

# PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA

---

2008 • 2017

# 2

VOLUME



## Ministério de Minas e Energia – MME

Ministro  
Edison Lobão

Secretário Executivo  
Márcio Pereira Zimmermann

Chefe de Gabinete do Ministro  
José Antonio Corrêa Coimbra

Secretário de Planejamento e Desenvolvimento Energético  
Altino Ventura Filho

Secretário de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis  
José Lima de Andrade Neto

Secretário de Energia Elétrica  
Josias Matos de Araújo

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](http://www.mme.gov.br)



Empresa de Pesquisa Energética

## Empresa de Pesquisa Energética – EPE

Presidente  
Mauricio 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  
Gelson Baptista Serva

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 3199  
[www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br)

---

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

Plano Decenal de Expansão de Energia 2008/2017 / Ministério de Minas e Energia. Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro: EPE, 2009

2 v.: il.

1. Energia\_Brasil. 2. Política Energética\_Brasil 3. Recursos Energéticos\_Brasil

---

# PARTICIPANTES DO MME

## **Coordenação Geral**

Altino Ventura Filho

## **Coordenação Executiva**

João José de Nora Souto  
Paulo Altaur Pereira Costa  
Pedro Alves de Melo

## **Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL**

Albert Cordeiro Geber de Melo, Maria Elvira Piñeiro Maceira

## **Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético - SPE**

**Coordenação:** Altino Ventura Filho

**Equipe Técnica:** Adriano Jeronimo da Silva, André Krauss Queiroz, Antônio Perez Puen-  
te, Artur Costa Steiner, Bruno Xavier de Sousa, Carlos Alexandre Príncipe Pires, Carolino  
Augusto Cepeda, Cássio Giuliani Carvalho, Ceres Zenaide Barbosa Cavalcanti, Christiany  
Salgado Faria, Demétrio Matos Tomazio, Giacomo Perrotta, Gilberto Hollauer, Gilberto  
Kwitko Ribeiro, Gustavo Santos Masili, Hamilton Moss de Souza, Henryette Patrice Cruz,  
Iran de Oliveira Pinto, João Antônio Moreira Patusco, João Luiz Tedeschi, John Denys Ca-  
dman, Jose Antônio Fabrini Marsiglio, José Luiz Scavassa, Laura Cristina da Fonseca Porto,  
Lívio Teixeira de Andrade Filho, Luis Fernando Badanhan, Osmar Ferreira do Nascimento,  
Paulo Antônio Gomes Monteiro, Paulo Augusto Leonelli, Paulo de Tarso de Alexandria  
Cruz, Paulo Érico Ramos de Oliveira, Paulo Roberto Rabelo da Assunção, Reinaldo da Cruz  
Garcia, Renato Augusto Faria de Araújo, Roberto Carneiro Filho, Roberto Meira Júnior, Ro-  
berto Wagner Lima Pereira, Samira Sana Fernandes de Sousa, Sophia Andonios Spyridakis  
Pereira, Thiago Guilherme Ferreira Prado, Valdir Borges Souza Júnior

## **Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis – SPG**

**Coordenação:** José Lima de Andrade Neto

**Equipe Técnica:** Adriano Gomes de Sousa, Antônio Henrique Godoy Ramos, Cláudio A.  
Ishihara, Clayton de Souza Pontes, Hugo Leonardo Gosmann, José Botelho Neto, Lauro  
Donisete Bogniotti, Luciano Costa de Carvalho, Luciano Pinheiro da Costa, Luiz Carlos Lis-  
bôa Theodoro, Manoel Rodrigues Parada Neto, Marco Antônio Martins Almeida, Marlon  
Arraes Jardim Leal, Maurício Marins Machado, Otávio Luis da Silva Rosa, Paulo Roberto  
Machado Fernandes Costa, Ricardo Borges Gomide, Ricardo Dornelles, Symone Christine  
Araújo, Tatiana de Carvalho Benevides, Umberto Mattei, Yedda Beatriz G. A. D. C. S. S.  
Afonso

# PARTICIPANTES DA EPE

---

## Coordenação Geral

Maurício Tiomno Tolmasquim  
José Carlos de Miranda Farias  
Amilcar Gonçalves Guerreiro  
Gelson Baptista Serva

## Coordenação Executiva

Geral

José Marcos Bressane,  
Juarez Castrillon Lopes,  
Luciano Kielmanowicz  
James Bolívar Luna Azevedo  
Talita de Oliveira Porto  
Paulo César Vaz Esmeraldo  
Ricardo Cavalcanti Furtado  
Ricardo Nascimento e Silva do Valle  
Geraldo Furtado Rodrigues  
Frederico Ventorim

Estudos econômicos e energéticos  
Estudos de geração de energia elétrica  
Estudos de transmissão de energia elétrica  
Estudos socioambientais  
Estudos de petróleo e derivados  
Estudos de gás natural  
Estudos de biocombustíveis

## Estudos econômicos e energéticos

Adriana Fiorotti Campos, André Luiz Rodrigues Osorio, Arnaldo dos Santos Junior, Carla da Costa Lopes Achão, Cláudio Gomes Velloso, Emilio Hiroshi Matsumura, Inah Rosa Borges de Holanda, José Manuel Martins David, Leticia Fernandes Rodrigues da Silva, Luiz Cláudio Orleans

## Estudos de geração de energia elétrica

Amaro Pereira, Anderson da Costa Moraes, Angela Regina Livino de Carvalho, Danielle Bueno de Andrade, Felipe Pinto Coelho Palma, Fernanda Gabriela B. dos Santos, Gabriel Malta Castro, Leonardo Augusto da Fonseca P. Sant'Anna, Martha Rosa Martins Carvalho, Maurício Sêmola, Patricia Costa Gonzalez de Nunes, Pedro Americo Moretz-Sohn David, Renata Nogueira Francisco de Carvalho, Thaís Iguchi, Thiago Correa Cesar

## Estudos de transmissão de energia elétrica

Alexandre Melo Silva, Armando Leite Fernandes, Daniel José Tavares de Souza, Daniela Souza, Fernando Hevelton Oliveira, Jurema Baptistella Ludwig, Marcelo Willian Henriques Szrajbman, Maria Alzira Noli Silveira, Maria de Fátima de Carvalho Gama, Thiago Dourado Martins, Vinicius Ferreira Martins, Welton Verly

### **Estudos socioambientais**

Ana Castro Lacorte, André Correia de Almeida, Carlos Frederico Menezes, César Maurício Batista da Silva, Cristiane Moutinho Coelho, Federica Natasha Ganança A. dos Santos Sodré, Flavia Pompeu Serran, Giam Carmine Cupello Miceli (estagiário), Glauce Maria Lieggio Botelho, Gustavo Ramos dos Santos, Hermani de Moraes Vieira, Kátia Gisele Soares Matosinho, Luciana Álvares da Silva, Marcos Ribeiro Conde, Marcos Vinícius Fernandes Amaral, Mírian Regini Nuti (Coordenação), Paula Cunha Coutinho, Paulo do Nascimento Teixeira, Robson de Oliveira Matos, Ronaldo Câmara Cavalcanti, Verônica Souza da Mota Gomes

### **Estudos de petróleo e derivados**

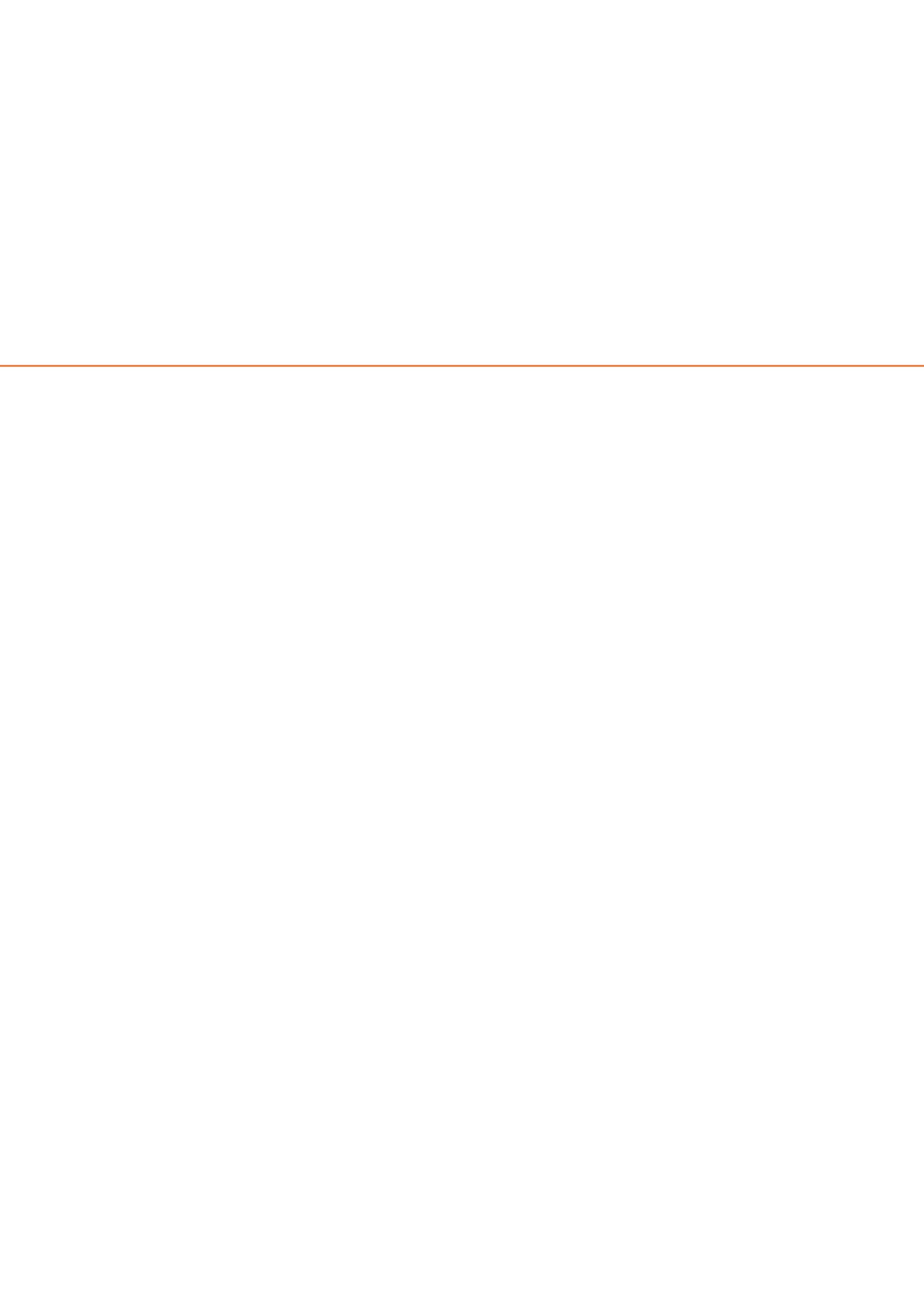
Adriana Queiroz Ramos, Aldeir D. Bernardo (contratado), Amanda Pereira Aragão, Carlos Alberto Ferreira dos Reis, Cláudio Bettini, Eduardo Pontual Ribeiro (consultor), Ernesto Ferreira Martins, Gildo Gabriel da Costa, Giovani Vitória Machado, Jefferson Acioli Machado, João A. Bastos de Mattos, José Mauro Ferreira Coelho, Luana Barki (estagiária), Marcos Frederico F. de Souza, Marisa Maia de Barros, Norival Brisola, Paulo Lúcio da Silva Júnior (estagiário), Rafael Moro da Mata, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Sergio Martins de Souza, Virgílio J. Martins Ferreira Filho (consultor)

### **Estudos de gás natural**

Aloysio Vasconcelos Filho, Ana Cecília Souza Lima, Carlos Augusto Góes Pacheco, Henrique Plaudio Gonçalves Rangel, Marcelo Ferreira Alfradique, Marco Stiel Radu Halpern

### **Estudos de biocombustíveis**

Angela Oliveira da Costa, Anna Amélia Paula Gomes de Oliveira, Antônio Carlos Santos, Antonio Marco Siciliano, Bruno Faria Cunha (estagiário), Giovan Kronenberger, Leônidas Bially Olegario dos Santos, Luciano Basto Oliveira, Patrícia Feitosa Bonfim Stelling, Rafael Barros Araujo



# SUMÁRIO

	CAPÍTULO I – Descrição Geral dos Estudos	14
	CAPÍTULO II – Demanda de Energia	22
	CAPÍTULO III – Oferta de Energia Elétrica	74
	III-1 – Geração de Energia Elétrica	74
	III-2 – Transmissão de Energia Elétrica	152
	III-3 – Aspectos Socioambientais	348
	CAPÍTULO IV – Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural	440
	CAPÍTULO V – Oferta de Derivados de Petróleo	492
	CAPÍTULO VI – Oferta de Gás Natural	542
	CAPÍTULO VII – Oferta de Biocombustíveis Líquidos	594
	CAPÍTULO VIII – Principais Indicadores da Expansão	660



PETROBRAS 5  
MAJURO

# RESERVAS E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL



<b>Introdução</b>	<b>443</b>
<b>1. Fontes de dados</b>	<b>444</b>
1.1. Dados oficiais fornecidos pela ANP	444
1.2. Dados publicados pela mídia ou disponibilizados por operadoras	444
1.3. Recursos não-descobertos	445
<b>2. Métodos adotados para previsão da produção de petróleo e gás natural</b>	<b>445</b>
2.1. Modelo matemático de perfil típico de produção	445
2.2. Superposição de projetos	446
<b>3. Previsões de produção</b>	<b>447</b>
3.1. Previsões de produção em escala nacional	447
3.2. Previsões desagregadas de produção	451
<b>4. Previsões de reservas</b>	<b>453</b>
4.1. Previsões de reservas totais em escala nacional	453
4.2. Previsões desagregadas de reservas	455
<b>5. Investimentos em E&amp;P</b>	<b>457</b>
<b>6. Considerações complementares quanto à previsão de produção de petróleo e gás</b>	<b>459</b>
<b>7. Efeito das incertezas no licenciamento ambiental sobre as previsões de produção</b>	<b>460</b>
7.1. Fontes de dados	460
7.2. Método utilizado para representar a incerteza nos prazos de licenciamento para recursos contingentes	461
7.3. Entrada de dados	461
7.4. Representação da incerteza por distribuições triangulares	462
7.5. Amostragem das distribuições triangulares	463
7.6. Composição da matriz de produção de cada campo	463
7.7. Cálculo das estatísticas mensais de produção para cada campo.	463
7.8. Cálculo das estatísticas mensais de produção para o conjunto de campos.	463
7.9. Elaboração dos gráficos.	463
7.10. Considerações finais	465
<b>8. Análise socioambiental do setor petrolífero</b>	<b>465</b>

---

8.1.	Introdução	466
8.2.	Escopo	468
8.3.	Crítérios e Procedimentos	469
8.3.1.	Avaliação da Distribuição Espacial dos Recursos de Óleo e Gás	469
8.3.2.	Avaliação temporal do Licenciamento Ambiental	471
8.3.3.	Emissão de gases do efeito estufa ( <i>upstream</i> )	472
8.4.	Avaliação da Distribuição Espacial dos Recursos de Óleo e Gás	473
8.4.1.	Mapeamento da Importância Petrolífera	473
8.4.2.	Mapeamento de Sensibilidades Ambientais	474
8.4.3.	Mapeamento de Áreas de Tensão	476
8.5.	Avaliação temporal do Licenciamento Ambiental	478
8.6.	Emissão de gases do efeito estufa ( <i>upstream</i> )	480
8.7.	Benefícios Socioeconômicos associados às atividades de E&P	481
8.8.	Considerações Finais e Recomendações sobre os Aspectos Socioambientais das Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural	484
<b>9.</b>	<b>Referências bibliográficas</b>	<b>485</b>
	<b>Anexo 1. Atribuição de valores às variáveis ambientais consideradas</b>	<b>486</b>
	<b>Anexo 2. Previsões de início de produção para os campos em desenvolvimento considerando o licenciamento ambiental</b>	<b>488</b>
	<b>Lista de Tabelas</b>	<b>490</b>
	<b>Lista de Gráficos</b>	<b>490</b>
	<b>Lista de Figuras</b>	<b>491</b>

## Introdução

Este capítulo contempla estimativas de produção de petróleo e gás natural em campos descobertos, bem como expectativas de produção de petróleo e gás natural em descobertas sem declaração de comercialidade e em jazidas ainda não-descobertas. Além da produção, elaborou-se a previsão decenal das reservas nacionais de petróleo (diferenciado em óleo leve, óleo mediano e óleo pesado) e gás natural.

Para as jazidas a descobrir, as previsões apresentadas são estimativas baseadas nos dados obtidos das licitações dos blocos exploratórios, promovidas pela ANP (até a sétima rodada).

O estudo incorpora, ainda, uma previsão dos investimentos em E&P, consistentes com as previsões de reservas e produção de petróleo e gás natural.

Finalmente, apresenta-se uma análise dos principais aspectos socioambientais referentes às atividades de exploração e produção de petróleo e gás natural.

É importante ainda registrar o contexto em que se desenvolveu o processo de elaboração deste capítulo do PDE 2008-2017 sobre as reservas e produção de petróleo e gás natural. Os estudos foram elaborados em 2007, com base nas reservas de 31-12-2006, e em Janeiro de 2008 a primeira edição do capítulo já estava pronta no âmbito da EPE. Entretanto, como amplamente noticiado na imprensa em geral, o setor de petróleo e gás no País ficou extremamente agitado pelo início da série de descobertas no Pré-Sal, fazendo com que o Poder Executivo tomasse a iniciativa de revisar o Marco Regulatório vigente para as atividades de exploração e produção no Brasil. Obviamente, isto afetou o processo de colocação em Consulta Pública do PDE, o que só foi ocorrer em Dezembro, depois de uma revisão focada na incorporação dos registros da produção de petróleo e gás no País, realizada em 2008.

Por outro lado, a forte queda nos preços do petróleo e a eclosão de uma crise econômica mundial afetando o crédito, em fins de 2008, além do advento do Pré-Sal, fizeram com que a Petrobras postergasse a divulgação de seu Plano de Negócios 2009-2013, vindo a fazê-lo somente em Janeiro de 2009<sup>9</sup>, em plena vigência da Consulta Pública do PDE 2008-2017.

Considerando-se a indubitável relevância do Plano de Negócios da Petrobras (PN 2009-2013) no setor de petróleo e gás do País, procedeu-se imediata análise de consistência entre as previsões de produção do PDE 2008-2017 e do PN 2009-2013, da qual resultou uma revisão e a presente versão deste capítulo.

Em síntese, a principal alteração com relação à versão do PDE 2008-2017, colocada em Consulta Pública, está na previsão de produção brasileira de petróleo, resultante das seguintes revisões: a) previsões de produção de petróleo em grandes campos, onde se concentram os principais projetos de E&P até 2013, sob responsabilidade da Petrobras<sup>2</sup>; b) previsões de produção de petróleo de recursos contingentes do Pré-Sal. Neste caso, além de Tupi, no bloco BM-S-11, ampliaram-se as possibilidades de produção advindas do bloco BM-S-9, ao se incluir a descoberta de Guará, prevista pela Petrobras iniciar a produção em 2013, conforme seu PN 2009-2013.

Contudo, mesmo com essa revisão, diferenças com relação ao PN 2009-2013 são esperadas: a) devido ao fato de a produção brasileira já contar com a contribuição de outras empresas; b) pela compreensível tendência de a Petrobras procurar expressar suas projeções, envolvidas em incertezas técnicas e de mercado, de modo mais conservador.

Informações e aspectos eventualmente não considerados plenamente nessa revisão deverão ser devidamente tratados no próximo Plano Decenal de Energia, de modo integrado dentro dos órgãos do MME, considerando os volumes estimados e os projetos de descobertas ainda em avaliação exploratória, mais particularmente aquelas do Pré-Sal.

<sup>1</sup> [http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco\\_arq/PlanodeNegócios2009-2013Portreap.pdf](http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/PlanodeNegócios2009-2013Portreap.pdf) (23 de Janeiro de 2009)

<sup>2</sup> Foram revistas as previsões de produção de petróleo para os campos de: ARGONAUTA; BADEJO; BALEIA AZUL; BARRACUDA; CATUÁ; ESPADARTE; MARLIM SUL; MAROMBA; PAPA – TERRA e TAMBUTÁ. Os principais parâmetros de revisão foram: 1) ano de início da produção; 2) ano de alcance do patamar; e, 3) tempo de exaustão da reserva, relacionada com o nível de produção no patamar e a taxa de declínio.

## 1. Fontes de dados

### 1.1. Dados oficiais fornecidos pela ANP

A Agência Nacional do Petróleo, Gás e Biocombustíveis disponibilizou os seguintes conjuntos de dados para EPE:

- Relatório de Reservas de 31-12-2006 para 330 campos em produção ou desenvolvimento;
- Dados de cinco campos cuja comercialidade foi declarada pelos concessionários em 2007, portanto não incluídos no Relatório de Reservas de 31-12-2006.

Os dados sobre tipo de petróleo, aqui caracterizado pelo grau API e pela densidade relativa do óleo a 20°C, foram obtidos de informações públicas da ANP. A classificação do tipo de petróleo utilizada nos gráficos e tabelas a seguir baseia-se na Portaria Nº. 9 da Agência (Tabela 1).

Para facilidade de apresentação, o óleo extrapesado foi agregado à categoria de óleo pesado. Note-se, porém, que as previsões de produção de petróleo por categoria objetivaram servir de insumo para o estudo referente ao parque de refino e à expansão da infraestrutura nacional de abastecimento de derivados de petróleo, apresentado no capítulo V deste relatório. No estudo em questão, foram admitidas 14 diferentes categorias de petróleo nacional.

Tabela 1 - Classificação do petróleo segundo portaria ANP nº 9.

Grau API	Densidade rel. 20oC / 20oC	Tipo de Óleo
$^{\circ} \text{API} \geq 31$	$d \leq 0,87$	leve
$22 \leq ^{\circ} \text{API} < 31$	$0,87 < d \leq 0,92$	mediano
$10 \leq ^{\circ} \text{API} < 22$	$0,92 < d \leq 1,00$	pesado
$^{\circ} \text{API} < 10$	$d > 1,00$	extrapesado

Fonte: ANP (2007a)

### 1.2. Dados publicados pela mídia ou disponibilizados por operadoras

Os dados oficiais, fornecidos pela ANP, foram suplementados por informações publicadas pela mídia especializada, particularmente em portais eletrônicos de empresas operadoras e de institutos de pesquisa na área de petróleo e gás. Tais informações incluem:

- Planos referentes à implantação de projetos de produção de óleo e gás em campos produtores ou em fase de desenvolvimento, explicitando datas e vazões projetadas;
- Planos referentes à implantação de projetos de infraestrutura que condicionam os cronogramas e as vazões de alguns projetos de produção;
- Projeções relativas a descobertas em fase de avaliação. Devido à limitação de informações, incluíram-se nesta categoria apenas sete novas descobertas, avaliadas como sendo as mais significativas, a saber: Tupi, Carioca, Atlanta, Camarão, Guanambi, Peregrino e Xerelete<sup>3</sup>. Tais campos são referidos no presente relatório como “recursos contingentes econômicos”, segundo a definição da SPE et alii (2006): “aquelas quantidades (de petróleo) associadas a projetos tecnicamente viáveis que são ou atualmente econômicos ou projetados como econômicos sob condições futuras previstas como favoráveis, mas não estão comprometidas para desenvolvimento devido a uma ou mais contingências”. Dentro da nomenclatura da Portaria nº 9 da ANP, tratam-se de recursos descobertos, porém não se enquadram em qualquer das categorias de reservas, uma vez que se encontram em fase de avaliação. Daí a necessidade de introdução dessa categoria. Deve-se ressaltar a grande incerteza na previsão dos recursos contingentes do Pré-Sal, aqui representados por Tupi e Carioca.

As principais fontes consultadas, no sentido de suplementar a informação oficial recebida da ANP, são: ANP (2007a), PETROBRAS (2007), UNICAMP/DEP (2007) e IBP (2007).

<sup>3</sup> No caso das descobertas no Pré-Sal da Bacia de Santos

### 1.3. Recursos não-descobertos

Para avaliar a possível contribuição dos recursos não-descobertos às previsões de produção baseadas nos campos descobertos, compondo um cenário completo, utilizaram-se no presente documento as estimativas contidas no relatório EPE (2006), com os devidos ajustes quanto aos poços pioneiros perfurados e às descobertas realizadas em 2007.

## 2. Métodos adotados para previsão da produção de petróleo e gás natural

Os métodos adotados para previsão de produção de petróleo e gás no presente PDE são das mesmas classes adotadas para o PDE 2007-2016<sup>5</sup>.

Para a previsão de produção de um campo específico, da classe de métodos expeditos, foi aperfeiçoado o modelo empírico de simulação do processo de produção de cada acumulação, prevista ou já descoberta, por meio de parceria com a COPPETEC (FERREIRA FILHO, 2007).

Para a previsão de produção de um conjunto de acumulações, descobertas ou não, adotou-se a trivial metodologia de consolidação das previsões de produção de campo específico.

A escolha do método de previsão de produção campo a campo, com modelo expedito, para este PDE 2008-2017, decorre das seguintes condições:

- Natureza e limitação dos dados disponíveis, que inviabilizam algumas alternativas;
- Necessidade de levar em conta as previsões de entrada em operação de projetos divulgados pelas empresas concessionárias;
- Necessidade de agregação da produção segundo diversos critérios, para atender às demandas de planejamento das áreas de abastecimento, as quais agregam os campos de óleo e gás segundo correntes<sup>6</sup> e UPGN's;
- Necessidade de agregação por critérios regionais, para atender ao planejamento das unidades administrativas do país<sup>7</sup>;
- Necessidade de previsões de produção dos recursos não-descobertos em escala de segmentos de bacias sedimentares.

### 2.1. Modelo matemático de perfil típico de produção

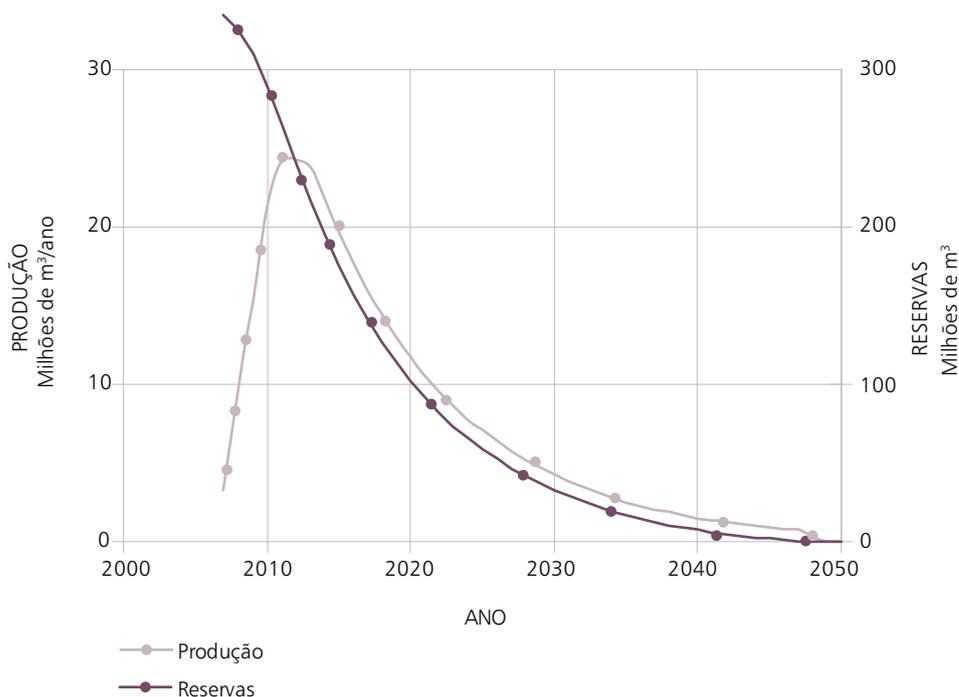
Considerando que não estão disponíveis os dados necessários para uma simulação de fluxo dos reservatórios, tais como dados petrofísicos, características de fluidos e parâmetros de fluxo (pressões e vazões), desenvolveu-se um modelo simplificado (FERREIRA FILHO, 2007), constituído de três etapas: crescimento, produção estabilizada ("patamar") e produção em declínio (Gráfico 1).

<sup>5</sup> Em 2007 foi desenvolvido um modelo de simulação georreferenciada do processo exploratório (SIGPEX), utilizando os resultados do Projeto Zoneamento (EPE, 2007c), para permitir a avaliação do volume de campos a descobrir em áreas não concedidas. Contudo, sua aplicação para o presente PDE não foi realizada em virtude das discussões sobre um novo marco regulatório que se desenrolaram desde fins de 2007 e durante 2008, motivadas pelas marcantes descobertas no Pré-Sal da Bacia de Santos.

<sup>6</sup> Correntes definidas pela ANP, reunidas pela EPE em 14 grupos compostos de petróleos relativamente homogêneos, tendo em vista o grau API, a localização geográfica, as características das instalações de processamento e a destinação dos derivados.

<sup>7</sup> Incluindo o planejamento nacional.

Gráfico 1 - Ilustração do modelo de previsão de produção de um campo de petróleo.



As fases de crescimento e patamar são modeladas por uma função linear, enquanto a fase de declínio tem opções de modelagem por função exponencial ou hiperbólica.

Os parâmetros que caracterizam cada uma das três fases são inferidos da seguinte forma:

Para os campos com dados de histórico de produção, ajustam-se funções lineares, exponenciais ou hiperbólicas, conforme o estágio de produção do campo;

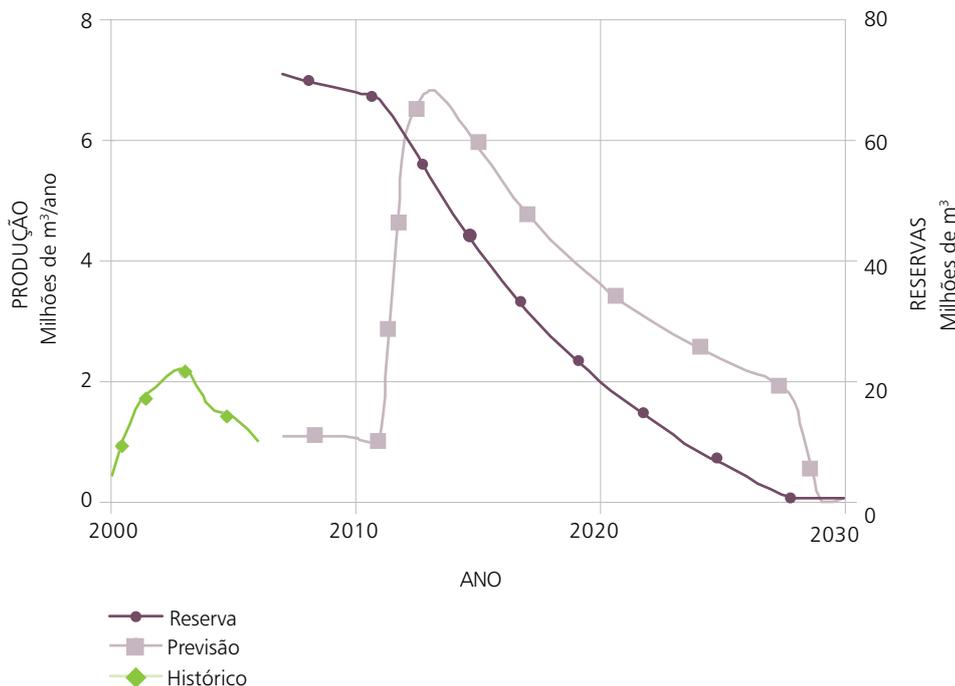
Para os campos sem dados de histórico, ou com dados insuficientes para o ajuste, inferem-se os parâmetros a partir de situações análogas<sup>8</sup>, as quais são classificadas segundo o tipo de fluido, o volume da reserva e a lâmina d'água.

## 2.2. Superposição de projetos

O programa computacional desenvolvido para este trabalho admite a superposição de projetos, no sentido de reajustar o ritmo de produção quando ocorrem eventos de incremento ou decréscimo da produção, tais como a entrada de novas plataformas em campos marítimos ou o fechamento de poços. O Gráfico 2 ilustra uma dessas situações, em que ocorre a entrada de nova instalação de produção no período de declínio de um campo.

<sup>8</sup> da literatura ou da experiência do avaliador.

Gráfico 2 - Ilustração do perfil de produção de um campo de petróleo em fase de declínio, quando entra nova unidade, ocorrendo a superposição dos dois projetos.



### 3. Previsões de produção

As previsões de produção de petróleo e gás natural foram elaboradas até o ano 2050. Tendo em vista a inserção do presente projeto no PDE 2008-2017, os gráficos e tabelas serão restritos ao citado período de planejamento, com exceção de um gráfico comparativo das contribuições de gás associado e não-associado. As reservas consideradas são as reservas totais (provadas + prováveis + possíveis).

#### 3.1. Previsões de produção em escala nacional<sup>9</sup>

Nos gráficos e tabelas a seguir, as previsões de produção nacional de petróleo e de gás natural encontram-se estratificadas segundo o grau de incerteza, da seguinte forma:

- Contribuição prevista dos recursos não-descobertos (RND), nos campos a descobrir;
- Contribuição prevista dos recursos contingentes (RC), nos campos descobertos em estágio de avaliação;
- Produção prevista das reservas totais (RT), nos campos em desenvolvimento ou produção.

Na Tabela 2 e no Gráfico 3, apresenta-se a previsão de produção diária de petróleo nacional até 2017. As reservas totais atuais poderão sustentar uma tendência crescente da produção até 2013, seguindo-se um declínio. Entretanto, a contribuição dos recursos contingentes, na forma atual de planos de avaliação, deverá prolongar a tendência crescente além de 2017, o que será reforçado pela contribuição prevista de recursos não-descobertos.

Prevê-se um crescimento da produção a partir das reservas atuais até 2013. O declínio a partir de então será compensado pela entrada em produção de recursos atualmente contingentes e novas descobertas.

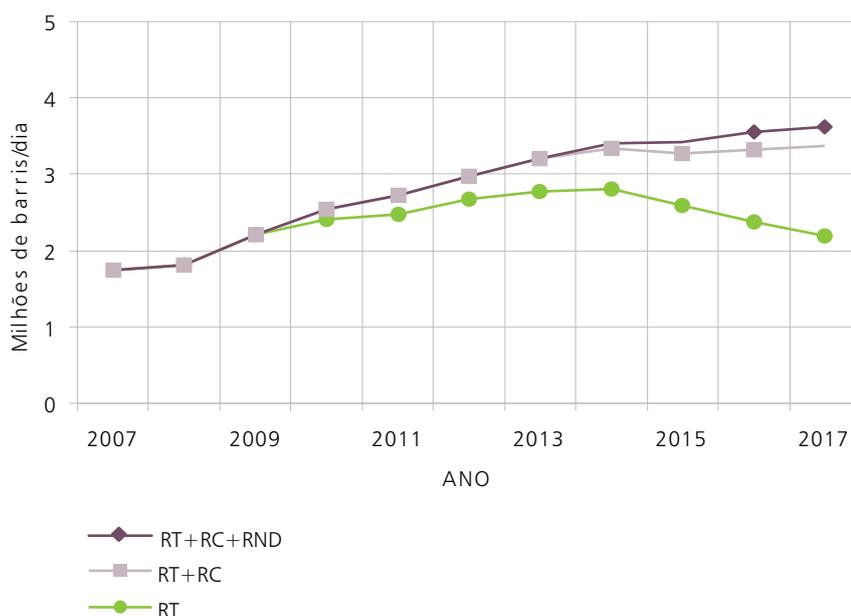
<sup>9</sup> Produção nacional neste PDE refere-se exclusivamente à produção interna ao território brasileiro, não incluindo, portanto, a produção da Petrobras no exterior.

<sup>10</sup> Não foi considerado o tempo necessário para a celebração de eventuais acordos de individualização da produção (unitização), adotando-se assim a premissa de que o início da produção ocorrerá nos tempos previstos para cada concessão.

Tabela 2 - Previsão de produção de petróleo nacional em milhões de barris diários, no período 2007-2017.

RECURSO: Petróleo	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RND	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,075	0,158	0,241	0,249
RC	0,000	0,002	0,006	0,148	0,248	0,307	0,432	0,518	0,675	0,931	1,188
RT	1,748	1,815	2,206	2,402	2,469	2,671	2,775	2,815	2,592	2,384	2,192
<b>Total</b>	<b>1,748</b>	<b>1,817</b>	<b>2,212</b>	<b>2,549</b>	<b>2,717</b>	<b>2,978</b>	<b>3,206</b>	<b>3,408</b>	<b>3,425</b>	<b>3,556</b>	<b>3,629</b>

Gráfico 3 - Previsão de produção de petróleo nacional no período 2007-2017.



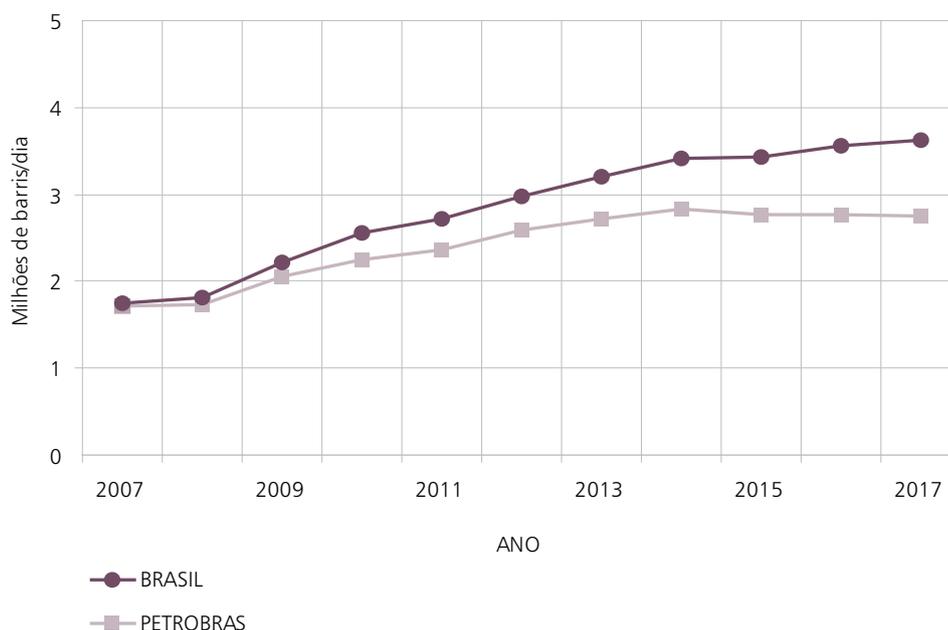
Legenda das fontes de recursos: RT = Reservas Totais; RC = Recursos Contingentes; RND = Recursos não-descobertos.

Na Tabela 3 e no Gráfico 4, apresenta-se a previsão de produção diária de petróleo nacional até 2017, desagregada pela participação da Petrobras e de outras empresas. É notável o aumento previsto da contribuição das outras empresas na produção de petróleo, com o avanço do tempo, no prazo deste PDE.

Tabela 3 - Previsão de produção de petróleo nacional em milhões de barris diários, no período 2007-2017, desagregada pela contribuição da Petrobras e de outras empresas.

RECURSO: Petróleo	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Outras	0,029	0,080	0,150	0,299	0,359	0,387	0,491	0,572	0,662	0,788	0,883
Petrobras	1,719	1,737	2,063	2,250	2,358	2,590	2,715	2,835	2,763	2,768	2,745
<b>Brasil</b>	<b>1,748</b>	<b>1,817</b>	<b>2,212</b>	<b>2,549</b>	<b>2,717</b>	<b>2,978</b>	<b>3,206</b>	<b>3,408</b>	<b>3,425</b>	<b>3,555</b>	<b>3,629</b>

Gráfico 4 - Previsão de produção de petróleo nacional no período 2007-2017, desagregada pela contribuição da Petrobras e de outras empresas.



Nota: Curvas com valores cumulativos. Os valores desagregados podem ser obtidos da Tabela 3.

A Tabela 4 e o Gráfico 5 representam a previsão de produção diária de gás nacional até 2017. Considerando que a maior proporção do gás produzido no decênio em foco é associada, a tendência de crescimento no Gráfico 5 é coerente com a descrita anteriormente para a produção de petróleo.

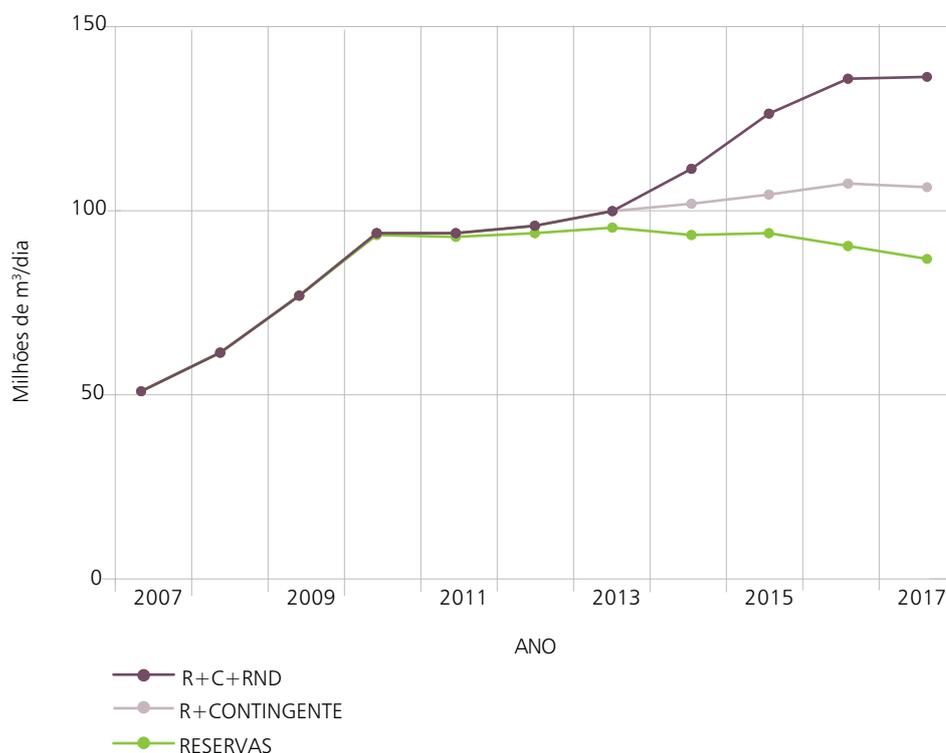
Contando apenas com as atuais reservas totais, prevê-se uma tendência crescente significativa até 2010, quando se atingirá um patamar de produção de 95 milhões de metros cúbicos diários, o qual será sustentado até 2015, ano em que se inicia um declínio suave. A manutenção deste patamar deve-se a restrições de demanda e de infraestrutura em regiões com reservas elevadas, como é o caso da bacia do Solimões.

Contando com os recursos contingentes e com as estimativas de recursos não-descobertos, prevê-se uma tendência crescente a partir de 2012, como resposta à demanda e à conseqüente ampliação da infraestrutura.

Tabela 4 - Previsão de produção nacional de gás natural em milhões de metros cúbicos diários, no período 2007-2017.

RECURSO: Gás Natural	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RND	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	10,082	22,682	30,241	31,500
RC	0,000	0,000	0,000	0,576	0,784	2,022	4,699	8,694	11,372	17,814	20,493
RT	49,766	60,971	77,475	94,778	94,231	95,142	96,810	94,920	95,186	91,446	88,151
<b>TOTAL</b>	<b>49,766</b>	<b>60,971</b>	<b>77,475</b>	<b>95,354</b>	<b>95,015</b>	<b>97,164</b>	<b>101,509</b>	<b>113,696</b>	<b>129,240</b>	<b>139,501</b>	<b>140,144</b>

Gráfico 5 - Previsão de produção de gás nacional no período 2007-2017.



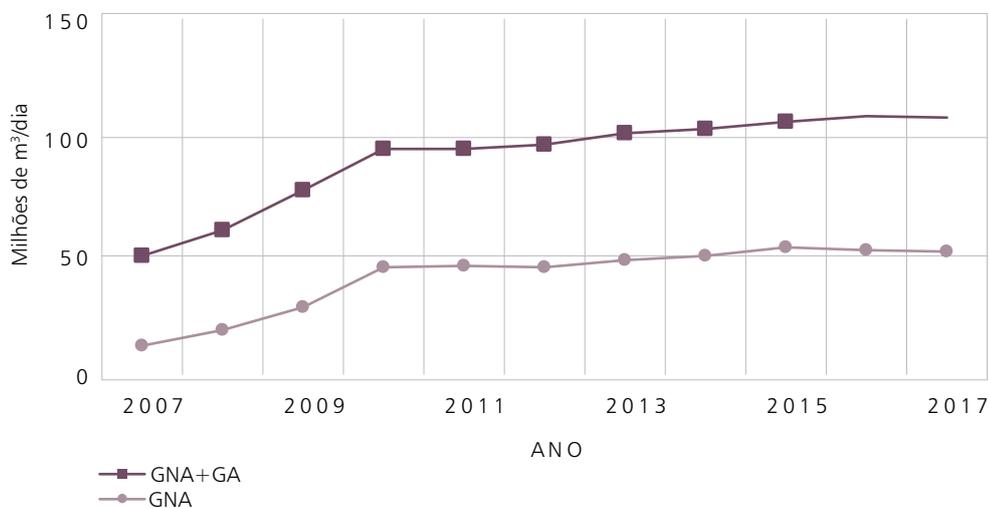
Legenda: R = Reservas; C = Contingente; RND = recursos não-descobertos.

Na Tabela 5 e no Gráfico 6 desagregam-se as contribuições do gás associado e do gás não-associado para as previsões de produção a partir dos recursos descobertos atuais<sup>11</sup>. No período considerado do PDE (2008-2017), a produção de gás associado é majoritária, porém a relação (GA/GNA) prevista altera-se a partir de 2010, tornando-se equivalentes as contribuições do GA e do GNA.

Tabela 5 - Previsão de produção nacional de gás natural em milhões de metros cúbicos diários, no período 2007-2017, a partir dos recursos descobertos (reservas e contingentes).

RECURSO: Gás Natural	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GA	37,877	42,088	49,448	49,913	49,447	51,875	53,602	53,889	53,153	56,915	57,083
GNA	11,888	18,883	28,027	45,441	45,568	45,290	47,907	49,725	53,405	52,344	51,560
<b>Total</b>	<b>49,766</b>	<b>60,971</b>	<b>77,475</b>	<b>95,354</b>	<b>95,015</b>	<b>97,164</b>	<b>101,509</b>	<b>103,614</b>	<b>106,558</b>	<b>109,259</b>	<b>108,644</b>

Gráfico 6 - Previsão de produção nacional de gás natural em milhões de metros cúbicos diários, no período 2007-2017, a partir dos recursos descobertos (reservas + contingentes).



Legenda: GA = gás associado; GNA = gás não-associado.

### 3.2. Previsões desagregadas de produção

O aplicativo computacional utilizado neste PDE para os recursos descobertos possibilita a confecção de tabelas e gráficos de previsão de produção com diversos níveis de agregação, utilizando-se filtros, tais como:

- Nível de incerteza (reservas, recursos contingentes e não-descobertos);
- Bacia sedimentar;
- Estado da Federação;
- Tipo de fluido (óleo, gás, condensado);
- Tipo de óleo (leve, mediano, pesado);
- Tipo de gás (associado, não-associado);
- UPGN;
- Corrente;
- Grupo de correntes;
- Ambiente de operação (terrestre, marítimo).

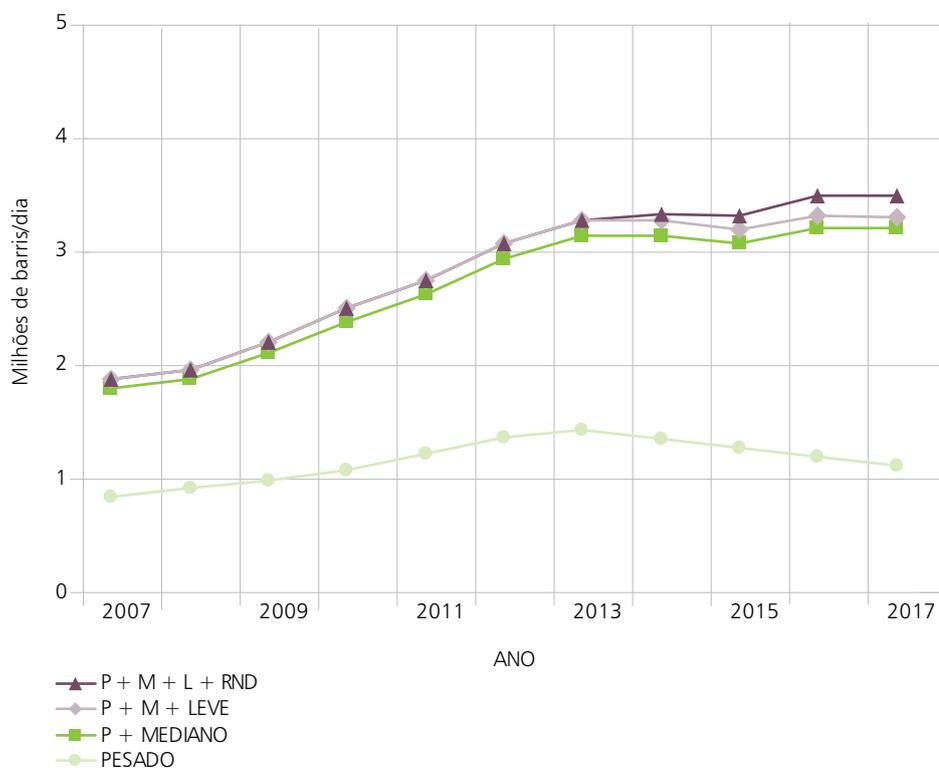
A Tabela 6 e o Gráfico 7 representam as previsões de produção de petróleo nacional no período 2008-2017, classificada por tipo de óleo, a partir dos recursos descobertos (reservas e contingentes), complementada com a previsão para os recursos não-descobertos.

Observa-se uma predominância dos petróleos medianos e pesados, em proporções aproximadamente equivalentes até 2013. Deste ano em diante, prevê-se um declínio na produção de óleo pesado, enquanto continua crescendo a produção de óleo mediano. A proporção de óleos leves é pequena e a contribuição esperada de recursos não-descobertos, também pequena, começará apenas em 2014.

Tabela 6 - Previsão de produção de petróleo nacional no período 2008-2017, classificada por tipo (leve, mediano e pesado), em milhões de barris diários.

RECURSO: Petróleo	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RND	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,075	0,158	0,241	0,249
LEVE	0,127	0,128	0,153	0,165	0,156	0,182	0,193	0,178	0,164	0,147	0,127
MEDIANO	0,839	0,976	1,031	1,066	1,061	1,262	1,385	1,596	1,674	1,857	2,052
PESADO	0,783	0,713	1,029	1,319	1,500	1,533	1,628	1,559	1,429	1,310	1,201
<b>TOTAL</b>	<b>1,748</b>	<b>1,817</b>	<b>2,212</b>	<b>2,549</b>	<b>2,717</b>	<b>2,978</b>	<b>3,206</b>	<b>3,408</b>	<b>3,425</b>	<b>3,556</b>	<b>3,629</b>

Gráfico 7 - Previsão de produção de petróleo nacional no período 2008-2017, classificada por tipo, em milhões de barris diários.



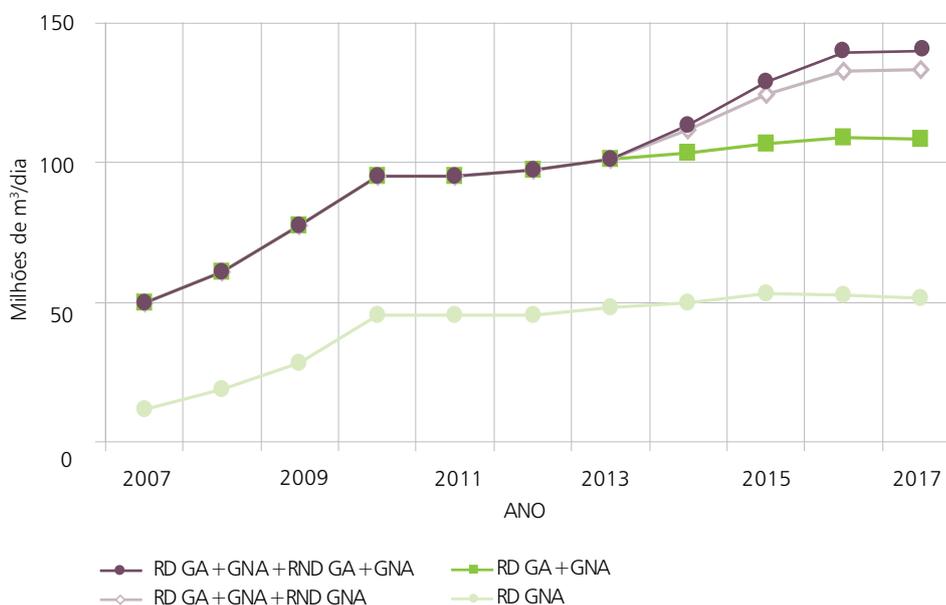
A Tabela 7 e o Gráfico 8 representam as previsões de produção nacional de gás natural no período 2008-2017, classificada por tipo, a partir dos recursos descobertos (reservas e contingentes) e recursos não-descobertos.

Tabela 7 - Previsão de produção nacional de gás natural no período 2008-2017, classificada por tipo, em milhões de metros cúbicos diários.

RECURSO: Gás natural	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GA RND	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	2,031	4,838	6,629	7,018
GNA RND	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	8,051	17,844	23,612	24,483
GA RD	37,877	42,088	49,448	49,913	49,447	51,875	53,602	53,889	53,153	56,915	57,083
GNA RD	11,888	18,883	28,027	45,441	45,568	45,290	47,907	49,725	53,405	52,344	51,560
<b>Total</b>	<b>49,766</b>	<b>60,971</b>	<b>77,475</b>	<b>95,354</b>	<b>95,015</b>	<b>97,164</b>	<b>101,509</b>	<b>113,696</b>	<b>129,240</b>	<b>139,501</b>	<b>140,144</b>

Legenda: GA = gás associado; GNA = gás não-associado

Gráfico 8 - Previsão de produção nacional de gás natural no período 2008-2017, classificada por tipo, em milhões de metros cúbicos diários.



Legenda: GA = gás associado; GNA = gás não-associado; RD = recurso descoberto; RND = recurso não-descoberto

## 4. Previsões de reservas

De modo análogo ao utilizado para a produção, as previsões de reservas de petróleo e gás natural foram elaboradas até o ano 2050. Tendo em vista a inserção do presente projeto no PDE 2008-2017, os gráficos e tabelas serão restritos ao citado período de planejamento, com exceção de um gráfico comparativo das contribuições de gás associado e não-associado.

### 4.1. Previsões de reservas totais em escala nacional

Nos gráficos e tabelas a seguir, as previsões de reservas totais nacionais de petróleo e de gás natural encontram-se estratificadas segundo o grau de incerteza, da seguinte forma:

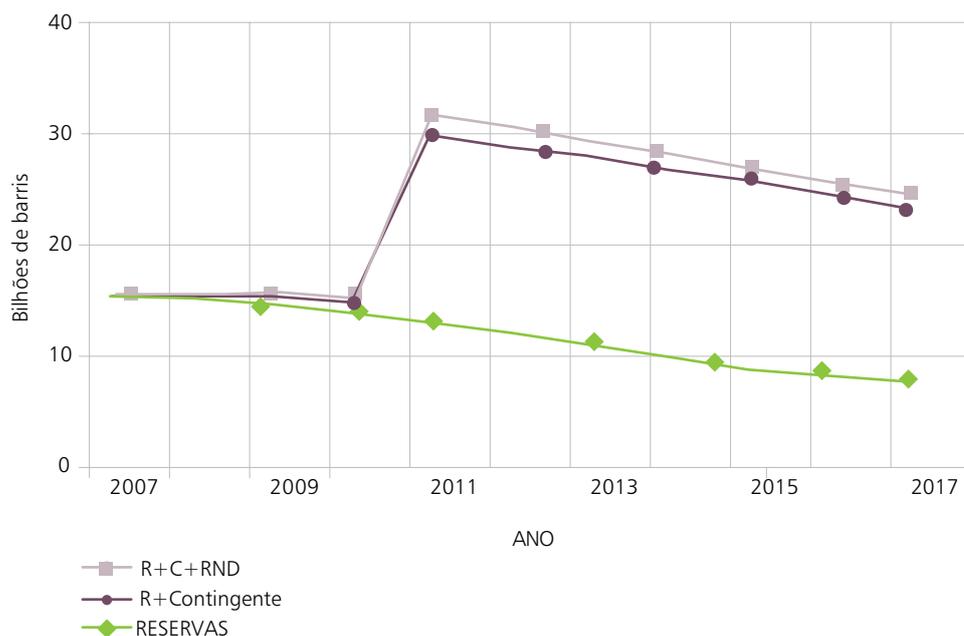
- Contribuição prevista dos recursos não-descobertos (RND), nos campos a descobrir;
- Contribuição prevista dos recursos contingentes (RC), nos campos descobertos em estágio de avaliação;
- Contribuição prevista dos recursos descobertos com reservas declaradas (RDR), nos campos em desenvolvimento ou produção.

A Tabela 8 e o Gráfico 9 representam a previsão anual de reservas totais de petróleo nacional até 2017. O declínio previsto das atuais reservas é relativamente suave, apesar da tendência crescente da produção. Com os acréscimos previstos a partir de informações publicadas (PETROBRAS, 2007) sobre novas descobertas, notadamente Tupi e Carioca, o nível atual de reservas deverá dobrar em 2011, declinando em seguida. A contribuição de recursos não-descobertos é pouco expressiva no período considerado, o que deverá ser revisto no próximo PDE, tendo em vista a nova província do Pré-Sal.

Tabela 8 - Previsão de reserva total nacional de petróleo em bilhões de barris, no período 2007-2017.

RECURSO: Petróleo	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RND	0,013	0,034	0,115	0,485	1,225	1,301	1,284	1,240	1,196	1,166	1,136
RC	0,010	0,049	1,289	1,235	17,644	17,532	17,375	17,186	16,940	16,600	16,166
RT	16,676	16,384	15,618	14,749	13,856	12,889	11,932	10,905	9,960	9,091	8,269
<b>Total</b>	<b>16,699</b>	<b>16,467</b>	<b>17,022</b>	<b>16,469</b>	<b>32,726</b>	<b>31,722</b>	<b>30,591</b>	<b>29,331</b>	<b>28,096</b>	<b>26,857</b>	<b>25,571</b>

Gráfico 9 - Previsão de reserva total de petróleo em bilhões de barris, no período 2008-2017.



Legenda: R = Reservas; C = Contingente; RND = recursos não-descobertos.

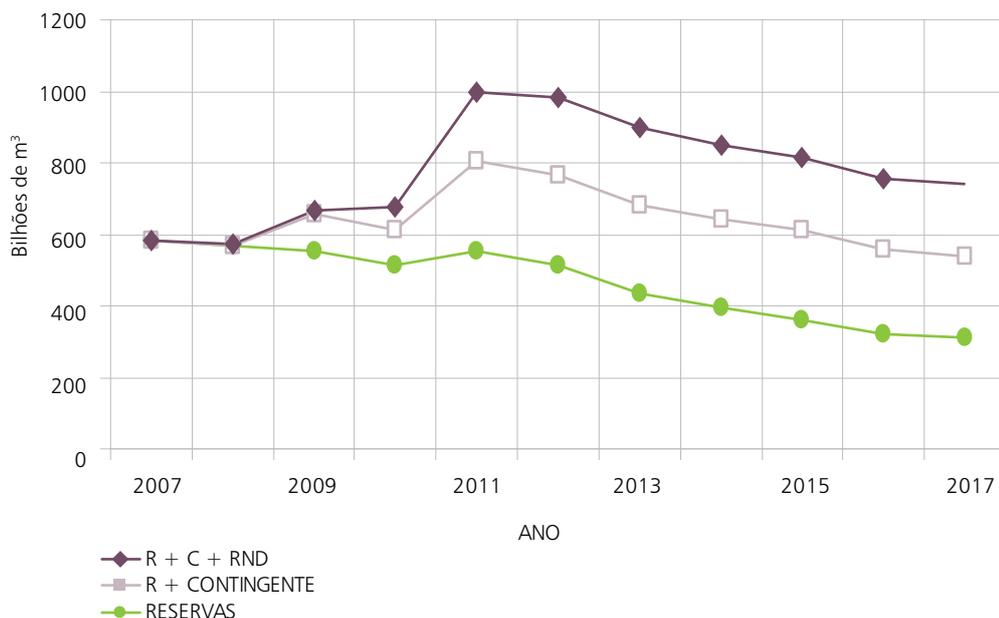
Nota: Curvas com valores cumulativos. Os valores desagregados podem ser obtidos da Tabela 8.

A Tabela 9 e o Gráfico 10 representam a previsão de reserva total de gás até 2017. De modo análogo ao observado para as reservas de óleo, prevê-se um declínio suave para as atuais reservas de gás, tendo em vista a R/P atual (32,2 anos em 2007, considerando a reserva total).

Tabela 9 - Previsão de reserva total de gás natural em bilhões de metros cúbicos, no período 2008-2017.

Recurso: Gás	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
A descobrir	0,0	4,5	8,8	60,8	189,6	218,8	216,8	210,4	204,1	200,9	200,5
Contingente	0,0	0,0	101,5	101,3	251,0	250,3	248,6	245,4	250,7	234,7	227,2
Reservas	584,5	569,7	554,0	513,5	555,5	514,7	433,1	395,5	359,7	321,6	311,0
<b>Total</b>	<b>584,5</b>	<b>574,2</b>	<b>664,3</b>	<b>675,6</b>	<b>996,1</b>	<b>983,8</b>	<b>898,4</b>	<b>851,3</b>	<b>814,5</b>	<b>757,2</b>	<b>738,7</b>

Gráfico 10 - Previsão de reserva total de gás natural em bilhões de metros cúbicos, no período 2008-2017.



Legenda: R = Reservas; C = Contingente; RND = recursos não-descobertos.

Nota: Curvas com valores cumulativos. Os valores desagregados podem ser obtidos da Tabela 9.

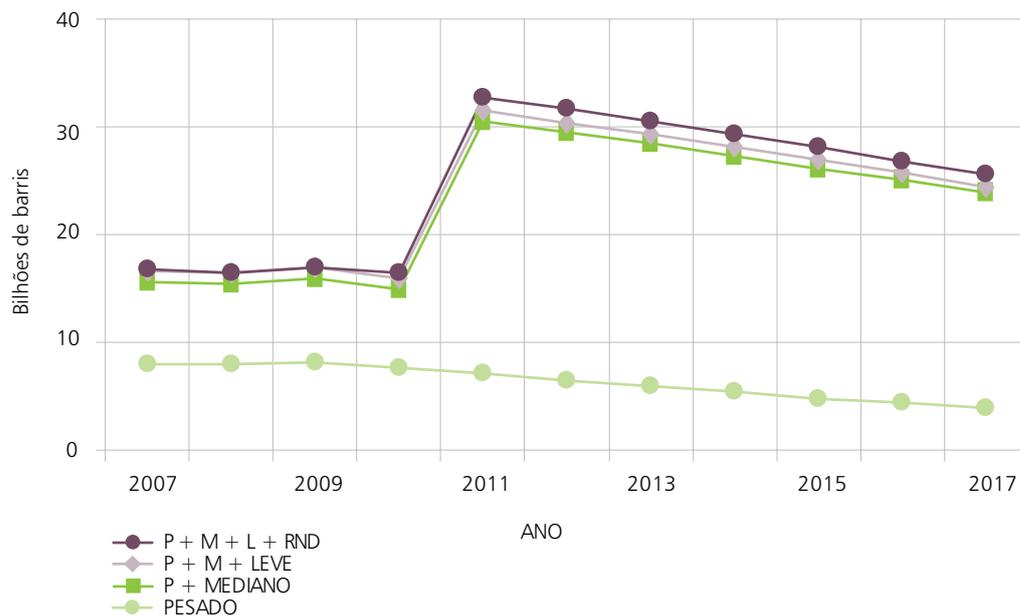
#### 4.2. Previsões desagregadas de reservas

De modo análogo à produção, o aplicativo computacional possibilita a confecção de tabelas e gráficos de previsão de reservas de petróleo e gás natural com diversas formas de agregação, utilizando-se filtros. A Tabela 10 e o Gráfico 11 representam as previsões agregadas por tipo de óleo. A partir de 2010, prevê-se uma predominância crescente do óleo mediano, cuja proporção representará cerca de  $\frac{3}{4}$  da reserva a partir de 2011. O salto correspondente ao ano de 2011 corresponde às previsões de declaração formal de reservas de Tupi e Carioca.

Tabela 10 - Previsão de reservas de petróleo nacional no período 2008-2017, classificadas por tipo (leve, mediano e pesado), em bilhões de barris.

RECURSO: Petróleo	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RND	0,013	0,034	0,115	0,485	1,225	1,301	1,284	1,240	1,196	1,166	1,136
Leve	1,065	1,064	1,046	0,992	0,941	0,880	0,857	0,793	0,734	0,682	0,615
Mediano	7,718	7,344	7,761	7,373	23,488	23,029	22,531	21,949	21,337	20,660	19,909
Pesado	7,902	8,025	8,100	7,619	7,072	6,513	5,918	5,349	4,828	4,350	3,911
<b>Total</b>	<b>16,699</b>	<b>16,467</b>	<b>17,022</b>	<b>16,469</b>	<b>32,726</b>	<b>31,722</b>	<b>30,591</b>	<b>29,331</b>	<b>28,096</b>	<b>26,857</b>	<b>25,571</b>

Gráfico 11 - Previsão de reservas totais de petróleo no período 2008-2017, classificadas por tipo (leve, mediano e pesado), em bilhões de barris.

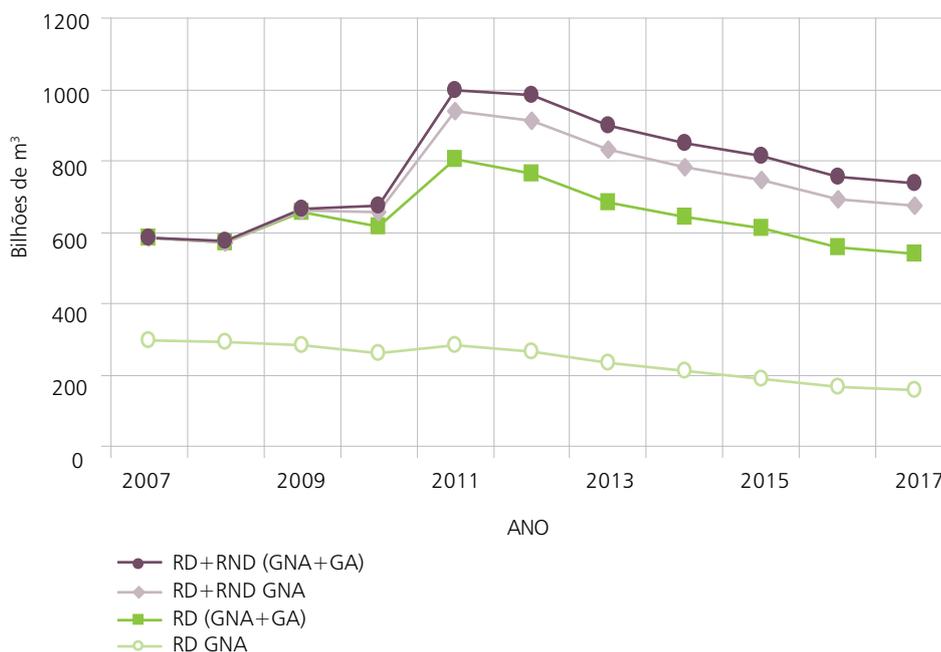


A Tabela 11 e o Gráfico 12 representam as previsões de reservas de gás natural, classificadas por tipo de gás. Para os recursos descobertos, a reserva de gás não-associado declina suavemente, chegando a 2017 com a metade da reserva atual. Já a reserva de gás associado deverá crescer 80% em relação ao nível atual, em 2011, devido às contribuições das descobertas de Tupi e Carioca. A contribuição de recursos não-descobertos também será expressiva a partir de 2011.

Tabela 11 - Previsão de reserva total de gás natural em bilhões de metros cúbicos, no período 2008-2017, desagregada por tipo de gás.

RECURSO: Gás natural	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GA RND		1,7	3,6	21,4	56,2	69,4	68,9	67,8	66,6	65,9	65,8
GNA RND		2,8	5,1	39,4	133,4	149,4	147,8	142,6	137,5	135,0	134,7
GA RD	289,3	275,5	373,3	352,0	521,6	499,5	450,0	429,6	421,2	388,6	381,7
GNA RD	295,2	294,2	282,2	262,8	284,8	265,5	231,7	211,3	189,3	167,7	156,6
<b>TOTAL</b>	<b>584,5</b>	<b>574,2</b>	<b>664,3</b>	<b>675,6</b>	<b>996,1</b>	<b>983,7</b>	<b>898,4</b>	<b>851,3</b>	<b>814,5</b>	<b>757,2</b>	<b>738,7</b>

Gráfico 12 - Previsão de reserva total de gás natural em bilhões de metros cúbicos, no período 2008-2017, desagregada por tipo de gás.



Legenda:GA= Gás associado; GNA= Gás não-associado; RD= Recursos descobertos; RND= Recursos não-descobertos

## 5. Investimentos em E&P

Foi aplicada, para o PDE em questão, a mesma abordagem de estimativa dos investimentos de E&P utilizada para o PDE 2007-2016, atualizando-se o dólar de referência e as séries históricas de investimentos e produção disponibilizadas pela Petrobras. Além disso, incorporam-se as projeções de investimentos da ANP para estudos e aquisição de dados geológicos e geofísicos das bacias sedimentares brasileiras.

A título de revisão, a abordagem empregada consiste em aplicar o conceito geral de custo de produção a uma previsão de produção. O conceito foi definido no PDE 2007-2016 como sendo o custo total do investimento em E&P num determinado ano, expresso pela razão entre o investimento acumulado e a produção de hidrocarbonetos (petróleo e gás natural) até aquele ano, desde o início das atividades na região considerada, no caso todo o território nacional. Com base nos dados publicados pela Petrobras em seu portal eletrônico, a evolução desse custo total é mostrada no Gráfico 13.

Ao longo da história do petróleo no Brasil, com os valores em dólares ajustados para 2006, na qual é inquestionável ter a Petrobras como referência das operadoras, a média do custo total do investimento em E&P é de 11,66 US\$/boe, tendo atingido o mínimo de 7,56 US\$/boe em 1961 e o máximo de 19,41 US\$/boe em 1983. Em 2006 o custo total atingiu o valor de 9,34 US\$/boe.

Gráfico 13 - Custo Total do Investimento em E&amp;P no Brasil pela Petrobras



Para se ter uma avaliação das possíveis variações, tendo em vista as incertezas que envolvem as estimativas de investimentos do mercado em E&P, consideraram-se duas hipóteses: 1) o custo total permanecerá estável nos próximos 10 anos, no nível de 9,34 US\$/boe atingido em 2005 e mantido em 2006; 2) o custo total crescerá ao longo dos anos, atingindo 10,18 US\$/boe em 2017, valor esse que corresponde à média observada nos últimos 10 anos. A Tabela 12 mostra, ano a ano, as previsões conforme as duas hipóteses. Deve ser notado que, em ambas as hipóteses, a tendência prevista dos investimentos é crescente, refletindo a expectativa de que, para se manter a auto-suficiência do petróleo e reduzir a dependência externa do gás natural, os investimentos em E&P no Brasil deverão crescer.

Tabela 12 - Previsões de Investimentos Anuais do Mercado de E&amp;P no Brasil

	Previsões de Investimentos Anuais em E&P no Brasil de 2008 a 2017 (milhões de US\$)									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hipótese de Custo Total Crescente	9495	11151	12671	13149	15418	16740	17515	18017	19424	19689
Hipótese de Custo Total Estável	8457	9939	11253	11535	13518	14559	15062	15300	16369	16365

Considerando os investimentos projetados pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP)<sup>12</sup> para aquisição de dados e estudos de bacias sedimentares até 2012, as previsões de investimentos totais seguem a Tabela 13.

<sup>12</sup> Considera-se a versão do "Plano Plurianual dos Estudos de Geologia e Geofísica (2007-2012)" divulgada pela ANP em setembro de 2007. Obs.: A Petrobras investiu em E&P, no primeiro semestre de 2008, 7,06 bilhões de dólares.

Tabela 13 - Previsões do Total de Investimentos Anuais de E&amp;P no Brasil

		Previsões de Investimentos Anuais em E&P no Brasil de 2008 a 2017 (milhões de US\$)									
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hipótese de Custo Total Crescente	ANP	123	142	146	142	114					
	MERCADO	9495	11151	12671	13149	15418	16740	17515	18017	19424	19689
	TOTAL	9618	11293	12816	13291	15532	16740	17515	18017	19424	19689
Hipótese de Custo Total Estável	ANP	123	142	146	142	114					
	MERCADO	8457	9939	11253	11535	13518	14559	15062	15300	16369	16365
	TOTAL	8580	10081	11398	11677	13631	14559	15062	15300	16369	16365

Em suma, prevê-se que os investimentos em E&P no Brasil, para o período 2008-2017, fiquem entre US\$ 133,0 bilhões e US\$ 153,9 bilhões. Considerando-se apenas os primeiros cinco anos do plano, de 2008 a 2012, a previsão é de que serão investidos pelas concessionárias entre US\$ 55,4 bilhões e US\$ 62,6 bilhões. A Petrobras previa investir US\$ 54,6 bilhões, conforme seu Plano de Negócios 2008-2012 (versão Outubro/2007). Maiores valores são previstos para a segunda metade do período, de 2013 a 2017, entre US\$ 77,7 bilhões e US\$ 91,4 bilhões.

Com relação ao PDE 2007-2016, o aumento na previsão de investimentos, em cerca de 33%, é devido principalmente a novos projetos de E&P, aumento generalizado de custos de exploração e produção, e inclusão de investimentos da ANP.

## 6. Considerações complementares quanto à previsão de produção de petróleo e gás

A metodologia utilizada no presente relatório segue os mesmos princípios utilizados para previsão de produção e reservas de petróleo no período correspondente ao PDE 2007-2016. A inovação encontra-se na técnica de previsão de produção de cada campo descoberto ou a descobrir, a qual continua expedita, porém com maior formalismo teórico.

Desenvolveu-se um programa computacional capaz de simular o perfil de produção de cada campo e compor os resultados em vários níveis de agregação, considerando a base de dados originalmente disponibilizada pela ANP, a qual incorpora o LGN às reservas e à produção de petróleo.

As previsões de produção de petróleo e gás neste relatório são apresentadas de forma agregada, utilizando como base as reservas e as estimativas de volumes recuperáveis que se espera produzir a partir de campos descobertos em fase de avaliação ou desenvolvimento, juntamente com os potenciais de campos a descobrir em blocos já licitados. No horizonte do PDE, o nível de incerteza é inerente às informações disponíveis.

Os gráficos produzidos revelam uma tendência crescente para a produção de petróleo e de gás natural no do período 2008-2017, ao final do qual a produção diária poderia atingir 3,6 milhões de barris de petróleo e 140 milhões de metros cúbicos de gás natural. A Tabela 14 e a Tabela 15, juntamente com o Gráfico 14, baseados nas reservas totais, revelam as tendências de evolução da razão R/P para petróleo e gás. Os picos observados em 2011 devem-se às expectativas de novas jazidas do Pré-Sal, na Bacia de Santos.

Tabela 14 - Evolução prevista da razão R/P do petróleo, expressa em anos.

RECURSO: Petróleo	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RESERVA	16,699	16,467	17,022	16,469	32,726	31,722	30,591	29,331	28,096	26,857	25,571
PRODUÇÃO	0,624	0,697	0,808	0,930	0,992	1,087	1,170	1,244	1,250	1,298	1,325
R/P (ANOS)	26,8	23,6	21,1	17,7	33,0	29,2	26,1	23,6	22,5	20,7	19,3

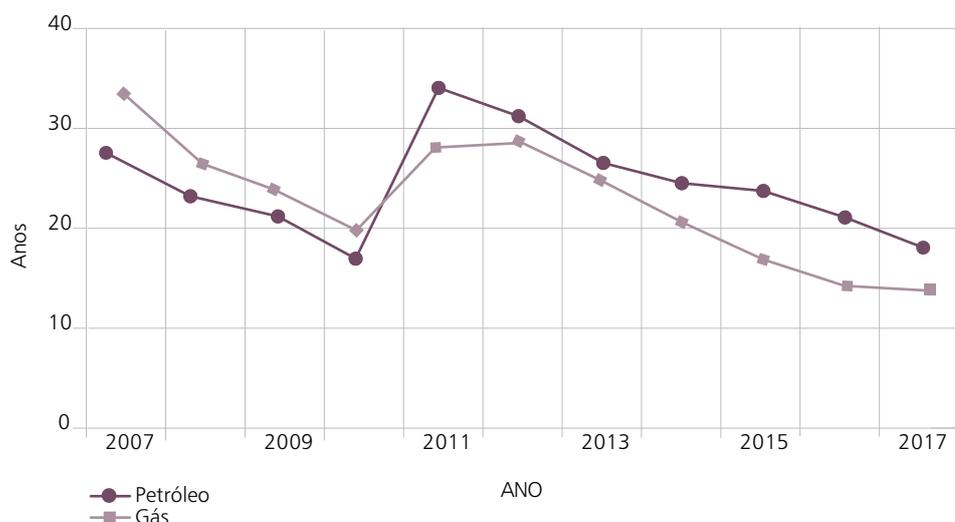
Reservas totais em bilhões de barris; produção em bilhões de barris/ano

Tabela 15 - Evolução prevista da razão R/P do gás natural, expressa em anos.

RECURSO: Gás Natural	ANO										
	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
RESERVA	584,5	574,2	664,3	675,6	996,1	983,7	898,4	851,3	814,5	757,2	738,7
PRODUÇÃO	18,2	22,3	28,3	34,8	34,7	35,5	37,1	41,5	47,2	50,9	51,2
R/P (ANOS)	32,2	25,8	23,5	19,4	28,7	27,7	24,2	20,5	17,3	14,9	14,4

Reservas totais em bilhões de m<sup>3</sup>; produção em bilhões de m<sup>3</sup>/ano

Gráfico 14 - Evolução prevista da razão R/P do petróleo e do gás natural, baseada nas reservas totais.



Após um declínio até 2010, a razão R/P do petróleo passará por um pico de 33 anos em 2011 e declinará até 19 anos em 2017. A R/P do gás natural declinará até 2010, passará pelo máximo de 29 anos em 2011 e declinará até 14 anos em 2017. Portanto, as tendências apontam para ações de médio prazo, que levem à conservação da R/P do óleo e recuperação da R/P do gás em níveis estrategicamente seguros.

## 7. Efeito das incertezas no licenciamento ambiental sobre as previsões de produção

Descreve-se o método desenvolvido na EPE para a previsão de produção dos recursos descobertos contingentes de petróleo, cujos cronogramas de licenciamento ambiental estarão sujeitos a incertezas, tendo em vista a experiência registrada no período em que ocorreram as nove licitações de blocos, administradas pela ANP. O mesmo algoritmo utilizado para recursos contingentes poderá ser aplicado, com as devidas adaptações, aos recursos não-descobertos. Os aspectos socioambientais que afetam o licenciamento das diversas atividades de E&P estão sendo tratados em detalhe no tópico final do presente capítulo do PDE.

Apresentam-se também os resultados da aplicação do método desenvolvido às sete descobertas em fase de avaliação. As previsões de produção desses campos, sem levar em conta a possibilidade de atraso no licenciamento das atividades ligadas à produção, foram feitas nos tópicos anteriores. Dada a carência de dados, não foi possível abranger todos os recursos contingentes. Entretanto, os campos aqui tratados representam significativa contribuição dos recursos contingentes às previsões decenais de produção.

### 7.1. Fontes de dados

Dados sobre novas descobertas em avaliação fornecidos pela ANP foram suplementados por informações publicadas pela mídia especializada, particularmente através dos portais eletrônicos de empresas operadoras e de

institutos de pesquisa na área de petróleo e gás. As principais fontes consultadas, no sentido de complementar a informação recebida da ANP, foram: ANP (2007a), PETROBRAS (2007), UNICAMP/DEP (2007) e IBP (2007), EPE (2007c).

Devido à limitação de informações, incluíram-se nesta categoria apenas sete novas descobertas, avaliadas como sendo as mais significativas, a saber: Tupi, Carioca, Atlanta, Camarão, Guanambi, Peregrino e Xerelete.

## 7.2. Método utilizado para representar a incerteza nos prazos de licenciamento para recursos contingentes

O desenvolvimento do método, descrito a seguir, foi pautado pelas seguintes premissas:

- O interesse do planejamento no horizonte do PDE 2008-2017, no contexto socioambiental, concentra-se na quantificação da incerteza em relação aos prazos de licenciamento das atividades de E&P que afetam as previsões de produção;
- Admite-se que os campos em produção já disponham de suas licenças ambientais;
- Os recursos não-descobertos contribuirão marginalmente para a produção nacional ao final do horizonte do PDE;
- As previsões de início de produção de novos projetos, relativos a recursos contingentes, publicadas pelas concessionárias, já levaram em conta o cronograma de licenciamento previsto pelos órgãos ambientais.

Desse modo, o método aqui desenvolvido será restrito a recursos contingentes, cujo potencial de gerar incerteza sobre as previsões decenais supera o dos demais recursos. Posteriormente, o procedimento aqui descrito deverá ser ampliado, para tornar-se mais abrangente.

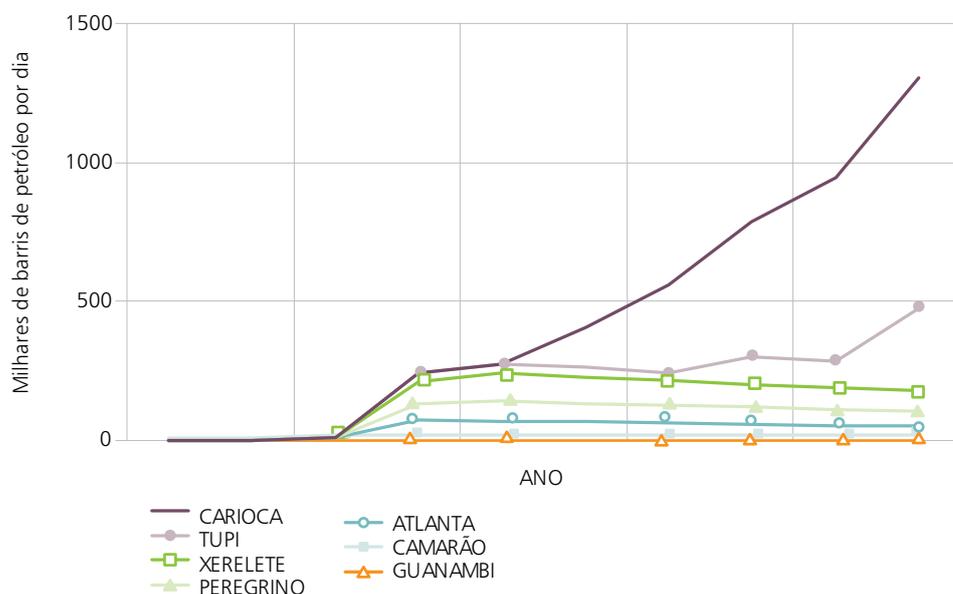
A técnica aplicada é a conhecida simulação de Monte Carlo, cujo algoritmo adaptado à presente aplicação encontra-se descrito no relatório EPE (2008a).

Um aspecto essencial desta técnica é a representação da incerteza por variáveis aleatórias (VA), caracterizadas por distribuições de probabilidade. A escolha do modelo probabilístico para cada variável sujeita à incerteza depende do nível de informação disponível a respeito do fenômeno aleatório representado. No caso presente, escolheu-se a distribuição triangular para representar o possível atraso nos cronogramas de licenciamento de atividades de produção. A escolha deste modelo deve-se à sua simplicidade, adequada ao baixo nível de informação disponível.

## 7.3. Entrada de dados

Os dados de entrada constituem um subconjunto da planilha de previsão de produção de petróleo descrita em EPE (2007b). O Gráfico 15 ilustra a defasagem no início e o período de concomitância de produção dos sete campos considerados, sob hipótese de não haver atraso em relação aos respectivos cronogramas previstos.

Gráfico 15 - Previsão de produção de diária de petróleo no período 2008-2017, sob hipótese de nenhum atraso no início programado de produção de cada campo em fase de avaliação (recursos contingentes).



#### 7.4. Representação da incerteza por distribuições triangulares

A Tabela 16 representa os parâmetros da distribuição triangular utilizada para representar a incerteza no atraso dos cronogramas de licenciamento ambiental das atividades de produção de sete campos em fase de avaliação. Os valores mínimo, modal e máximo foram adaptados do estudo socioambiental que constitui o último tópico deste PDE. A coluna referente à "categoria de impacto ambiental" representa, para cada campo, a sensibilidade total, avaliada pela equipe da EPE/DEE/SMA como o somatório das notas atribuídas às seguintes variáveis: sensibilidade, distância à Unidade de Conservação (UC) mais próxima, inserção em Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCB) e restrições temporárias.

Os três parâmetros estatísticos foram estimados lançando as coordenadas dos sete campos em fase de avaliação sobre um mapa de sensibilidade. Os tempos estimados basearam-se na experiência adquirida com a obtenção de LI e LO para campos atualmente em produção, com sensibilidade total comparável.

Para cada campo, consideraram-se três cenários, denominados otimista, aproximação e pessimista, para cada um dos quais se estimaram os tempos para obtenção de LI, LO e tempo total. A partir destas estimativas, aproximaram-se os parâmetros de tempo de atraso mínimo, modal e máximo que resultaram na Tabela 16.

Tabela 16 - Parâmetros da distribuição de probabilidade que representa a incerteza no início da produção dos recursos contingentes, devida a possíveis atrasos no cronograma de licenciamento socioambiental.

CAMPO (meses)	Categoria de Impacto Ambiental	Parâmetros		
		Mínimo	Moda	Máximo
Tupi	3 = intermediário	0	0	9
Atlanta	3 = intermediário	0	0	9
Camarão	10 = alta	0	21	21
Carioca	3 = intermediário	0	0	1
Guanambi	7 = alta	1	33	33
Peregrino	6 = alta	0	9	9
Xerelete	5 = intermediário	0	0	9

### 7.5. Amostragem das distribuições triangulares

Na presente aplicação do método, a amostragem das distribuições triangulares especificadas pela Tabela 16 faz-se dentro da planilha EXCEL através de uma expressão equivalente à função inversa da distribuição acumulada.

Arbitrou-se um tamanho de amostra  $n=50$ , isto é, para cada campo simulam-se 50 atrasos, extraídos da respectiva distribuição triangular (Tabela 16).

Os atrasos foram simulados inicialmente como variável contínua (X) e, em seguida, transformados em variável discreta (M), representando o número de meses.

### 7.6. Composição da matriz de produção de cada campo

A produção mensal de cada campo, no período coberto pelo PDE, sob a hipótese básica de nenhum atraso em relação às previsões declaradas das operadoras, é registrada como linha de referência de uma planilha eletrônica. Repete-se esta linha 50 vezes, defasando as colunas de acordo com os 50 atrasos aleatórios gerados no passo anterior, formando uma matriz de 50 linhas por 120 colunas (10 anos x 12 meses).

### 7.7. Cálculo das estatísticas mensais de produção para cada campo.

Para cada uma das 120 colunas, calculam-se as estatísticas mensais desejadas: mínimo, máximo, percentis (F05, F10, F25, F50, F75, F90, F95) e a média.

Cada campo gera, portanto, uma matriz de 120 colunas pelo número de linhas correspondentes às estatísticas escolhidas.

### 7.8. Cálculo das estatísticas mensais de produção para o conjunto de campos.

Para cada estatística, compõe-se uma matriz de 120 colunas pelo número de linhas correspondente ao número de campos.

Para cada coluna desta matriz, faz-se o somatório mensal da estatística selecionada, para todos os campos de petróleo considerados, gerando mais uma linha na base da matriz, referida adiante como série.

### 7.9. Elaboração dos gráficos.

Trabalhando com as linhas de somatórios (séries), relativas a cada estatística, produziram-se os seguintes gráficos:

- Previsão de produção mensal de petróleo (Gráfico 16), produção acumulada (Gráfico 17), com a faixa de incerteza dada pelas séries:
  - o Série original (entrada da simulação), sem atraso;
  - o Série com atraso moderado (correspondente à mediana das 50 produções simuladas);
  - o Série com muito atraso (correspondente ao quinto percentil dos 50 valores simulados).
- Previsão de produção acumulada de petróleo (Gráfico 8), com a faixa de incerteza dada pelas séries:
  - o Série de produção acumulada original, sem atraso;
  - o Série com atraso moderado (correspondente à mediana das 50 produções simuladas);
  - o Série com muito atraso (correspondente ao quinto percentil dos 50 valores simulados).
- Previsão de defasagem na produção mensal acumulada de petróleo (Gráfico 18), com a faixa de incerteza dada pelas séries:
  - o Diferença entre a série acumulada original, sem atraso, e a série com atraso moderado (correspondente à mediana das 50 produções simuladas);
  - o Diferença entre a série acumulada original, sem atraso, e a série com muito atraso moderado (correspondente ao quinto percentil).

Gráfico 16 - Previsão de produção mensal de petróleo de recursos contingentes, com incerteza ligada ao licenciamento ambiental.

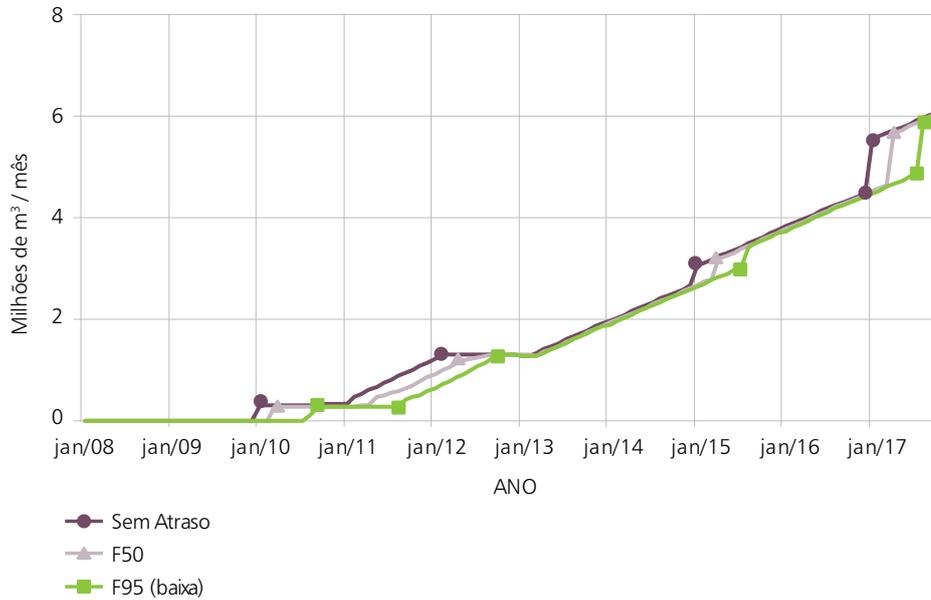


Gráfico 17 - Previsão de produção acumulada de petróleo de recursos contingentes, com incerteza ligada ao licenciamento ambiental.

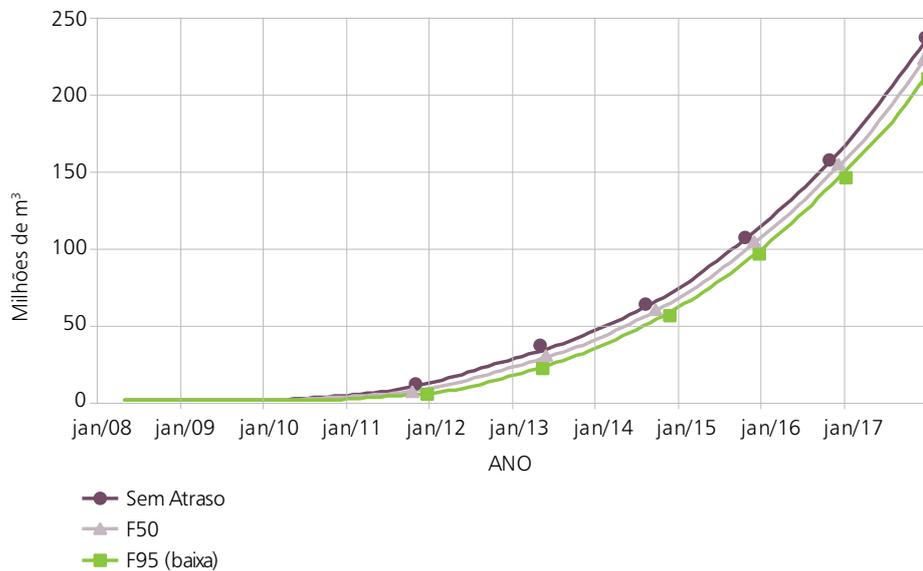
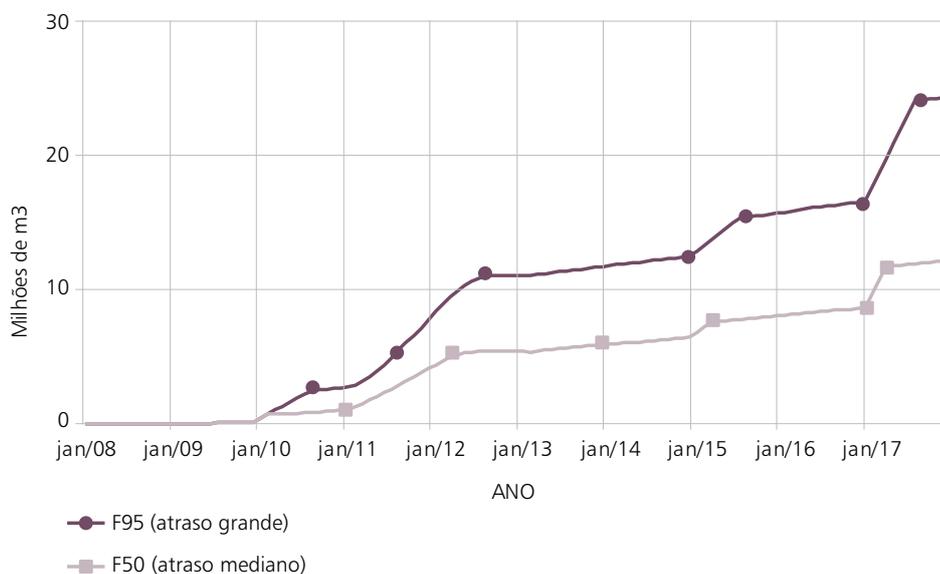


Gráfico 18 - Previsão de produção mensal de petróleo de recursos contingentes, com incerteza ligada ao licenciamento ambiental.



### 7.10. Considerações finais

Os resultados apresentados neste tópico demonstram a viabilidade de incorporar-se a incerteza inerente ao processo de licenciamento ambiental de atividades de E&P às previsões de produção. Para demonstrar a aplicabilidade do método aqui desenvolvido, utilizaram-se apenas sete descobertas em fase de avaliação, por não se dispor de informação documentada sobre os demais.

Limitou-se a quantificação da incerteza ao início de projetos já anunciados pelas empresas concessionárias, admitindo-se que suas previsões já incluam os tempos necessários para obtenção das licenças ambientais, segundo normas publicadas pela ANP, pelo IBAMA e pelos OEMAs. Os parâmetros utilizados para representar probabilisticamente o atraso nos cronogramas, através de distribuições triangulares, foram extraídos do estudo socioambiental feito pela equipe da EPE/DEE/SMA, o qual faz parte do presente PDE.

Dos resultados obtidos, conclui-se que a quantificação da incerteza ligada ao licenciamento ambiental de atividades de E&P é relevante, considerando-se a ordem de grandeza do déficit de produção que pode ser causado pelo atraso nos cronogramas.

## 8. Análise Socioambiental do setor petrolífero

Em conformidade com os objetivos do Plano Decenal de Energia, este estudo apresenta o desenvolvimento de critérios e procedimentos para uma análise socioambiental do setor petrolífero, procurando identificar aspectos socioambientais relacionados às reservas e à produção de petróleo e gás natural.

Uma análise socioambiental dos empreendimentos do Plano Decenal, capaz de identificar os aspectos mais relevantes e as possibilidades de integração com o planejamento de outros setores da economia, contribui para reduzir os riscos e incertezas na implantação desses empreendimentos, bem como para atender aos compromissos com o desenvolvimento sustentável.

Objetiva-se, com essa análise, conhecer, com a maior antecedência possível, os principais aspectos socioambientais relativos à estratégia adotada para a expansão da oferta de petróleo e gás natural no país, de modo a indicar as ações necessárias para a viabilização dos projetos e o conseqüente atendimento aos objetivos do Plano, segundo os princípios da sustentabilidade ambiental.

## 8.1. Introdução

Para o atual horizonte de planejamento, a abordagem ambiental do setor petrolífero está organizada em três dimensões: análise espacial dos recursos de óleo e gás, avaliação temporal do licenciamento ambiental das atividades de E&P e cálculo das emissões de gases de efeito estufa.

Apresenta-se, primeiramente, a análise integrada entre os mapas de recursos de óleo e gás disponíveis e estimados – descobertos e não-descobertos – e de áreas ambientalmente sensíveis. O objetivo é identificar possíveis áreas de tensão, em face da produção projetada para o horizonte 2008-2017.

Em seguida, é apresentada a matriz de eventos ambientais associados à exploração e produção de petróleo, com a indicação do tempo necessário à sua efetivação. O objetivo foi avaliar a adequação das projeções de produção com os prazos necessários ao cumprimento das etapas de licenciamento. Portanto, foram avaliadas variáveis que pudessem influenciar no tempo necessário para iniciar a produção, no que diz respeito à duração do processo de licenciamento ambiental dos campos petrolíferos. Nesse sentido, foram utilizadas informações ambientais consideradas importantes pelos órgãos ambientais licenciadores para indicar a sensibilidade ambiental da região a ser explorada e a conseqüente complexidade do processo de licenciamento. Vale ressaltar que os aspectos ambientais positivos associados aos empreendimentos não constituem variáveis que pudessem acelerar o processo de licenciamento. O enfoque do estudo não visa avaliar impactos positivos ou negativos ao meio ambiente ou à sociedade, mas sim, internalizar as variáveis socioambientais como aspectos de estimativas de produção destes recursos. Considera-se, adicionalmente, que os impactos negativos serão gerenciados no processo de gestão dos projetos, em consonância com as orientações dos organismos licenciadores e os princípios mais avançados de gestão ambiental. Os importantes benefícios socioeconômicos associados à exploração de petróleo e gás são passíveis de dimensionamento, quantificação e análise, principalmente nas fases de desenvolvimento onde já existem projetos definidos.

Por fim, são apresentados cálculos de emissões de gases de efeito estufa do segmento *upstream*, por estado da federação. O cálculo total das emissões foi elaborado com base em informações sobre os volumes de gás a ser queimado nas plataformas.

Foram elaborados ainda indicadores socioeconômicos para a evolução das atividades de E&P no decênio, os quais serão sintetizados no capítulo VIII.

Os estudos realizados pela EPE tiveram sua concepção inicial discutida com o Departamento de Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis, do MME.

### Contextualização

Visando à redução de riscos no processo de licenciamento ambiental e o cumprimento da Resolução CNPE nº 08/2003, a ANP adota critérios ambientais para seleção de áreas a serem licitadas. A decisão de ofertar áreas em licitação, baseada nesses critérios, é sustentada por manifestação conjunta com os órgãos ambientais competentes. No caso do segmento *offshore* – áreas localizadas no mar ou na zona de transição – de jurisdição federal, a competência da gestão ambiental é do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Renováveis – IBAMA. Para os blocos *onshore*, os órgãos estaduais de meio ambiente – OEMA são os responsáveis pelo licenciamento ambiental e adotam como critério básico a localização desses blocos em relação às unidades de conservação e áreas de preservação permanente.

Previamente, a ANP realiza estudos geológicos e geofísicos a fim de identificar áreas nas bacias sedimentares, nas quais a existência de petróleo é mais provável. É iniciada, então, a análise conjunta com o IBAMA para a avaliação de eventuais superposições com áreas de destacada sensibilidade ambiental.

Além das negociações acerca dos blocos a serem licitados, desde 2002, o IBAMA divulga os “Guias Para o Licenciamento Ambiental das Atividades de Sísmica e de Perfuração” para as áreas contendo blocos aprovados para licitação, as quais são denominadas “setores”. O IBAMA define o nível de complexidade do licenciamento e as diretrizes a serem seguidas pelo empreendedor no processo de licenciamento ambiental para cada um dos setores. A ANP participa da elaboração dos guias revisando o seu conteúdo e dando-lhes publicidade.

A elaboração dos referidos guias se baseia no fato de que a complexidade do processo de licenciamento está diretamente ligada à sensibilidade ambiental das áreas que serão exploradas. Os guias são elaborados em separado para as atividades de sísmica e de perfuração porque são diferentes os impactos associados a cada uma dessas atividades. Os impactos relacionados à sísmica marítima estão relacionados à perturbação sonora aos ani-

mais e são, em geral, mais locais que os relacionados à perfuração, que apresenta impactos potenciais relacionados a vazamentos de óleo e fluidos de perfuração. Estes vazamentos poderiam ter efeitos regionais sobre outros ecossistemas e biotas. Sendo assim, os dois guias contêm variáveis ambientais em comum, mas o guia relacionado à sísmica mapeia a ocorrência de mamíferos marinhos que podem ser afetados por essa atividade, enquanto o guia relacionado à perfuração mapeia ambientes costeiros e marinhos que poderiam ser afetados.

No que concerne aos documentos exigidos para o licenciamento, cabe aos empreendedores a formulação de propostas de medidas mitigadoras dos impactos negativos e potencializadoras dos impactos positivos, que comporão os planos e projetos ambientais requeridos para aprovação das licenças ambientais.

Os impactos associados a cada um desses fatores ambientais diferem entre a exploração petrolífera realizada no mar (*offshore*) e em terra (*onshore*). No presente trabalho, será enfatizada a produção *offshore*, por representar o maior volume produzido de petróleo e pelo fato de o licenciamento ambiental nessa área ser centralizado pelo IBAMA, ao contrário da exploração *onshore*, cujo licenciamento é regulado por OEMA, que adotam procedimentos mais simplificados.

Após a licitação dos blocos, os operadores dos contratos iniciam a Fase de Exploração. Esta etapa envolve pesquisas sísmicas exclusivas, ou seja, realizadas sob responsabilidade do operador do bloco que será pesquisado, ou não-exclusivas, se o operador comprar o direito de uso de levantamentos realizados por empresas de aquisição de dados. Após pesquisas sísmicas, são realizadas perfurações de poços pioneiros e, havendo descobertas, são elaborados e executados, após aprovação da ANP, os Planos de Avaliação das descobertas (ainda na Fase de Exploração). Esses Planos de Avaliação incluem a realização de testes sobre a qualidade do óleo ou gás e permitem avaliar a comercialidade do recurso descoberto. Declarada a comercialidade do campo (recurso descoberto), inicia-se a Fase de Produção, que inclui a Etapa de Desenvolvimento. Nessa Etapa, tem-se a elaboração e a execução do Plano de Desenvolvimento, que inclui a perfuração dos poços de produção e, às vezes, de injeção, construção de estações de tratamento de óleo ou gás natural e sistemas de escoamento da produção a partir de dutos que interligam os poços e a plataforma. Estando tudo pronto, inicia-se a produção comercial e conseqüentemente, a Etapa de Produção. Novos poços podem ser perfurados durante a produção, com vistas a aumentar a produção do campo. Alternativamente, um novo poço pode ser interligado à plataforma existente. Cada uma dessas etapas está relacionada a uma Licença Ambiental prevista pela legislação específica do setor, como demonstra a Tabela 17. No caso específico de um poço adicional, deverá ser obtida uma nova Licença de Perfuração e solicitada a anuência para a Licença de Operação já existente.

Tabela 17 - Atividades de Exploração e Produção de petróleo após a licitação

Seqüência de Atividades de E&P de Petróleo e Gás						
Exploração		Desenvolvimento			Produção	
Aquisição de Dados Sísmicos	Perfuração Exploratória	Perfuração Exploratória	Produção para Pesquisa	Instalação	Produção e Escoamento	<b>Atividades E&amp;P</b>
Estudo Ambiental	Relatório de Controle Ambiental		Estudo de Viabilidade Ambiental	Relatório de Avaliação Ambiental ou EIA/RIMA	Plano de Controle Ambiental	<b>Estudo Ambiental Requerido</b>
Licença de Pesquisa Sísmica (LPS ou LO)	Licença Prévia para Perfuração (LPPER)		Licença Prévia de Produção para Pesquisa (LPPRO)	Licença de Instalação (LI)	Licença de Operação (LO)	<b>Tipo de Licença</b>

O licenciamento ambiental é previsto nas Resoluções CONAMA 01/86 e 237/97 para qualquer empreendimento efetiva ou potencialmente poluidor ou que possa causar degradação ambiental (IBAMA 2008a). As atividades do setor petrolífero estão regulamentadas pelas Resoluções CONAMA 23/94 e 390/04 (CONAMA, 2008; ANP, 2007b), que estabeleceram licenças específicas para atividades de exploração e produção (E&P) de petróleo e gás. Os prazos regulamentares relacionados à obtenção das licenças Prévia de Perfuração (LPPER), Prévia de Produção (LPPRO), de Instalação (LI) e de Operação (LO) são de seis meses, com quatro meses adicionais para complementações por parte do empreendedor. Caso seja requerido EIA/RIMA, esses prazos estendem-se para 12 meses mais quatro, procedimento que tem sido praticado pelo IBAMA para áreas consideradas ambientalmente sensíveis. A última Resolução refere-se especificamente às atividades de sísmica, delimitando prazos de acordo com a lâmina d'água da área em que será exercida a atividade. Por vezes estes prazos não são cumpridos, por motivos relacio-

nados a questões internas dos órgãos licenciadores. No entanto, caso a licença implique em perda dos prazos acordados com a ANP para exploração do bloco, esta agência pode aplicar punições, incluindo a perda do bloco ou, em caso justificado, prorrogar a Fase de Exploração.

## 8.2. Escopo

No presente estudo, o enfoque principal é direcionado aos recursos *offshore*, para os quais há informações mais detalhadas acerca das sensibilidades ambientais associadas às áreas de exploração. No entanto, os recursos *onshore* também são trabalhados por meio da espacialização de unidades de conservação e de áreas prioritárias para a conservação da biodiversidade (APCB). Apesar de a existência de APCB não implicar em restrições adicionais à legislação vigente (Decreto nº 5.092/04), são áreas reconhecidas pela sua importância biológica, por terem sido indicadas pelo MMA para o estabelecimento de unidades de conservação.

No que concerne ao estágio dos recursos, são estudados tanto os recursos não-descobertos quanto os descobertos. Dentre os recursos descobertos, encontram-se campos em produção, campos em desenvolvimento e descobertos com recursos contingentes. Estes últimos representam recursos já reconhecidos como existentes, mas que ainda não têm um volume comercial (reserva) declarado oficialmente junto à ANP e, portanto, não se encontram na Fase de Produção. A Tabela 18 especifica a situação dos recursos descobertos.

Tabela 18 - Estágio dos recursos descobertos previstos para produzir no próximo decênio

Status do recurso descoberto	Número de campos
Recursos contingentes	7
Campos em desenvolvimento	53
Campos em produção	272

Os não-descobertos são analisados, de maneira geral, apontando áreas de tensão entre sensibilidades ambientais e áreas de importância petrolífera. Para tal, serão usados os mapas de sensibilidade ambiental, tanto de sísmica quanto de perfuração, já que as respectivas áreas ainda serão estudadas pela sísmica e, posteriormente, testadas com a perfuração. Já os recursos descobertos foram estudados a partir de uma análise espacial direta. Ou seja, por meio da localização geográfica dos campos petrolíferos, observou-se o grau de sensibilidade ambiental no qual estão inseridos.

Na análise temporal do licenciamento ambiental, são considerados somente os recursos descobertos (campos em desenvolvimento e contingentes) que estão previstos para produção no próximo decênio. Isto porque se procurou subsidiar as análises de previsão de início de produção por estes campos, realizada pela DPG/EPE. Para definir o universo dos recursos descobertos, foi considerada a lista de campos fornecida pela ANP à DPG/EPE. A previsão dos volumes de produção desses campos ao longo do decênio foi estimada pela DPG, que também se baseou em informações divulgadas pela PETROBRAS e outras operadoras. Considerando a lista inicial e os volumes de produção, foram selecionados para a análise do licenciamento ambiental aqueles campos que iniciarão a produção entre 2008 e 2017.

Outro aspecto ambiental relacionado às atividades de E&P de petróleo e gás natural é a emissão de Gases do Efeito Estufa (GEE). As atividades de produção de óleo e gás (*upstream*) geram emissões de GEE devido aos processos de queima operacional e consumo de gás natural nas plataformas.

O cálculo das emissões de gases de efeito estufa ficou restrito, no presente documento, ao segmento *upstream*. A análise das emissões das usinas termelétricas encontra-se no Capítulo III e a referente aos gasodutos, no Cap. VI, "Oferta de Gás Natural". Para o *upstream*, foi utilizada a previsão de produção dos campos referentes aos recursos descobertos, tanto em produção, quanto em desenvolvimento e contingentes, para avaliar a evolução das emissões ao longo do decênio. Portanto, o universo referente aos cálculos de emissões de GEE reúne 272 campos já em produção e 60 campos que iniciarão a produção no próximo decênio. As previsões de volumes de gás a ser queimado foram fornecidas pela DPG/EPE.

### 8.3. Critérios e Procedimentos

De maneira geral, a análise dos aspectos socioambientais relativos às atividades de E&P foi realizada em três vertentes: a análise da distribuição espacial dos recursos de óleo e gás, avaliação temporal do licenciamento ambiental das atividades de E&P e cálculo das emissões de gases de efeito estufa. Essa abordagem foi estudada por meio dos seguintes procedimentos:

- a) mapeamento das áreas com diferentes graus de importância petrolífera, com um recorte das regiões de E&P;
- b) elaboração do mapa de sensibilidades ambientais indicando os aspectos socioambientais sobre os quais incidem impactos ou que correm risco de sofrer impactos decorrentes das atividades de E&P;
- c) sobreposição das áreas de importância petrolífera e de sensibilidade ambiental, procurando apontar áreas de tensão resultantes dos conflitos entre estes dois elementos;
- d) avaliação dos prazos do licenciamento ambiental das atividades de E&P;
- e) cálculo das emissões de gases do efeito estufa relacionadas às atividades *upstream*, ou seja, diretamente ligadas à produção de petróleo.

A seguir, são apresentados os critérios estabelecidos para cada linha de estudo, bem como os procedimentos adotados na sua realização. O estudo da distribuição espacial dos recursos de óleo e gás (itens a, b e c acima) analisou os recursos descobertos e não-descobertos, enquanto a avaliação temporal dos processos de licenciamento ambiental (item d) e o cálculo dos GEE (item e) consideram apenas os recursos descobertos. As bases de informações utilizadas pela DPG/EPE foram as fontes de consulta para o estudo dos dois tipos de recursos petrolíferos.

#### 8.3.1. Avaliação da Distribuição Espacial dos Recursos de Óleo e Gás

Para a espacialização das informações petrolíferas, foi utilizado o mapa de Áreas de Importância Petrolífera com um recorte baseado no mapa de Regiões de E&P, ambos elaborados pela DPG/EPE (EPE, 2007c). Sendo assim, a base petrolífera indica os diferentes graus de importância de regiões que estão em exploração ou que poderão ser exploradas. A classificação da importância petrolífera foi adaptada no presente documento para facilitar o cruzamento desta base com as bases de sensibilidade ambiental. Nesse sentido, a escala foi reduzida de nove para seis graus hierárquicos. Portanto, as classes mais extremas foram mantidas, enquanto as classes 2 – 3 foram agrupadas, assim como 4 – 5 e 6 – 7, resultando na seguinte classificação: 1 (classe 1 original), 2 (2-3 originais), 3 (4-5 originais), 4 (6-7 originais), 5 (8 original) e 6 (9 original).

O mapa das áreas de sensibilidade ambiental foi elaborado com base nos Guias Para o Licenciamento Ambiental das Atividades de Sísmica e de Perfuração, preparados pelo IBAMA para a Nona Rodada de Licitações, promovida pela ANP em 2007. A este mapa foram incorporadas as Áreas Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade – APCBs (MMA 2007).

Os dois guias são mantidos em bases separadas porque os impactos associados às duas atividades diferem entre si. Para o presente documento, esta distinção continua sendo interessante, já que pode ser realizada uma análise da localização dos recursos não-descobertos em separado da análise dos recursos descobertos. Isto porque as áreas com recursos não-descobertos ainda deverão ser perfuradas por poços pioneiros, podendo também ser exploradas por sísmica, enquanto as áreas referentes aos recursos descobertos já foram exploradas e passarão à fase de produção, com a perfuração de poços de desenvolvimento e eventualmente sísmica adicional.

Os guias contêm o mapeamento de Níveis de Exigência para o licenciamento, que refletem os níveis de sensibilidade ambiental. Cada atividade – sísmica e perfuração – possui Níveis de Exigência próprios, escalonados em seis patamares: simplificado, moderado, considerável, elevado, muito elevado e extremo. Além desses níveis de exigência, o IBAMA delineou, em separado, áreas de restrição permanente e temporária às atividades. Para a sísmica, foram consideradas como áreas de restrição permanentes as Unidades de Conservação (UCs) e as áreas de ocorrência de mamíferos sensíveis e, para perfuração, somente as UCs. As áreas de restrição temporária para sísmica incluíram a área de influência do Vórtice de Vitória (processo de ressurgência que influencia a teia alimentar da região e se reflete nas atividades de pesca) e de atividades de outros mamíferos e de quelônios. Para a perfuração, foram incluídos o Vórtice de Vitória e áreas de atividade de quelônios. As áreas de restrição permanente do IBAMA foram incluídas nos mapas de sensibilidade ambiental do presente estudo como a categoria de máxima sensibilidade.

Os mapas de sensibilidade resultantes, apresentados no item “Mapeamento de Sensibilidades Ambientais”, apresentam, cada um, seis níveis de sensibilidade: moderado, considerável, elevado, muito elevado, extremo e absoluto. As restrições temporárias e as APCBs foram indicadas em separado nos mapas.

Os mapas de sensibilidade ambiental à atividade de perfuração são válidos também para as atividades de produção, já que prevêm potenciais impactos relacionados ao derramamento de óleo.

#### *Avaliação dos Recursos Não-Descobertos*

A sobreposição do mapa de Áreas de Importância Petrolífera e dos dois mapas de sensibilidade, para sísmica e perfuração, resultou em dois novos mapas utilizados para a análise dos recursos não-descobertos:

- f) Áreas de tensão relacionadas às atividades de sísmica; e.
- g) Áreas de tensão relacionadas às atividades de perfuração.

Em ambos os mapas foram indicados ainda os blocos exploratórios, procurando observar se estes se sobrepõem a áreas de alta tensão.

Os mapas de áreas de tensão de sísmica são analisados do ponto de vista dos recursos não-descobertos, procurando apontar áreas de tensão a serem evitadas em Rodadas de Licitação ou que sejam objeto de especial atenção, tanto por parte dos órgãos ambientais quanto pela ANP. Da mesma forma, os mapas de áreas de tensão à perfuração indicam as áreas com grande importância petrolífera e alta sensibilidade ambiental a estas atividades.

#### *Análise dos Recursos Descobertos*

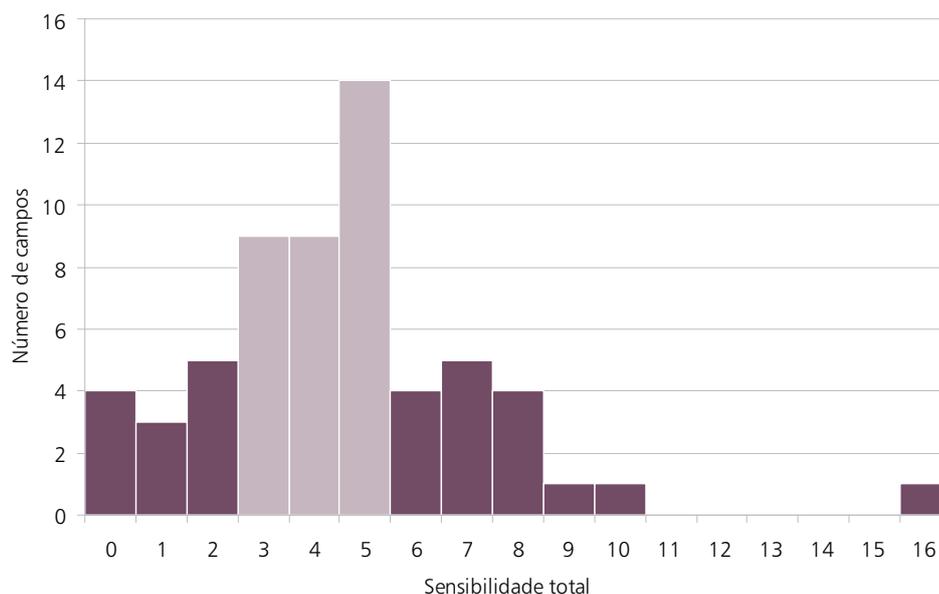
Para subsidiar a avaliação temporal do licenciamento ambiental (item Avaliação temporal do Licenciamento Ambiental – Cenário de aproximação), foi montada uma matriz de sensibilidade ambiental a partir dos mapas de sensibilidade à perfuração. Nessa matriz, foram atribuídos pesos a cada um dos itens de sensibilidade, cujo somatório atribuiu um “grau de dificuldade ao licenciamento”. Esse critério está em consonância com os critérios adotados pelo IBAMA para atribuir maior ou menor rigor nos processos de licenciamento.

A sensibilidade total dos campos foi calculada com base na análise do mapa de sensibilidade à perfuração, produzido para o presente Plano. De acordo com a localização de cada um dos campos no mapa, foi associado um valor de sensibilidade ambiental. Aos diferentes graus de sensibilidade ainda foram somados valores referentes à:

- a) distância do campo a uma unidade de conservação (UC) – valor 1, se situada a menos de 10 km da UC de uso sustentável, valor 2, se localizado a menos de 10 km de UC de proteção integral e valor 7 se inserido em UC, considerada área de restrição permanente para as atividades de perfuração. O valor 7 foi utilizado neste último caso porque representa o valor máximo de sensibilidade à perfuração no mapa, atribuindo 1 ao grau simplificado e 7 ao absoluto;
- b) inserção em Áreas Prioritárias para a Conservação da Biodiversidade (APCB) – valor 1 para alta, valor 2 para muito alta e valor 3 para extremamente alta ou insuficientemente conhecida;
- c) inserção em área de restrição temporária às atividades de perfuração (considera fatores ambientais de ocorrência temporária que podem sofrer distúrbios caso haja vazamentos de óleo) – valor 1.

A partir desses valores somados, foram estabelecidos três grupos de campos petrolíferos com sensibilidade total alta, intermediária ou baixa. Os grupos foram estabelecidos a partir da distribuição de frequência dos valores de sensibilidade, como demonstrado no Gráfico 19.

Gráfico 19 - Distribuição de freqüência dos valores de sensibilidade total



A distribuição de freqüência do Gráfico 19 apresenta três grupos naturais: 0-2 (sensibilidade total baixa), 3-5 (sensibilidade total intermediária) e 6-16 (sensibilidade total alta).

Para analisar os recursos petrolíferos *onshore*, foram consideradas somente duas bases ambientais disponíveis: Unidades de Conservação e APCBs. Isto torna a discussão dos recursos *offshore* mais rica, uma vez que contrasta com um maior número de variáveis ambientais.

Como conseqüência, os quatro campos com sensibilidade zero são *onshore*.

### 8.3.2. Avaliação temporal do Licenciamento Ambiental

Esta avaliação é realizada para os recursos descobertos, que já estão sob o processo do licenciamento ambiental. O universo de recursos descobertos inclui campos em produção, campos em desenvolvimento e os sete campos com recursos contingentes. No presente estudo, são considerados os campos em desenvolvimento e as sete descobertas com recursos contingentes abordadas no item 7 deste capítulo, que ainda necessitam de licenças ambientais para produzir. Os campos em produção, presumivelmente, já passaram por todo o processo de licenciamento.

Como demonstrado na Tabela 17, os campos em desenvolvimento podem estar em fase de requerimento/obtenção de LPro ou LI e ainda necessitarão de LO para iniciar a produção. A etapa específica do licenciamento foi obtida para alguns campos junto ao site do IBAMA (último acesso em 28 de fevereiro de 2008). Foram obtidas informações para nove campos, como indicado na Tabela 19.

Tabela 19 - Informações sobre o licenciamento ambiental de recursos descobertos

Campo	Última licença obtida/requerida	Data
Baleia Franca	LI Solicitação	11/03/2004
Cachalote	LI Solicitação	11/03/2004
Estrela do Mar	LO Emissão	20/12/2002
Frade	LPro Emissão	26/12/2007
Lagosta	LI Solicitação	15/01/2004
Atlanta	LPro Emissão	06/09/2006
Oeste de Ubarana	LO Emissão	16/03/2007
Golfinho	LO Emissão	28/04/2006
Canapu	LO Emissão	14/11/2007

Fonte: IBAMA [15]

Os campos com recursos contingentes encontram-se em teste de produção, possuindo, portanto, a LPro. Como a última informação é de 26 de dezembro de 2007, para previsão de início de produção dos campos, foi tomado como referência o ano de 2008. Desse modo, se um campo levar 24 meses para ser licenciado, por exemplo, sua produção será iniciada em 2010.

Admitiu-se que o empreendedor necessitará apenas de uma licença de cada tipo para começar a produzir, ou pelo menos que o tempo para obtenção de uma licença adicional não será somado ao tempo final para produção. Todos os campos contam com a declaração do recurso descoberto tendo, portanto, já iniciado ou terminado a atividade de perfuração; presumivelmente possuem a LPer.

Os tempos legais entre o requerimento e a obtenção das licenças estudadas variam de seis a 16 meses. Isto porque, para a emissão da LI, é requisitado o EIA/RIMA para locais onde ainda não haja campos petrolíferos, e o tempo previsto para sua elaboração e avaliação varia de 12 a 16 meses. Os tempos praticados pela Coordenação Geral de Petróleo e Gás – CGPEG/IBAMA para emissão das licenças foram baseados em estimativas realizadas por profissionais com experiência na área, conforme indica a Tabela 20.

Tabela 20 - Tempos para obtenção das licenças ambientais

Licença	Prazos Legais	Praticados segundo Petrobras	Praticados segundo a ref. [20]	Faixa de tempo adotada
LPro	6 a 10 meses	14 a 20 meses	9 meses em média	9 a 20 meses
LI	6 a 16 meses	14 a 20 meses	Mais de 24 meses	14 a 24 meses
LO	6 a 10 meses	1 mês	Mais de 9 meses	1 a 9 meses

Fontes: Escritório de Licenciamento Ambiental da Petrobras S. A. (reunião em 22 de novembro de 2007); Porto et al. 2007

A partir desses tempos estimados, foram considerados três cenários, prevendo uma variação nos tempos praticados durante o licenciamento ambiental:

- Cenário Otimista – considera que todos os campos que não dispõem de informações atualizadas encontram-se na fase de obtenção da Licença de Operação, a qual será obtida no prazo mínimo (um mês);
- Cenário Pessimista – considera que todos os campos sem informações já estão em perfuração, no entanto estão ainda na fase de requisição da LPro; todas as licenças serão obtidas no prazo máximo;
- Cenário de Aproximação – considera que todos os campos sem informações já estão em perfuração, no entanto estão ainda na fase de requisição da LPro. Serão utilizados os tempos máximos para campos em áreas consideradas sensíveis, tempos mínimos para áreas menos sensíveis e tempos médios para áreas de sensibilidade intermediária. A sensibilidade total dos campos foi estabelecida como apresentado no subitem Avaliação da Distribuição Espacial dos Recursos de Óleo e Gás – Análise dos Recursos descobertos, deste capítulo.

Portanto, para os campos com valores de sensibilidade total 0-2, foram atribuídos os tempos mínimos para licenciamento da faixa de tempo adotada (ver Tabela 20), 3-5, tempos médios e 6-16, tempos máximos, conforme demonstrado na Tabela 21.

Tabela 21 - Tempos adotados para o licenciamento – cenário de aproximação

Licença	Sensibilidade		
	Baixa	Intermediária	Alta
LPro	9	15	20
LI	14	19	24
LO	1	5	9
Total	24	39	53

A partir da atribuição dos tempos necessários para o licenciamento nos três cenários de estudo, foram calculados os tempos totais esperados para o licenciamento de cada um dos campos em desenvolvimento. Notou-se que quatro campos já estão aptos a iniciar a produção, no que concerne ao licenciamento ambiental (Tabela 19).

### 8.3.3. Emissão de gases do efeito estufa (*upstream*)

Uma vez que as análises das emissões das usinas termelétricas e do segmento *downstream* são apresentadas respectivamente nos Capítulos III e VI deste PDE, são apresentadas, no presente capítulo, apenas as análises das emissões do segmento *upstream*.

As emissões de GEE das atividades *upstream* foram calculadas segundo o Painel Intergovernamental da ONU para Mudanças Climáticas – IPCC/ONU. Esse órgão estabeleceu uma proporção entre energia gerada e massa de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>) e óxido nitroso (N<sub>2</sub>O) liberada na atmosfera.

No presente ciclo, as emissões de GEE ao longo do decênio foram calculadas de acordo com a evolução da produção em campos descobertos de Petróleo e Gás prevista, não considerando as novas descobertas. As emissões de GEE *upstream* estão relacionadas à queima de gás natural associado e não-associado ao óleo, que ocorre nos queimadores das plataformas. Portanto, os volumes estimados de gás a ser queimado são os utilizados nos cálculos. Esses volumes foram estimados pela DPG/SGB e fornecidos à SMA para a presente análise.

Os fatores de emissão de GEE relacionados aos processos de queima estão descritos no Capítulo VI deste Plano.

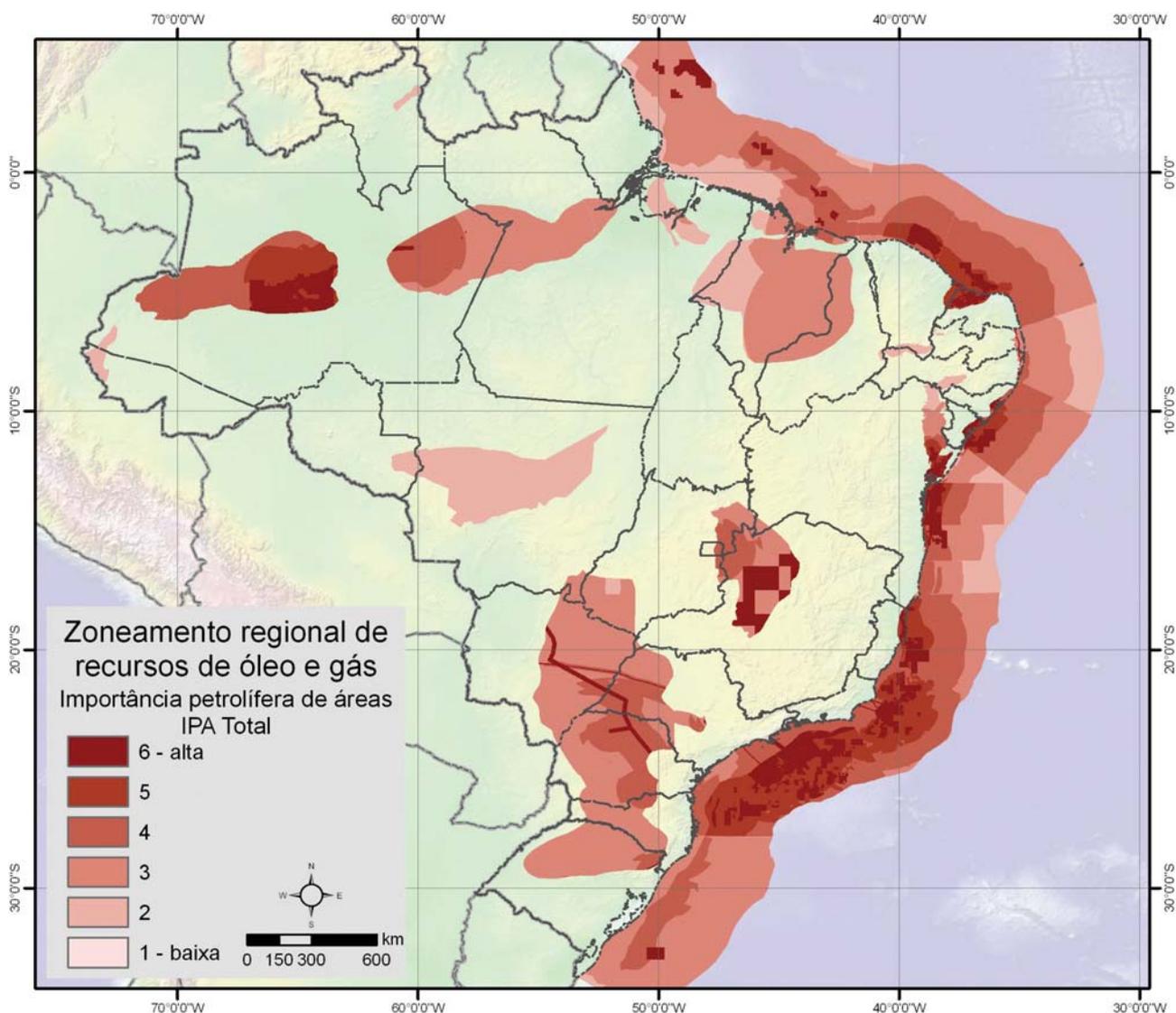
## 8.4. Avaliação da Distribuição Espacial dos Recursos de Óleo e Gás

A seguir, são apresentados os resultados da avaliação geográfica dos recursos de óleo e gás referentes ao presente ciclo de planejamento. As análises estão sistematizadas nas três primeiras abordagens apresentadas no subitem de Critérios e Procedimentos deste item.

### 8.4.1. Mapeamento da Importância Petrolífera

Pela observação da Figura 1 é possível verificar que as regiões de maior importância petrolífera estão assim distribuídas: litoral da região Sudeste do país, litoral dos estados da Bahia e de Sergipe, noroeste de Minas Gerais, Estado do Amazonas, litoral do Rio Grande do Norte e do Ceará e ainda uma área litorânea a nordeste do Amapá.

Figura 1 - Importâncias Petrolíferas em Regiões de E&P

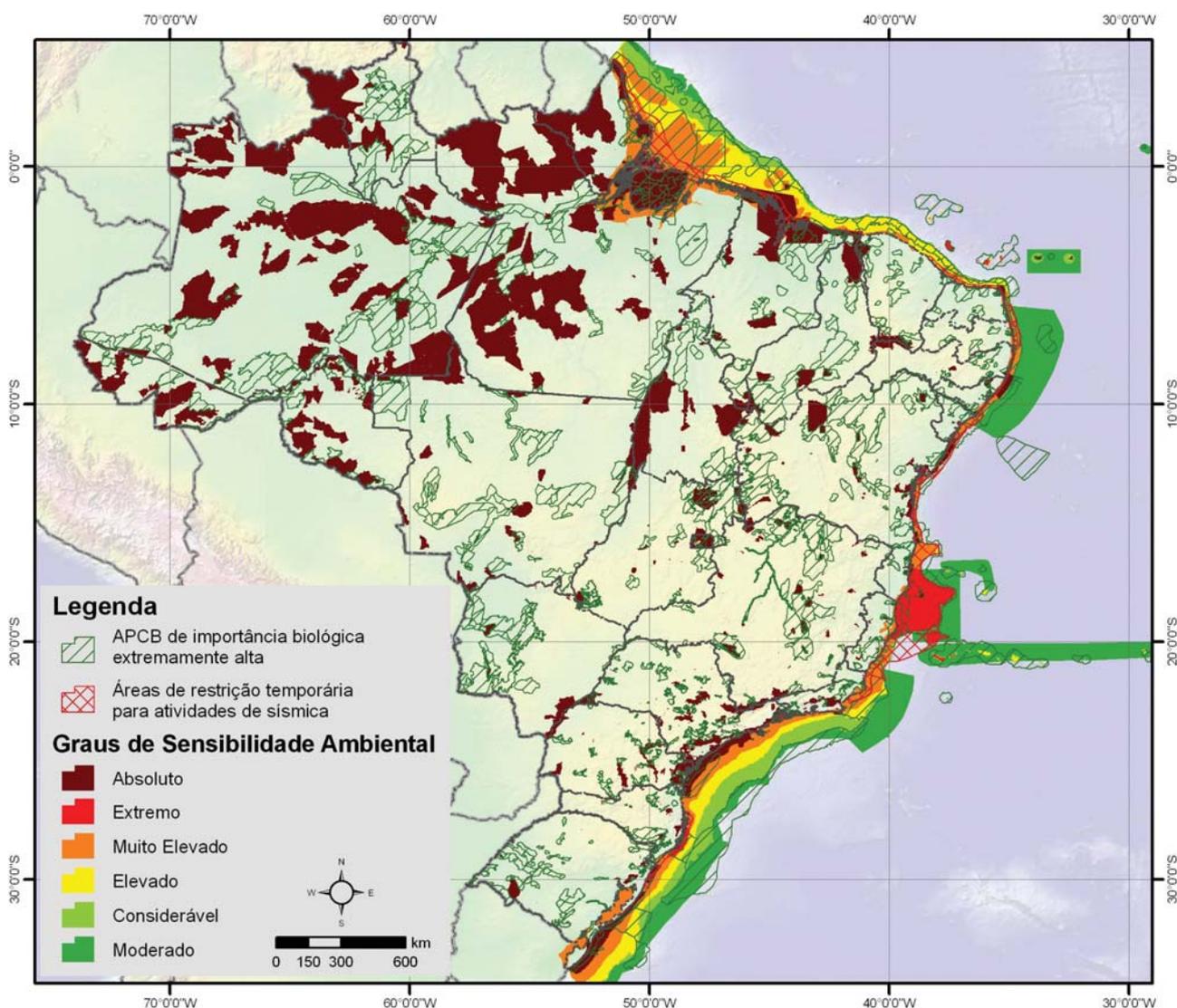


### 8.4.2. Mapeamento de Sensibilidades Ambientais

Como apresentado na Figura 2, as maiores áreas relacionadas ao grau absoluto de sensibilidade ambiental à sísmica situam-se na Amazônia legal, onde também se encontram as maiores unidades de conservação. Observam-se também, para esse grau, grandes áreas na região de São Luís, no Maranhão e áreas isoladas nos Estados de Tocantins e Piauí. No mar, observam-se áreas contínuas próximas à costa do Rio Grande do Sul, Paraná e São Paulo. Vale ressaltar que todas as UC foram consideradas no grau absoluto, uma vez que todas são igualmente consideradas pelo IBAMA como áreas de restrição permanente, independentemente se pertencem à categoria de proteção integral ou uso sustentável. A possibilidade de atividades de E&P serem realizadas em UC de uso sustentável, como Áreas de Proteção Ambiental (APA), dependem do Plano de Manejo da unidade e ainda, caso essas atividades sejam permitidas. Adotando uma postura de alerta e conservadora em termos ambientais e considerando que na escala do presente estudo a representação do zoneamento da unidade não seria visível, optou-se por indicar todas as categorias de UC como de sensibilidade absoluta, fato que pode ser interpretado como um primeiro alerta aos empreendedores com relação à complexidade no licenciamento ambiental.

Uma grande área de extrema sensibilidade inclui o arquipélago de Abrolhos e redondezas. As APCBs estão distribuídas por todo território nacional e mar territorial e as áreas de restrições temporárias estão distribuídas por quase toda a faixa marítima próxima à costa, com exceção de parte do litoral do Rio de Janeiro e dos litorais de São Paulo e Paraná. Essa faixa se apresenta mais larga próximo ao Espírito Santo, devido à região sob influência do Vórtice de Vitória.

Figura 2 - Mapeamento da sensibilidade ambiental às atividades de pesquisa sísmica

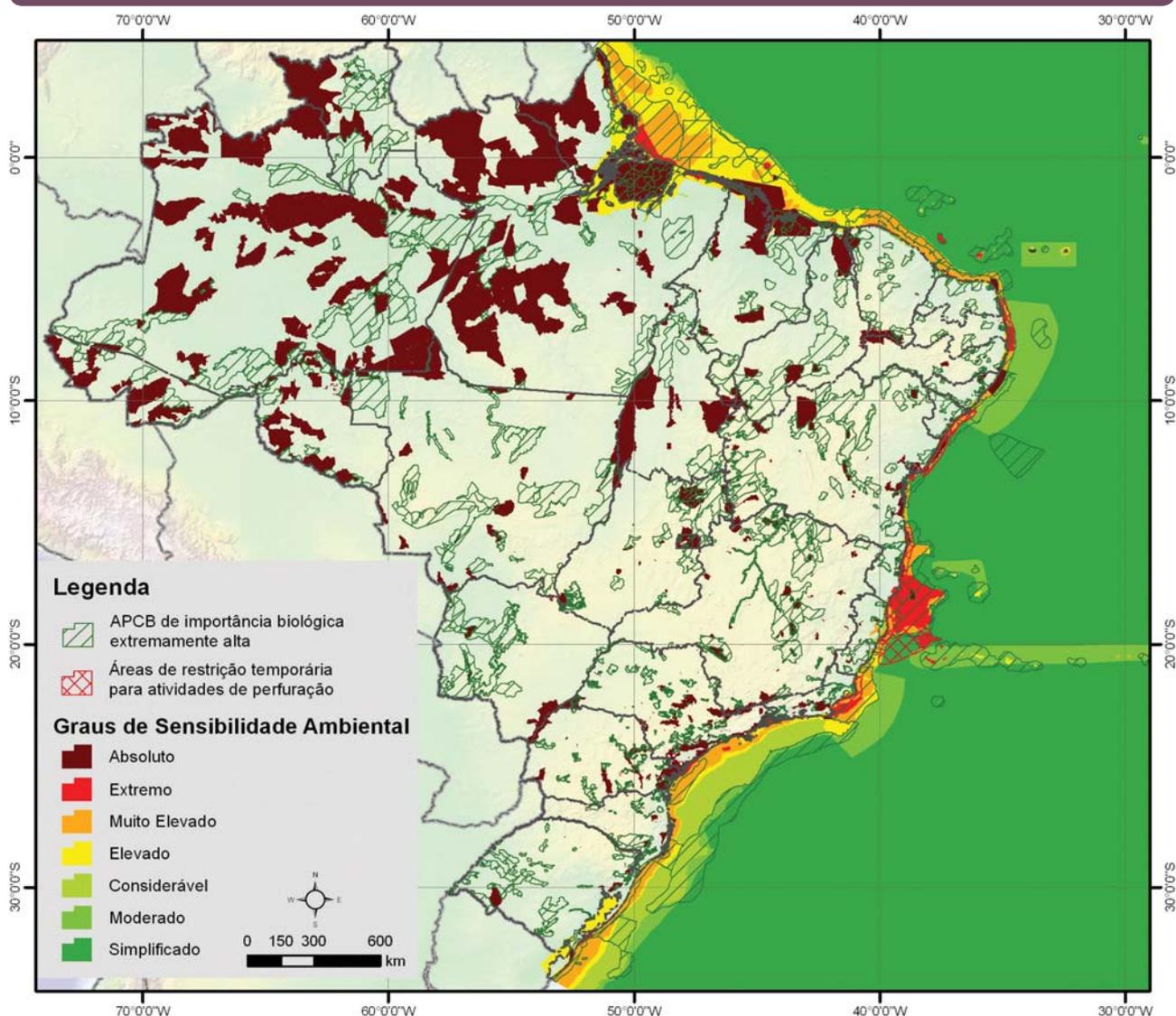


As áreas de sensibilidade absoluta para as atividades de perfuração e produção são as mesmas referidas às atividades de pesquisas sísmicas. Novamente, Abrolhos aparece como grau extremo, mas a faixa marítima apresenta, em geral, sensibilidades menores que as relativas à sísmica. A foz do Rio Amazonas, que aparece como restrição temporária à sísmica, representa uma faixa de sensibilidade extrema na Figura 3, de acordo com a indicação do IBAMA para as atividades de perfuração nesta área.

A área referente às restrições temporárias é mais restrita e as regiões notáveis são as do Vórtice de Vitória, litoral norte do Rio de Janeiro, litoral norte da Bahia e Sergipe e uma faixa que inclui o litoral sul do Rio Grande do Norte, litoral da Paraíba e litoral norte de Pernambuco.

Observa-se que o grau de sensibilidade "simplificado" foi incluído nesse mapa para atender à espacialização utilizada pelo IBAMA.

Figura 3 - Mapeamento da sensibilidade ambiental às atividades de perfuração e produção



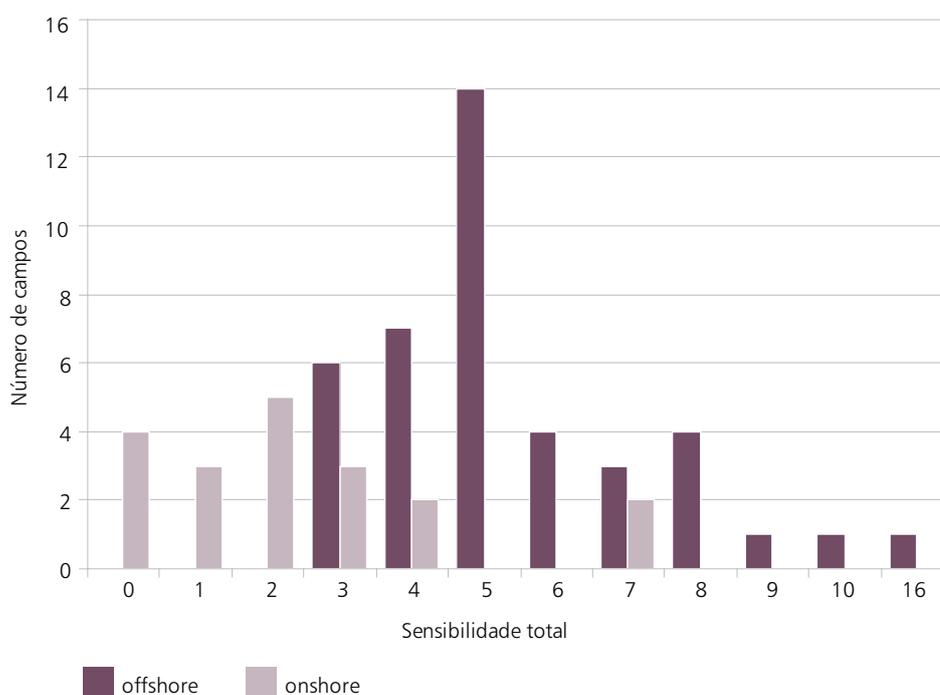
Os campos em desenvolvimento e recursos contingentes foram incorporados neste mapa e as sensibilidades resultantes desta sobreposição estão apresentados detalhadamente no Anexo 1 e foram utilizados para subsidiar a avaliação temporal do licenciamento ambiental.

Observa-se que o campo Tartaruga foi o único que obteve sensibilidade total 16, distante seis pontos do próximo campo de grande sensibilidade (Camarão, com dez). Nesse campo explotar-se-á gás no ambiente marinho costeiro de Sergipe (Bacia de Sergipe). As principais características ambientais do campo Tartaruga são a sua localização em uma área de sensibilidade muito elevada e a sua parcial inserção em uma Reserva Biológica, unidade de proteção integral onde até mesmo a visitação pública é restrita. O empreendedor responsável por esse campo provavelmente deverá concentrar as atividades fora da unidade de conservação e elaborar planos ambientais rigorosos para garantir a obtenção da licença e a preservação do meio ambiente. O fato de estar inserido em área de restrição temporária e APCB extremamente alta simplesmente corroboram a alta sensibilidade da região.

Dentre os campos nos quais se localizam os recursos contingentes, Camarão apresentou a maior sensibilidade total (dez) e Guanambi ficou em segundo lugar (com sete). Camarão está, de fato, inserido em uma área de sensibilidade muito elevada, e ao mesmo tempo em área de restrição temporária. Guanambi, porém, obteve pontuação sete por estar parcialmente inserido em uma Área de Proteção Ambiental - APA. Essa atribuição de valores é discutível, pelo fato de uma APA permitir atividades econômicas em seu interior, como mencionado anteriormente. Esse fato, porém, deverá ser analisado em maior detalhe, seguindo as recomendações do Plano de Manejo desta unidade de conservação.

Para avaliar a diferença entre as sensibilidades dos campos *onshore* e *offshore*, foi construída uma distribuição de frequência considerando as duas classes. O Gráfico 20 indica que a maior parte dos campos *offshore* apresenta sensibilidade cinco, enquanto os campos *onshore*, de zero a quatro. Esse panorama pode estar relacionado aos critérios e procedimentos utilizados, que privilegiaram as sensibilidades dos campos *offshore* em detrimento dos campos *onshore*.

Gráfico 20 - Distribuição de frequência dos valores de sensibilidade total para os campos *offshore* e *onshore*

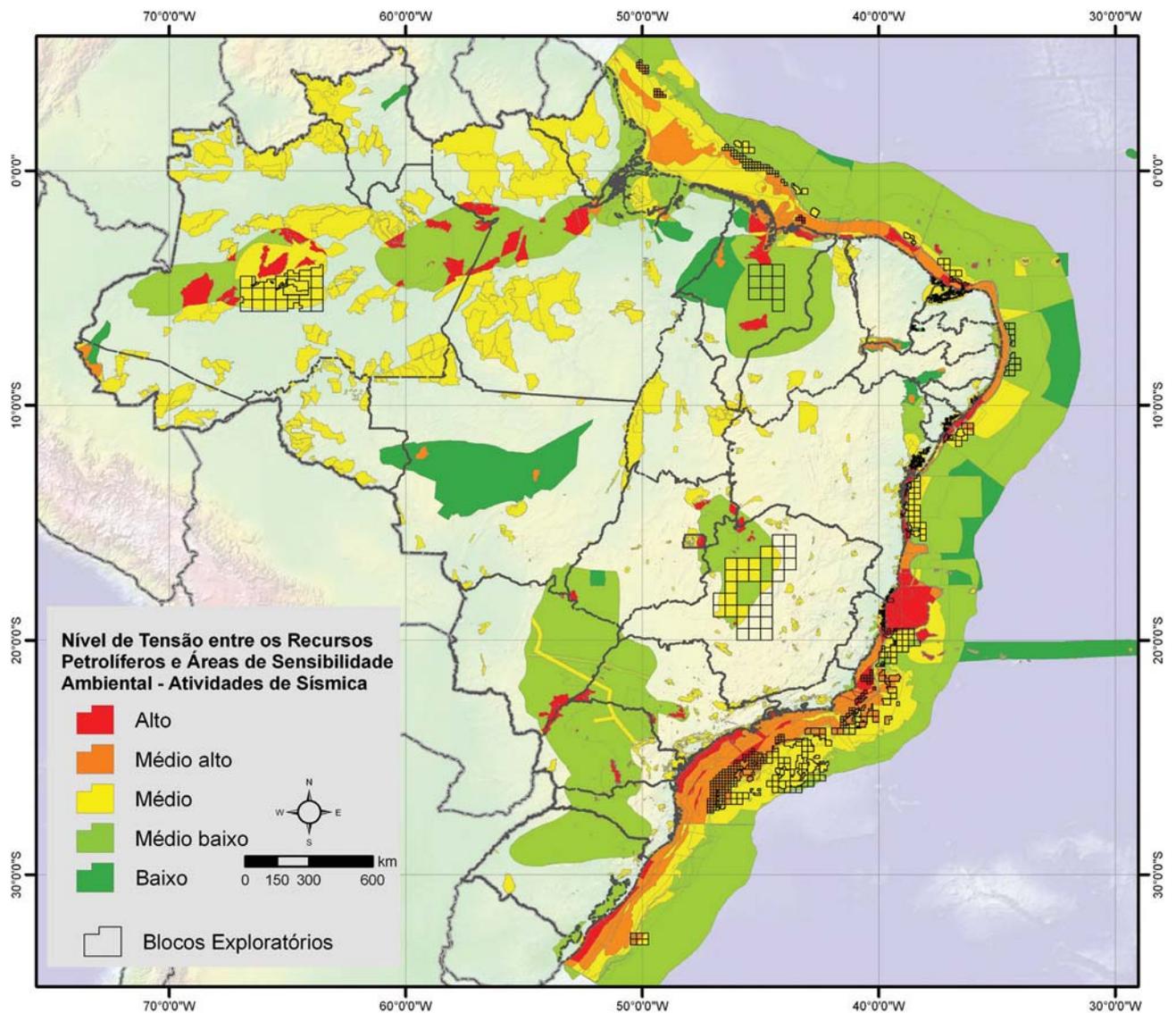


### 8.4.3. Mapeamento de Áreas de Tensão

Como demonstrado na Figura 4, a sobreposição entre as sensibilidades à sísmica e a importância petrolífera resultou em áreas de alto grau de tensão na bacia hidrográfica do rio Amazonas, no entorno de Abrolhos e em áreas isoladas no estado do Maranhão, ao longo da costa e nos estados de Mato Grosso do Sul, Paraná, São Paulo, Bahia e Goiás. O banco de Abrolhos é motivo de alerta entre as entidades ambientalistas, por ter sido incluído nas áreas para licitação de blocos. Na 5ª Rodada de Licitações (2003), a ANP e o IBAMA concordaram em suspender a inclusão dessa área nas licitações (Guimarães 2007). Nota-se, além disso, uma extensa faixa marinha de tensão média a alta que cobre quase toda a costa, com alta sensibilidade ambiental na faixa de águas rasas, também de importância petrolífera. Tal fato aponta para o constante cuidado a ser tomado pelos empreendedores ao explorar essas áreas.

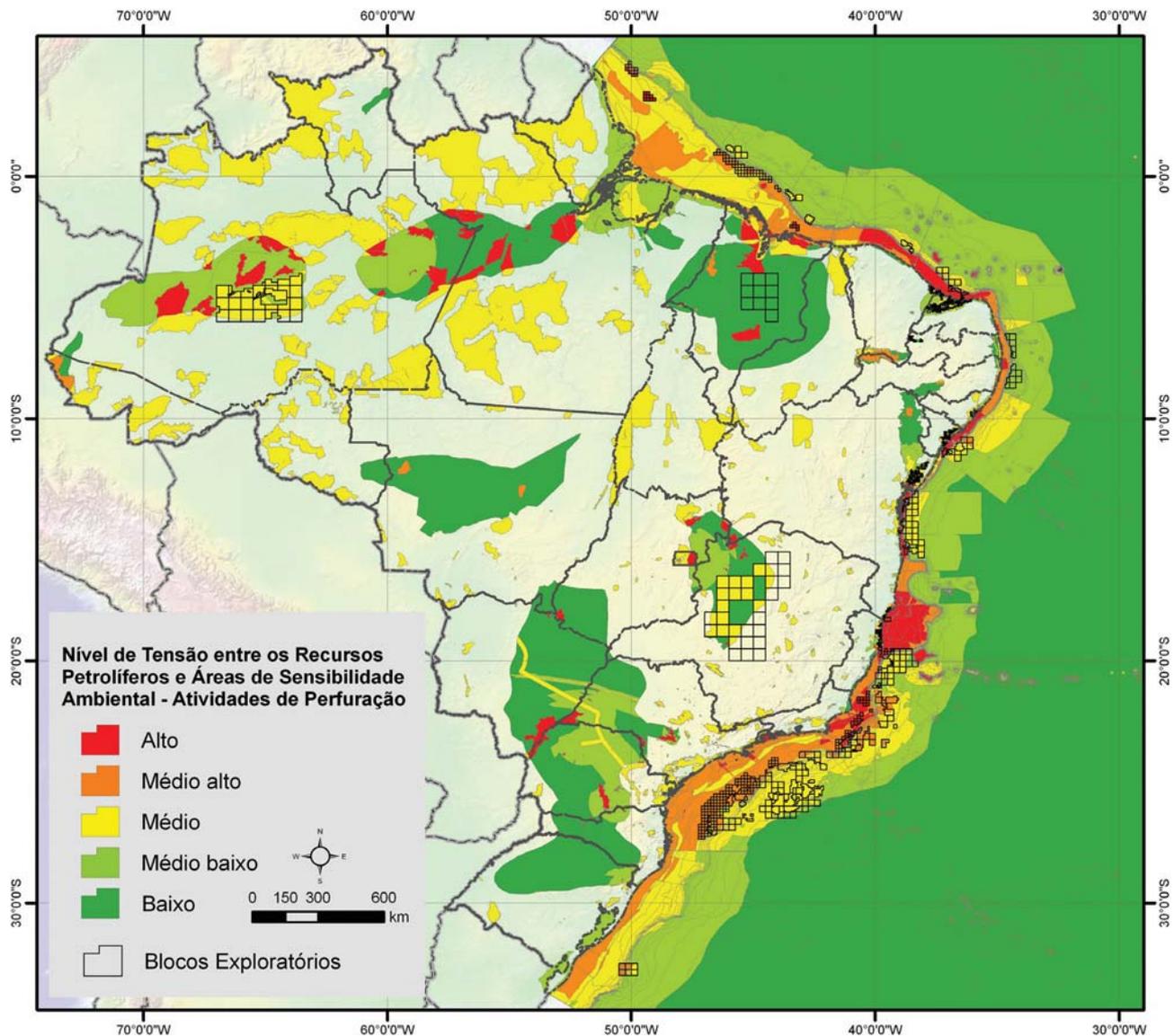
Para os blocos exploratórios, de maneira geral, não são observadas grandes sobreposições com as áreas de alta tensão, a não ser em algumas áreas do litoral do Sudeste e do Sul, onde também há grande sobreposição com áreas de média/alta tensão.

Figura 4 - Mapeamento do Nível de Tensão – Atividade de Sísmica



O aspecto geral do mapeamento das tensões relativas à perfuração/produção foi semelhante ao obtido para a sísmica, com algumas diferenças devido às áreas de sensibilidade absoluta incluídas neste mapa e na Figura 5. Essas diferenças referem-se basicamente à presença de uma grande área de alta tensão no litoral do Ceará e a exclusão de duas grandes faixas de alta tensão no litoral sul: uma no litoral do Rio Grande do Sul e outra no litoral do Paraná e de São Paulo.

Figura 5 - Mapeamento do Nível de Tensão – Atividades de Perfuração

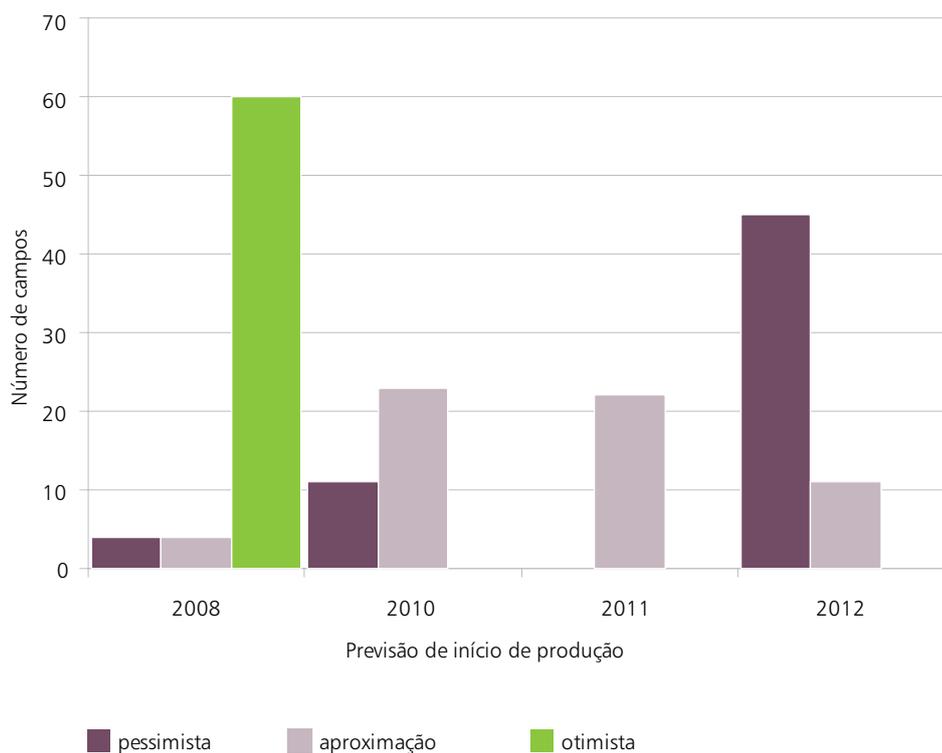


### 8.5. Avaliação temporal do Licenciamento Ambiental

Como esperado, os cenários têm resultados divergentes. No cenário otimista, todos os campos poderão obter a LO em até um mês e então iniciar a produção. Os cenários pessimista e de aproximação apresentam modas estatísticas distantes 14 meses entre si, o que significa, dependendo da precisão da análise, que o erro pode ser maior que um ano.

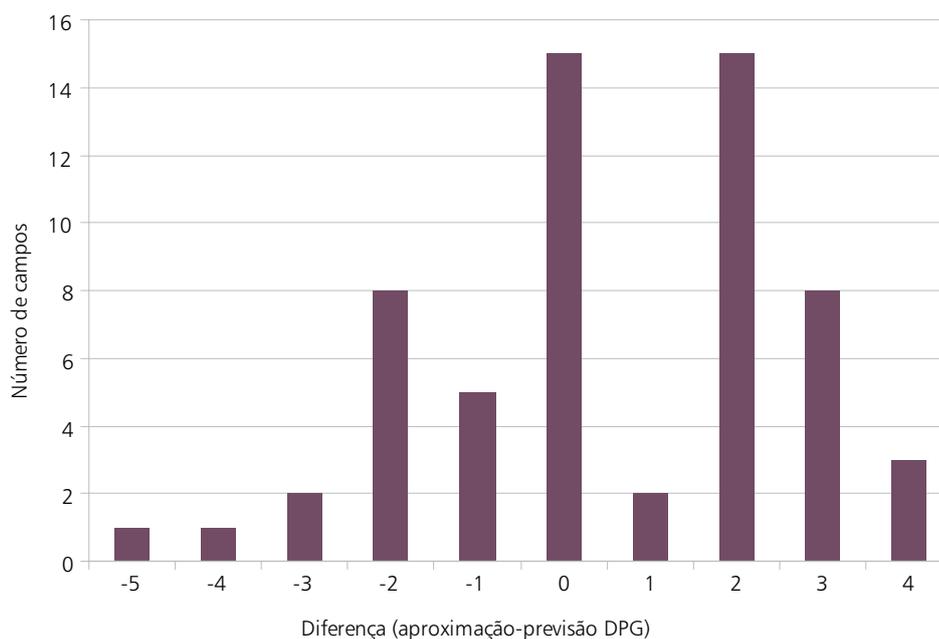
Conforme demonstrado no Gráfico 21, não existem campos previstos para iniciar a produção após 2012, no que depender do licenciamento ambiental. Pelo cenário aproximado, a maior parte dos campos está prevista para iniciar a produção em 2010-2011.

Gráfico 21 - Produção comercial e o licenciamento ambiental nos três cenários de análise



É possível comparar a previsão aproximada do ano de entrada em produção com a previsão inicial utilizada pela DPG (fornecida pela ANP em dezembro de 2006). A diferença entre o ano de entrada da previsão inicial e o ano de entrada segundo o tempo necessário para licenciamento no cenário de aproximação está apresentada no Gráfico 22. As diferenças positivas representam um possível "atraso" nas previsões iniciais devido ao tempo necessário para o licenciamento ambiental.

Gráfico 22 - Diferença entre as previsões de produção comercial



O Gráfico 22 demonstra que as previsões utilizadas no presente estudo não estão totalmente de acordo com as previsões das operadoras, podendo apresentar uma diferença de até quatro anos, que representaria um atraso grande, no ciclo decenal. Dentre os campos com atraso, estão campos *onshore* e *offshore*, com sensibilidade variando de zero a 16, ou seja, toda a amplitude estudada. Espera-se, futuramente, aprimorar as análises temporais do licenciamento, para que sirvam de referência para os empreendedores.

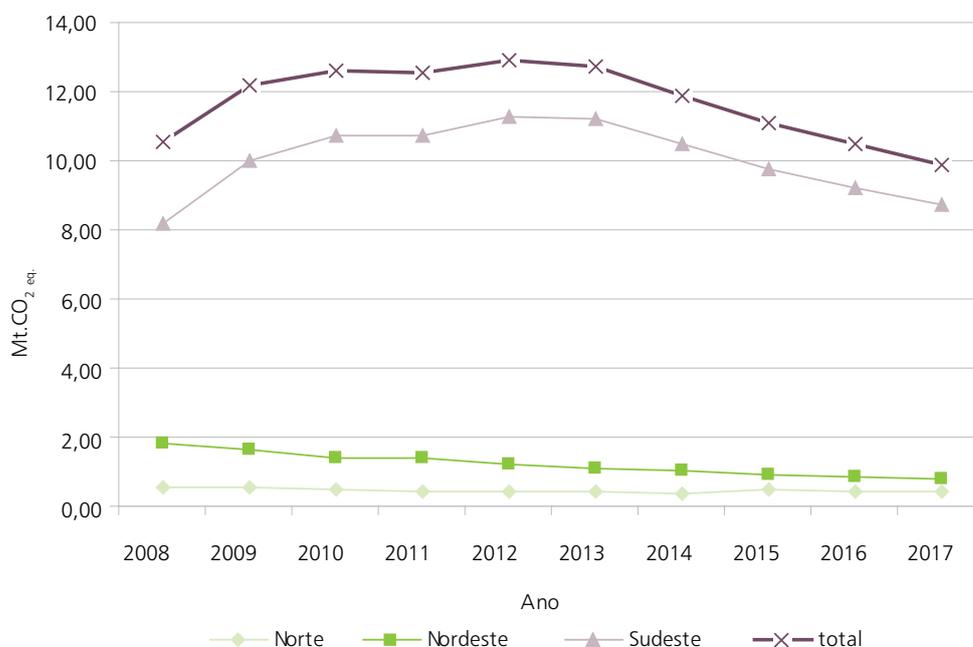
Para os sete campos que representam os recursos contingentes, foi feita uma análise mais detalhada do possível atraso relacionado ao licenciamento, nos três cenários (ver EPE 2008a). Essa análise subsidia a incorporação dos tempos realizados no processo de licenciamento ambiental para as estimativas de produção dos recursos contingentes ao longo do decênio. Os valores de atrasos em cada cenário foram utilizados pela DPG como três variáveis no modelo de simulação da evolução da produção ao longo do decênio.

## 8.6. Emissão de gases do efeito estufa (*upstream*)

Os principais gases emitidos incluem dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ), monóxido de carbono, metano, óxidos de nitrogênio e compostos orgânicos voláteis. Neste PDE, foram elaborados cálculos apenas para o  $\text{CO}_2$  e para o metano ( $\text{CH}_4$ ), cujos resultados foram padronizados em equivalência de  $\text{CO}_2$  de acordo com a metodologia proposta pelo IPCC (2006).

Apesar de as emissões de GEE relacionadas com as atividades de produção serem, em geral, pequenas comparativamente às demais atividades antropogênicas, foram calculadas visando contribuir com as análises mais abrangentes do Plano de Expansão. Cabe notar que a maioria de tais emissões é resultado da queima de gás natural para geração de energia ou da queima deste gás em flares, cuja função é impedir que o gás metano (potencial de efeito estufa 21 vezes maior que o  $\text{CO}_2$  em 100 anos) seja emitido diretamente para a atmosfera. O Gráfico 22 mostra as estimativas de emissões de GEE provenientes do segmento *upstream* da produção de petróleo e gás, ao longo do decênio 2008-2017.

Gráfico 23 - Emissões regionais de GEE provenientes do *upstream* de petróleo e gás



Em 2008, estima-se que a produção de gás natural da Região Norte atinja o patamar médio de 3.450 MMm<sup>3</sup>/ano, emitindo aproximadamente 0,54 Mt.CO<sub>2</sub> eq. A partir de então, caso não haja novas descobertas, a produtividade dos poços da região diminuirá lentamente, diminuindo, conseqüentemente, as emissões associadas a atividade de produção, como mostra o Gráfico 22.

Observando o comportamento da previsão de oferta de gás na Região Nordeste, verifica-se uma queda gradual da oferta regional líquida até 2017. A produção do campo de Manati é a responsável pela alta produção da Bahia, comparativamente aos demais estados da região. Essa tendência declinante na produtividade dos campos descobertos da Região Nordeste ao longo do decênio 2008-2017 é seguida pelas emissões de GEE, como pode ser visto no Gráfico 22.

Em relação ao Sudeste, observa-se que as emissões são muito superiores às das demais regiões. Isto se explica pelo grande volume de produção nos campos petrolíferos das Bacias de Campos e de Santos. Em consonância com os volumes de petróleo e gás produzidos no Rio de Janeiro, as emissões de CO<sub>2</sub> neste estado, relacionadas ao segmento *upstream* do petróleo e gás, são consideravelmente maiores que nos demais estados da Região Sudeste. Há a previsão de crescimento das emissões do Estado de São Paulo a partir de 2012, devido ao aumento previsto para a produção das descobertas do bloco BM-S-9 (Carioca e Guará).

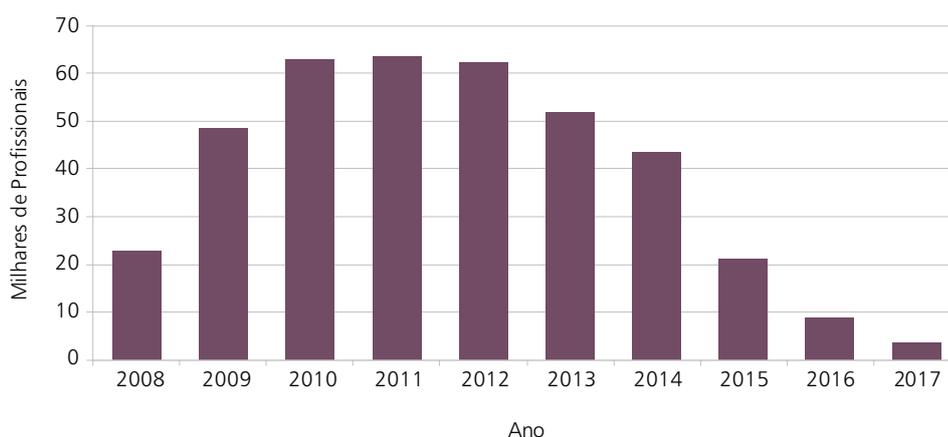
De acordo com o Gráfico 22, é possível observar ainda que a curva do total de emissões de CO<sub>2</sub> do *upstream* do petróleo e gás atinge um pico de 12,89 Mt.CO<sub>2</sub> em 2012 e termina o decênio 2008-2017 com emissões da ordem de 9,88 Mt.CO<sub>2</sub>.

### 8.7. Benefícios Socioeconômicos associados às atividades de E&P

Os aspectos positivos passíveis de serem visualizados no horizonte do Plano estão relacionados aos benefícios que as atividades de E&P podem trazer para o desenvolvimento local, regional ou, indiretamente, nacional. Dessa forma, foram selecionados dois indicadores socioambientais: um relativo aos empregos gerados no período e o outro, relativo aos recursos financeiros decorrentes das atividades de E&P.

Avalia-se que para o horizonte deste PDE o principal fator gerador de empregos ligado ao E&P será o da construção de equipamentos para a produção de petróleo e gás, especialmente devido às descobertas do Pré-Sal<sup>14</sup>. Com base em previsões feitas pela Petrobras (Fraga, 2008) no âmbito do PROMINP, estima-se que haverá um vertiginoso crescimento da demanda por profissionais, de nível básico, técnico e superior, para atender projetos de construção de equipamentos de exploração e produção até 2010, atingindo o nível de 63.000 pessoas, mantendo-se nesse patamar até 2012, quando começa um gradativo declínio, conforme mostrado no Gráfico 23. Tal declínio tende a ser alterado em função de campos a descobrir nos primeiros anos deste PDE.

Gráfico 24 – Estimativa de demanda por profissionais para atender projetos de construção de equipamentos de E&P no horizonte do PDE 2008-2017.



Fonte: Adaptado de FRAGA (2008)

<sup>14</sup> Os principais equipamentos para atividades de E&P incluem sondas de perfuração, plataformas de produção e barcos de apoio.

Estima-se, ainda, que será gerada receita de cerca de R\$ 490 bilhões, advinda de diversos tributos, participações governamentais e outras arrecadações. Dessas diversas fontes, as participações governamentais prevêem os maiores montantes para os Estados e Municípios e, desse modo, estima-se que sejam maiores as aplicações em benefícios locais e regionais, totalizando R\$ 245 bilhões. Especificamente para os Estados e Municípios relacionados às atividades de E&P, estão previstos R\$ 133 bilhões. As previsões foram elaboradas pela SPG/EPE, para os recursos descobertos e contingentes, seguindo o universo trabalhado nos itens anteriores deste capítulo. Estas previsões foram embasadas em: (1) curva de produção segundo a previsão da EPE para 36 campos, responsáveis por aproximadamente 90% da produção total de petróleo no Brasil e (2) descobertas de Tupi e Carioca, cuja curva de produção utilizada se baseou na média entre a hipótese alta e baixa da EPE. Para o cálculo das arrecadações, foi utilizada ainda a projeção de preços do petróleo da EPE e o regime atual de concessão. As simulações foram realizadas com os últimos dados de CAPEX, OPEX e ABEX utilizados no Relatório das Participações Governamentais (EPE, 2008b).

Através dos Gráfico 25 e Gráfico 26, observa-se que as arrecadações advindas da exploração do Pré-sal compensarão a queda daquelas relativas ao Pós-sal no final do decênio, proporcionando recursos anuais maiores do que R\$ 40 bilhões ao longo de todo o decênio. Os valores repassados a Municípios relacionados às atividades de E&P (confrontantes aos campos ou que possuam alguma infraestrutura relacionada às atividades de E&P) e Estados produtores ficarão em torno de R\$ 12 bilhões anuais, chegando a R\$ 13,9 bilhões em 2017. Esses valores podem ser considerados benefícios para as regiões de inserção direta das atividades de E&P.

A categoria “Outros destinos” inclui arrecadações destinadas à ANP (pagamento pela ocupação ou retenção de área) e às atividades de P&D relacionadas à E&P, mas também arrecadações com destino previsto em lei para o Programa de Seguro Desemprego e o abono pago anualmente a trabalhadores que recebem até dois salários mínimos de remuneração mensal (PIS), além de contribuições para financiamento da seguridade social (COFINS), que se traduzem em benefício social direto para a sociedade brasileira.

Gráfico 25 – Destino das arrecadações relativas às atividades de E&P nos campos ao longo do decênio, excluídas as descobertas do Pré-Sal

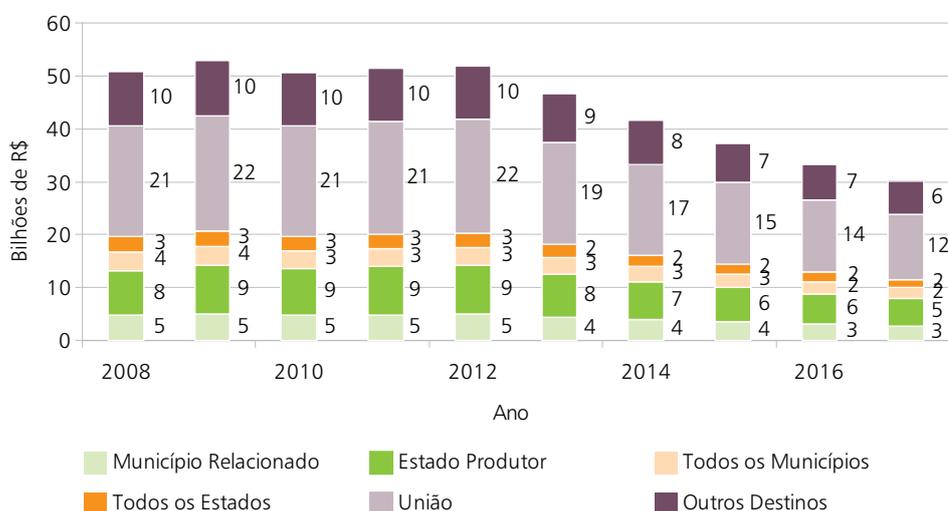
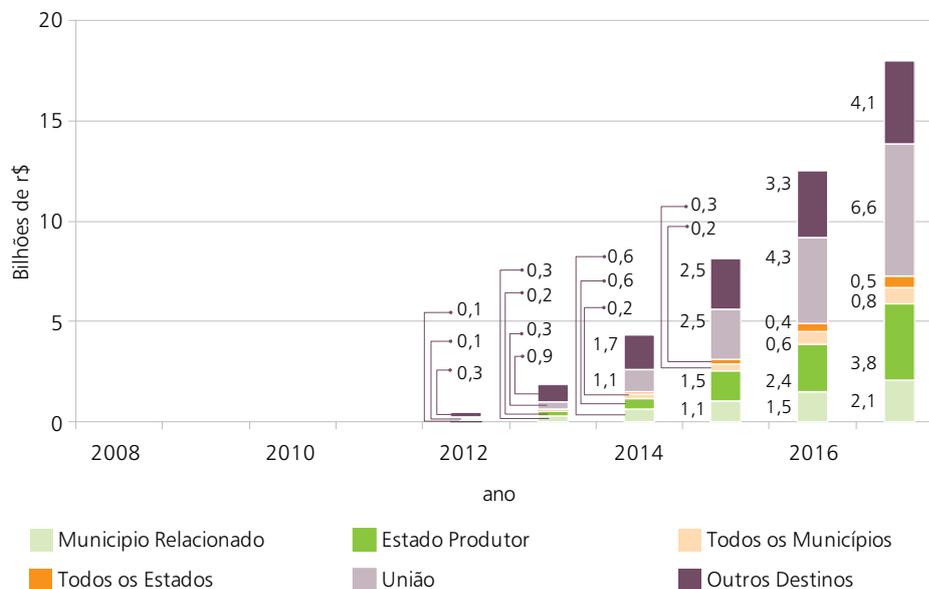


Gráfico 26 – Destino das arrecadações relativas às atividades de E&amp;P nas descobertas do Pré-Sal ao longo do decênio



Os Gráfico 27 e Gráfico 28 demonstram as diferentes origens das arrecadações, sendo que IR+CSLL totalizam o maior volume, seguido das participações especiais, royalties e PIS+COFINS. Foram incluídas ainda as arrecadações referentes a P&D e aluguel de área (que se referem a montantes repassados à ANP), mas que constituem uma pequena parcela do total arrecadado. Essas duas fontes de arrecadação provavelmente não constituirão benefícios sociais para a região dos campos produtores, mas sim benefícios para a sociedade brasileira em geral.

Gráfico 27 – Origem das arrecadações relativas às atividades de E&amp;P nos campos ao longo do decênio, exceto Pré-Sal (PE=participações especiais, IR+CSLL=Imposto de renda + contribuição sobre o lucro líquido, P&amp;D =Pesquisa e Desenvolvimento)

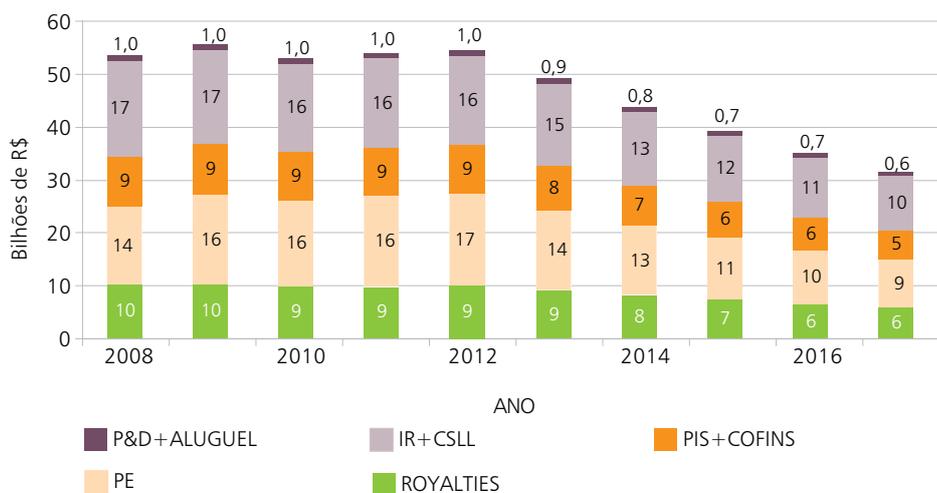
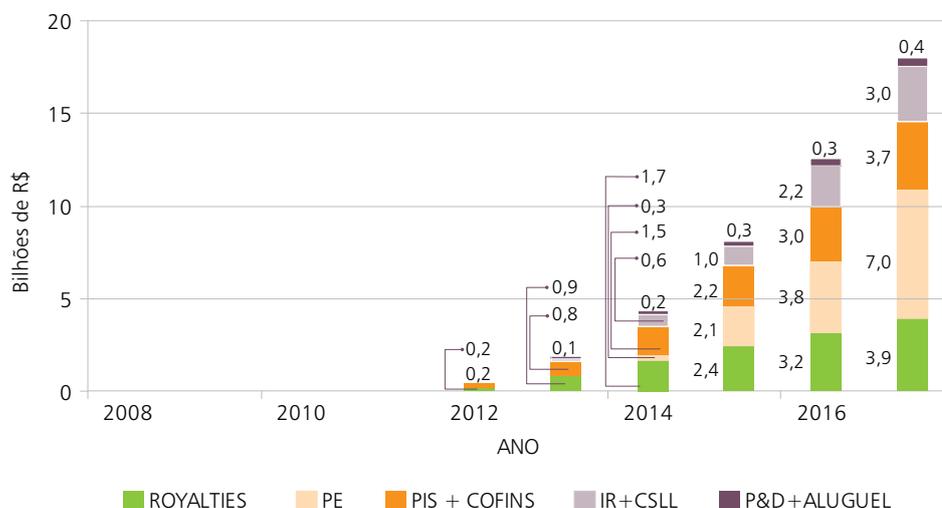


Gráfico 28 – Origem das arrecadações relativas às atividades de E&amp;P nas descobertas do Pré-Sal ao longo do decênio



## 8.8. Considerações Finais e Recomendações sobre os Aspectos Socioambientais das Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural

Os itens 7 e 8 deste capítulo compõem uma primeira proposta de critérios e procedimentos para avaliação socioambiental do Setor Petrolífero.

Para a continuidade do estudo da distribuição espacial dos recursos de óleo e gás e delineamento das áreas de tensão entre os recursos e a sensibilidade ambiental, espera-se poder atualizar as informações tanto de E&P, a partir de dados a serem fornecidos pela ANP, quanto aquelas de cunho ambiental, a partir de uma nova base de informações do MMA, ora em atualização pelo IBAMA.

Para a avaliação temporal do licenciamento, que afeta a incerteza em torno das previsões de produção, como abordado no item 7 deste capítulo, espera-se um aprimoramento no intercâmbio de informações entre EPE, ANP e IBAMA, para acessar o banco de dados dessa última instituição e, a partir daí, trabalhar com tempos realmente praticados e não somente com estimativas. Finalmente, com a atualização das etapas de licenciamento ambiental em que cada campo petrolífero se encontra, as análises por meio de cenários contribuirão com resultados mais adequados aos objetivos do Plano.

Para a elaboração do indicador financeiro, espera-se aprimorar as análises através da modificação do aplicativo SIAGOV (Simulador de Arrecadações Governamentais), descrito em EPE (2008b), individualizando-se as origens das arrecadações para indicar diretamente os benefícios sociais potenciais.

## Referências Bibliográficas

Nº.	TÍTULO
1.	ANP, 2007a, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a>
2.	ANP, 2007b, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. GUIA PARA O LICENCIAMENTO AMBIENTAL DAS ATIVIDADES MARÍTIMAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL. <a href="http://www.anp.gov.br/meio/passo-a-passo/index.htm">http://www.anp.gov.br/meio/passo-a-passo/index.htm</a> . Acessado em 14 de novembro de 2007.de 2007.
3.	ANP, 2007c, AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Diretrizes ambientais para a 9ª Rodada de Licitações:
4.	CONAMA, 2008, CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE. Resoluções e outros atos, em: <a href="http://www.mma.gov.br/port/conama/legiano.cfm?codlegitipo=3">http://www.mma.gov.br/port/conama/legiano.cfm?codlegitipo=3</a> . Acesso em 10 de janeiro de 2008.
5.	EPE– EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2006. EPE-DEE-RE-038/2006-r0 – Estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007/2016. Procedimentos e critérios para os estudos socioambientais. Maio de 2006.
6.	EPE– EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007a. Plano decenal de expansão de energia 2007-2016.
7.	EPE– EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2007b. Estratégias socioambientais para o planejamento das rodadas de licitações para concessão de blocos de exploração e produção de petróleo e gás natural: Levantamento bibliográfico dos aspectos socioambientais relacionados às atividades de E&P no Brasil.
8.	EPE, 2007c. Zoneamento Nacional de Recursos de Óleo e Gás – Relatório Executivo.
9.	EPE–EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2008a. ESTUDOS DO PLANO DECENAL DE EXPANSÃO DE ENERGIA – PDEE 2008/2017. OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS. Análise dos tempos para licenciamento ambiental das atividades de E&P de Óleo e Gás.
10.	EPE–EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2008b. Atualização da Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural -Avaliação do Modelo Atual de Arrecadação de Participações Governamentais Previstas na Lei do Petróleo - Proposição de Alternativas para Diferentes Regimes Fiscais
11.	Ferreira Filho, V. J. M., 2007. “Manual de Utilização do Sistema Interativo de Previsão de Produção e de Reservas”, Publicação Interna, EPE, Rio de Janeiro. 15p.
12.	Fraga, C. T. C. 2008. “O PRÉ-SAL E SEUS DESAFIOS”, palestra Petrobras (página 24): <a href="http://www.senado.gov.br/web/comissoes/cct/ap/AP20081008_Pr%C3%A9-Sal-CarlosTadeu-Petrobras.pdf">http://www.senado.gov.br/web/comissoes/cct/ap/AP20081008_Pr%C3%A9-Sal-CarlosTadeu-Petrobras.pdf</a>
13.	Guimarães, C. V. N. 2007. Avaliação Ambiental de Pesquisas Sísmicas Marítimas no Brasil: Evolução e Perspectivas. Dissertação de Mestrado, Universidade Federal do Rio De Janeiro, Rio de Janeiro.
14.	IBAMA, 2008a, INSTITUTO BRASILEIRO DE MEIO AMBIENTE E RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Licenciamento ambiental: <a href="http://www.ibama.gov.br/licenciamento/">http://www.ibama.gov.br/licenciamento/</a> . Acesso em 10 de janeiro de 2008.
15.	IBAMA, 2008b, INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. Licenciamento ambiental, consulta a empreendedores de petróleo - produção: <a href="http://www.ibama.gov.br/licenciamento/">http://www.ibama.gov.br/licenciamento/</a> . Acesso em 29 de janeiro de 2008.
16.	IBP, 2007. Informações sobre a Indústria – Exploração e Produção. Disponível em: <a href="http://www.ibp.org.br/main.asp?View=%7B2E80BC56%2DD8A7%2D4F4E%2DA286%2D91E6DB15465E%7D&amp;Team=&amp;params=itemID=%7B399A4641%2D8EC7%2D4900%2D99BD%2DD4EC64780E65%7D%3B&amp;UIPartUID=%7BD90F22DB%2D05D4%2D4644%2DA8F2%2DFAD4803C8898%7D">http://www.ibp.org.br/main.asp?View=%7B2E80BC56%2DD8A7%2D4F4E%2DA286%2D91E6DB15465E%7D&amp;Team=&amp;params=itemID=%7B399A4641%2D8EC7%2D4900%2D99BD%2DD4EC64780E65%7D%3B&amp;UIPartUID=%7BD90F22DB%2D05D4%2D4644%2DA8F2%2DFAD4803C8898%7D</a>
17.	IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Disponível em <a href="http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/">http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/</a>
18.	MMA – MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE & MME – MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, 2007. Guia para o licenciamento ambiental: atividades de exploração de petróleo e gás. 9ª Rodada de Licitações.
19.	PETROBRAS, 2007. Apresentações e eventos. Disponível em: <a href="https://www.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&amp;lang=pt&amp;area=ri">https://www.petrobras.com.br/portal/frame_ri.asp?pagina=/ri/port/index.asp&amp;lang=pt&amp;area=ri</a> Consultado em dezembro de 2007.
20.	PETROBRAS, 2009. Planos de negócios 2009-2013, 23/01/2009. Disponível em: <a href="http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/PlanoNegócios2009-2013Portreap.pdf">http://www2.petrobras.com.br/ri/spic/bco_arq/PlanoNegócios2009-2013Portreap.pdf</a>
21.	Porto, A. C. C. H.; Porto, R. A. P. & Boné, R. B. 2007. Licenciamento das atividades de exploração e produção de petróleo. 4º PDPETRO, p 1-8.
22.	SPE, AAPG, WPC and SPEE, 2006. Petroleum Reserves and Resources Classification, Definitions and Guidelines. – Draft for Industry Review. 62p.
23.	UNICAMP/DEP, 2007. Biblioteca Virtual de Engenharia de Petróleo. Disponível em: <a href="http://www.prossiga.br/dep-fem-unicamp/petroleo/">http://www.prossiga.br/dep-fem-unicamp/petroleo/</a> . Consultado em: dezembro de 2007.

## Anexo 1. Atribuição de valores às variáveis ambientais consideradas

Ambiente	Campo	Sensibilidade	valor	Distância para UC (menos de 10 km)	valor	APCB	valor	Restrição Temporária	valor	Total
offshore	Atlanta					Insuf. conhecida	3			3
offshore	Camarão	Muito elevado	5	a 10 km de APA	1	Extrem. alta	3	Inserida	1	10
offshore	Carioca					Insuf. conhecida	3			3
onshore	Guanambi			parcialmente inserida em APA	7					7
offshore	Peregrino	Elevado	4			Muito alta	2			6
offshore	Tupi					Insuf. conhecida	3			3
offshore	Xerelete	Moderado	2			Insuf. conhecida	3			5
offshore	Abalone	Moderado	2			Insuf. conhecida	3			5
onshore	Araracanga					Alta	1			1
offshore	Argonauta	Moderado	2			Insuf. conhecida	3			5
onshore	Azulão			a 6 km de RDS	1	Extrem. alta	3			4
offshore	Baleia Anã	Simplificado	1			Insuf. conhecida	3			4
offshore	Baleia Azul	Moderado	2			Insuf. conhecida	3			5
offshore	Baleia Franca	Moderado	2			Insuf. conhecida	3			5
onshore	Beija - Flor			a 1,5 km de APA	1					1
offshore	Cachalote	Moderado	2			Insuf. conhecida	3			5
offshore	Canapu	Simplificado	1			Alta	1	Inserida	1	3
onshore	Carapanaúba									0
offshore	Carapiá	Simplificado	1			Extrem. alta	3			4
offshore	Carapicu	Moderado	2			Extrem. alta	3			5
offshore	Carapó	Simplificado	1			Alta	1	Inserida	1	3
offshore	Catuá	Moderado	2			Alta	1			3
offshore	Cavalo-Marinho	Considerável	3			Extrem. alta	3			6
onshore	Cupiúba									0
offshore	Dentão	Muito elevado	5			Extrem. alta	3			8
onshore	Dias D Ávila			inserida em APA	7					7
offshore	Estrela Do Mar	Considerável	3			Extrem. alta	3			6
offshore	Frade	Moderado	2			Extrem. alta	3			5
offshore	Golfinho	Simplificado	1			Extrem. alta	3	Inserida	1	5
offshore	Guaiuba	Muito elevado	5			Extrem. alta	3			8
onshore	Igarapé Pucá					Muito alta	2			2
onshore	Jaçanã									0

Ambiente	Campo	Sensibilidade	valor	Distância para UC (menos de 10 km)	valor	APCB	valor	Restrição Temporária	valor	Total
onshore	Japiim			a 7 km de RDS	1	Extrem. alta	3			4
onshore	Juruá					Muito alta	2			2
onshore	Lagoa Branca									0
offshore	Lagosta	Considerável	3			Muito alta	2			5
offshore	Mangangá	Moderado	2			Insuf. conhecida	3			5
offshore	Maromba	Elevado	4			Extrem. alta	3			7
offshore	Mexilhão	Moderado	2			Extrem. alta	3			5
onshore	Nordeste De Juruá			a 5 km de FLONA	1	Alta	1			2
offshore	Oeste De Ubarana	Muito elevado	5			Muito alta	2			7
offshore	Ostra	Simplificado	1			Insuf. conhecida	3			4
offshore	Papa-Terra	Moderado	2			Extrem. alta	3			5
offshore	Pinaúna	Muito elevado	5	a 6 km de APA	1	Extrem. alta	3			9
offshore	Pirambu	Moderado	2			Extrem. alta	3			5
offshore	Pirapitanga	Simplificado	1			Extrem. alta	3			4
offshore	Polvo	Muito elevado	5			Extrem. alta	3			8
onshore	Sabiá					Extrem. alta	3			3
onshore	Saíra			a 10 km de REBIO	2					2
offshore	Salema Branca	Muito elevado	5			Extrem. alta	3			8
onshore	Seriema			a 5 km de APA	1					1
offshore	Siri	Muito elevado	5			Muito alta	2			7
onshore	Sudoeste Juruá					Muito alta	2			2
onshore	Sussuarana					Extrem. alta	3			3
onshore	Tabuiaíá					Extrem. alta	3			3
offshore	Tambaú	Simplificado	1			Extrem. alta	3			4
offshore	Tambuatá	Simplificado	1			Extrem. alta	3			4
offshore	Tartaruga	Muito elevado	5	parcialmente inserida em REBIO	7	Extrem. alta	3	Inserida	1	16
offshore	Tubarão	Considerável	3			Extrem. alta	3			6
offshore	Uruguá	Simplificado	1			Extrem. alta	3			4

Nota: Os primeiros sete campos são os contingentes

## Anexo 2. Previsões de início de produção para os campos em desenvolvimento considerando o licenciamento ambiental

Campo	Cenário Pessimista					Cenário Otimista					Cenário de Aproximação				
	LPPro	LI	LO	total	início prod.	LPPro	LI	LO	total	início prod.	LPPro	LI	LO	total	início prod.
Abalone	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Araracanga	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Argonauta	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Azulão	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Baleia Anã	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Baleia Azul	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Baleia Franca	0	24	9	33	2010	0	0	1	1	2008	0	19	5	24	2010
Beija-Flor	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Cachalote	0	24	9	33	2010	0	0	1	1	2008	0	19	5	24	2010
Canapu	0	0	0	0	2008	0	0	0	0	2008	0	0	0	0	2008
Carapanaúba	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Carapiá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Carapicu	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Carataí	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Catuá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Cavalo-Marinho	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Cupiúba	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Dentão	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Dias D Ávila	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Estrela Do Mar	0	0	0	0	2008	0	0	0	0	2008	0	0	0	0	2008
Frade	0	24	9	33	2010	0	0	1	1	2008	0	19	5	24	2010
Golfinho	0	0	0	0	2008	0	0	0	0	2008	0	0	0	0	2008
Guaiuba	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Igarapé Pucá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Jaçanã	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Japiim	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Juruá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Lagoa Branca	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Lagosta	0	24	9	33	2010	0	0	1	1	2008	0	19	5	24	2010
Mangangá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Maromba	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Mexilhão	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Nordeste De Juruá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Oeste De Ubarana	0	0	0	0	2008	0	0	0	0	2008	0	0	0	0	2008
Ostra	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Papa-Terra	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Pinaúna	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Pirambu	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Pirapitanga	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Polvo	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Sabiá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Saíra	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Salema Branca	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Seriema	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Siri	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012

Campo	Cenário Pessimista					Cenário Otimista					Cenário de Aproximação				
	LPPro	LI	LO	total	início prod.	LPPro	LI	LO	total	início prod.	LPPro	LI	LO	total	início prod.
Sudoeste Juruá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	9	14	1	24	2010
Sussuarana	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Tabuiaia	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Tambaú	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Tambuatá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Tartaruga	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Tubarão	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Uruguá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Sussuarana	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Tabuiaia	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Tambaú	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Tambuatá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011
Tartaruga	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Tubarão	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	20	24	9	53	2012
Uruguá	20	24	9	53	2012	0	0	1	1	2008	15	19	5	39	2011

Nota: Os primeiros sete campos são os contingentes

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Classificação do petróleo segundo portaria ANP nº 9.	444
Tabela 2 – Previsão de produção de petróleo nacional em milhões de barris diários, no período 2007-2017.	448
Tabela 3 – Previsão de produção de petróleo nacional em milhões de barris diários, no período 2007-2017, desagregada pela contribuição da Petrobras e de outras empresas.	448
Tabela 4 – Previsão de produção nacional de gás natural em milhões de metros cúbicos diários, no período 2007-2017.	449
Tabela 5 – Previsão de produção nacional de gás natural em milhões de metros cúbicos diários, no período 2007-2017, a partir dos recursos descobertos (reservas e contingentes).	450
Tabela 6 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2008-2017, classificada por tipo (leve, mediano e pesado), em milhões de barris diários.	452
Tabela 7 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2008-2017, classificada por tipo, em milhões de metros cúbicos diários.	452
Tabela 8 – Previsão de reserva total nacional de petróleo em bilhões de barris, no período 2007-2017.	454
Tabela 9 – Previsão de reserva total de gás natural em bilhões de metros cúbicos, no período 2008-2017.	454
Tabela 10 – Previsão de reservas de petróleo nacional no período 2008-2017, classificadas por tipo (leve, mediano e pesado), em bilhões de barris.	455
Tabela 11 – Previsão de reserva total de gás natural em bilhões de metros cúbicos, no período 2008-2017, desagregada por tipo de gás.	456
Tabela 12 – Previsões de Investimentos Anuais do Mercado de E&P no Brasil	458
Tabela 13 – Previsões do Total de Investimentos Anuais de E&P no Brasil	459
Tabela 14 – Evolução prevista da razão R/P do petróleo, expressa em anos.	459
Tabela 15 – Evolução prevista da razão R/P do gás natural, expressa em anos.	460
Tabela 16 – Parâmetros da distribuição de probabilidade que representa a incerteza no início da produção dos recursos contingentes, devida a possíveis atrasos no cronograma de licenciamento socioambiental.	462
Tabela 17 – Atividades de Exploração e Produção de petróleo após a licitação	467
Tabela 18 – Estágio dos recursos descobertos previstos para produzir no próximo decênio	468
Tabela 19 – Informações sobre o licenciamento ambiental de recursos descobertos	471
Tabela 20 – Tempos para obtenção das licenças ambientais	472
Tabela 21 – Tempos adotados para o licenciamento – cenário de aproximação	472

## Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Ilustração do modelo de previsão de produção de um campo de petróleo.	446
Gráfico 2 – Ilustração do perfil de produção de um campo de petróleo em fase de declínio, quando entra nova unidade, ocorrendo a superposição dos dois projetos.	447
Gráfico 3 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2007-2017.	448
Gráfico 4 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2007-2017, desagregada pela contribuição da Petrobras e de outras empresas.	449
Gráfico 5 – Previsão de produção de gás nacional no período 2007-2017.	450
Gráfico 6 – Previsão de produção nacional de gás natural em milhões de metros cúbicos diários, no período 2007-2017, a partir dos recursos descobertos (reservas + contingentes).	451
Gráfico 7 – Previsão de produção de petróleo nacional no período 2008-2017, classificada por tipo, em milhões de barris diários.	452
Gráfico 8 – Previsão de produção nacional de gás natural no período 2008-2017, classificada por tipo, em milhões de metros cúbicos diários.	453
Gráfico 9 – Previsão de reserva total de petróleo em bilhões de barris, no período 2008-2017.	454

Gráfico 10 – Previsão de reserva total de gás natural em bilhões de metros cúbicos, no período 2008-2017.	455
Gráfico 11 – Previsão de reservas totais de petróleo no período 2008-2017, classificadas por tipo (leve, mediano e pesado), em bilhões de barris.	456
Gráfico 12 – Previsão de reserva total de gás natural em bilhões de metros cúbicos, no período 2008-2017, desagregada por tipo de gás.	457
Gráfico 13 – Custo Total do Investimento em E&P no Brasil pela Petrobras	458
Gráfico 14 – Evolução prevista da razão R/P do petróleo e do gás natural, baseada nas reservas totais.	460
Gráfico 15 – Previsão de produção diária de petróleo no período 2008-2017, sob hipótese de nenhum atraso no início programado de produção de cada campo em fase de avaliação (recursos contingentes).	462
Gráfico 16 – Previsão de produção mensal de petróleo de recursos contingentes, com incerteza ligada ao licenciamento ambiental.	464
Gráfico 17 – Previsão de produção acumulada de petróleo de recursos contingentes, com incerteza ligada ao licenciamento ambiental.	464
Gráfico 18 – Previsão de defasagem acumulada na produção de petróleo de recursos contingentes, com incerteza ligada ao licenciamento ambiental. Volumes em milhões de metros cúbicos/mês.	465
Gráfico 19 – Distribuição de frequência dos valores de sensibilidade total	471
Gráfico 20 – Distribuição de frequência dos valores de sensibilidade total para os campos <i>offshore</i> e <i>onshore</i>	476
Gráfico 21 – Produção comercial e o licenciamento ambiental nos três cenários de análise	479
Gráfico 22 – Diferença entre as previsões de produção comercial	479
Gráfico 23 – Emissões regionais de GEE provenientes do <i>upstream</i> de petróleo e gás	480
Gráfico 24 – Estimativa de demanda por profissionais para atender projetos de construção de equipamentos de E&P no horizonte do PDE 2008-2017.	481
Gráfico 25 – Destino das arrecadações relativas às atividades de E&P nos campos ao longo do decênio, excluídas as descobertas do Pré-Sal	482
Gráfico 26 – Destino das arrecadações relativas às atividades de E&P nas descobertas do Pré-Sal ao longo do decênio	483
Gráfico 27 – Origem das arrecadações relativas às atividades de E&P nos campos ao longo do decênio, exceto Pré-Sal (PE=participações especiais, IR+CSLL=Imposto de renda + contribuição sobre o lucro líquido, P&D =Pesquisa e Desenvolvimento)	483
Gráfico 28 – Origem das arrecadações relativas às atividades de E&P nas descobertas do Pré-Sal	484

## Lista de Figuras

Figura 1 – Importâncias Petrolíferas em Regiões de E&P	473
Figura 2 – Mapeamento da sensibilidade ambiental às atividades de pesquisa sísmica	474
Figura 3 – Mapeamento da sensibilidade ambiental às atividades de perfuração e produção	475
Figura 4 – Mapeamento do Nível de Tensão – Atividade de Sísmica	477
Figura 5 – Mapeamento do Nível de Tensão – Atividades de Perfuração	478



# OFERTA DE DERIVADOS DE PETRÓLEO



<b>1.</b>	<b>Perspectivas de Preços de Petróleos e Derivados</b>	<b>495</b>
1.1.	Perspectivas de Preços Internacionais de Petróleos	496
1.1.1.	Metodologia	496
1.1.2.	Projeções de Preços	496
1.2.	Perspectivas de Preços Internacionais de Derivados de Petróleo	497
1.2.1.	Metodologia	497
1.2.2.	Projeções de Preços	498
1.3.	Perspectivas de Preços Nacionais de Derivados de Petróleo	499
1.3.1.	Metodologia	499
1.3.2.	Projeções de Preços	500
<b>2.</b>	<b>Expansão do Parque Nacional de Refino</b>	<b>501</b>
2.1.	Diretrizes para o Refino	501
2.2.	Modelo de Refino e Abastecimento	503
2.3.	Principais Características do Modelo de Refino	503
2.4.	Projeção da Produção Nacional de Petróleo e da Demanda de Derivados	504
2.5.	Evolução do Parque de Refino Atual	507
2.6.	Novas Refinarias	513
2.6.1.	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ	513
2.6.2.	Refinaria Abreu e Lima – Suape (PE)	515
2.6.3.	Refinaria Clara Camarão – Guamaré (RN)	516
2.6.4.	Refinarias Premium	516
2.7.	Estimativa de Investimentos	517
2.7.1.	Adaptação do Parque Atual Proposta pela Petrobras e seus Parceiros	517
2.7.2.	Novas Refinarias	517
2.7.2.1.	Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)	518
2.7.2.2.	Refinaria Abreu e Lima – Suape (PE)	518
2.7.2.3.	Refinaria Clara Camarão – Guamaré (RN)	518
2.7.2.4.	Refinaria Premium I e Refinaria Premium II	518
2.8.	Hipóteses de Evolução do Parque Nacional de Refino	518
2.8.1.	Trajectoria I – Parque de Refino Atual (com evolução já programada)	518
2.8.1.1.	Balanço Nacional de Derivados – Trajetória I	520
2.8.1.2.	Balanço Nacional de Petróleo – Trajetória I	521
2.8.1.3.	Investimentos Necessários – Trajetória I	522
2.8.2.	Trajectoria II – Parque de Refino Atual (com evolução já programada) + Refino Adicional	523
2.8.2.1.	Balanço Nacional de Derivados – Trajetória II	524
2.8.2.2.	Balanço Nacional de Petróleo – Trajetória II	525
2.8.2.3.	Investimentos Necessários – Trajetória II	526
2.8.3.	Trajectoria III – Parque de Refino Atual (com evolução já programada) + Refinaria Premium I (com módulos postergados para 2014 e 2016)	527
2.8.3.1.	Balanço Nacional de Derivados – Trajetória III	529

---

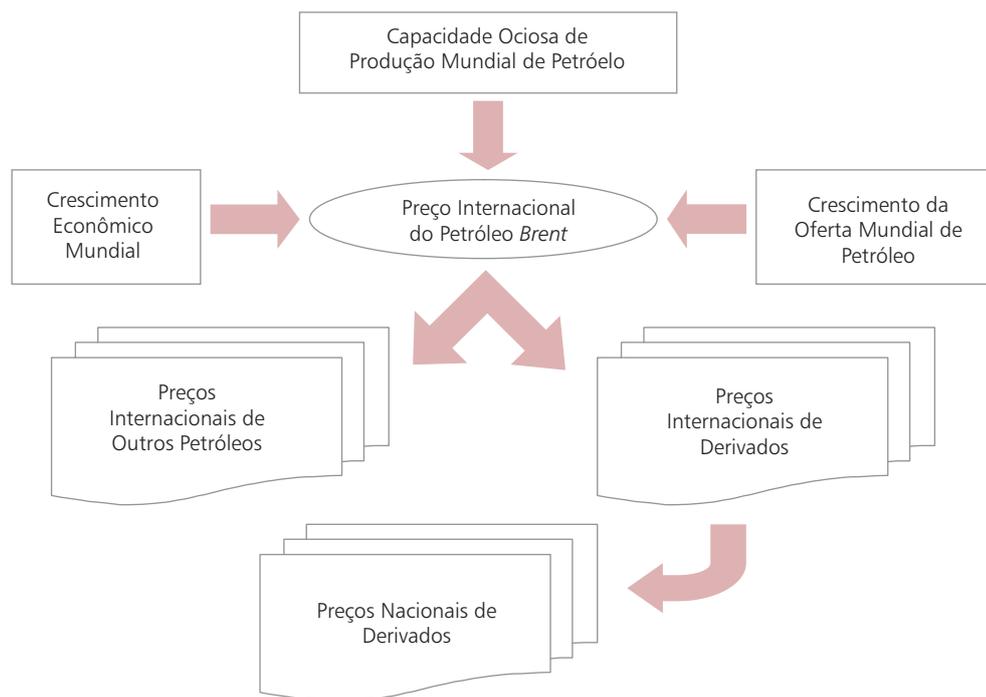
2.8.3.2. Balanço Nacional de Petróleo – Trajetória III	529
2.8.3.3. Investimentos Necessários – Trajetória III	530
2.9. Refino – Considerações Finais	531
2.10. Queda na Demanda de Gasolina - Aspectos Relevantes	532
<b>3. Expansão da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos e Derivados</b>	<b>533</b>
3.1. Introdução	533
3.2. Panorama Atual da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleo e Derivados	533
3.2.1. Infraestrutura Dutoviária para Transporte de Petróleo e Derivados	533
3.2.2. Infraestrutura de Armazenamento de Petróleo e Derivados	534
3.2.3. Transporte Marítimo de Petróleo e Derivados	534
3.3. Expansão da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleo e Derivados	535
<b>4. Referências Bibliográficas</b>	<b>539</b>
Lista de Tabelas	540
Lista de Gráficos	540
Lista de Figuras	541

## 1. Perspectivas de Preços de Petróleos e Derivados

Os preços do petróleo e de seus derivados são fundamentais para a projeção de diversos aspectos da demanda e da oferta de energia do Brasil, consistindo em variáveis-chave para o PDE 2008-2017.

Para projetar tais preços, foi desenvolvido um sistema de projeção de preços de petróleo e derivados que busca a consistência entre os cenários econômicos e geopolíticos mundiais com os cenários de preços de petróleo e de derivados adotados no PDE 2008-2017. A FIGURA 1 apresenta o esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados elaborado pela EPE.

Figura 1 - Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados



Nota: Além do petróleo *Brent*, consideram-se os petróleos: *Árabe Leve*, *Bonny Light*, *Marlim* e *Kissanje* (como uma *proxy* para o tipo de petróleo Roncador-Albacora).

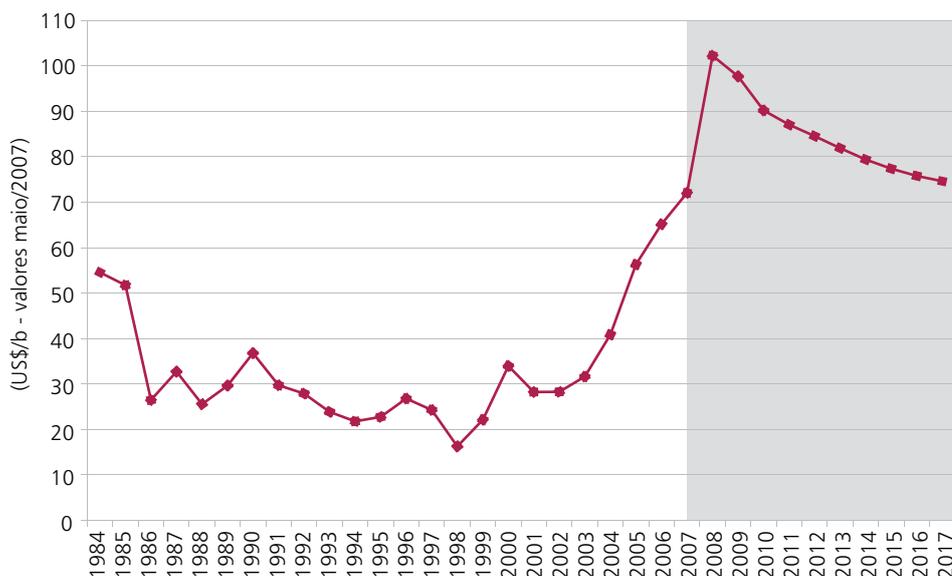
Na visão da empresa, o contexto de alta do preço do petróleo ocorrido até meados de 2008 foi resultado de uma conjunção de fatores, quais sejam: i) forte crescimento da demanda mundial de petróleo; ii) fraca expansão da produção mundial de petróleo; iii) redução da capacidade ociosa, tornando o mercado mais sensível a tensões geopolíticas e eventos climáticos negativos e iv) forte incremento de posições em petróleo no portfólio de investimento de fundos financeiros. O cenário projetado prevê uma diminuição do ritmo do crescimento da demanda mundial de petróleo verificado nos últimos anos. Tal fato se justifica pela projeção de um crescimento econômico mundial ainda robusto no longo prazo, mas com menor ritmo, bem como pelas perspectivas de impacto das políticas de substituição e de eficiência sobre a demanda de petróleo. Espera-se ainda uma queda na intensidade da taxa de crescimento da demanda de petróleo nos países em desenvolvimento, como resultado de uma política de redução dos subsídios aos combustíveis.

No cenário de oferta de petróleo, projeta-se um maior potencial de produção de óleo no longo prazo (Brasil, Golfo do México, Mar Cáspio, Costa Africana etc.) e um aumento da capacidade ociosa da OPEP. Como consequência do aumento da capacidade ociosa, o preço do petróleo *Brent*<sup>1</sup> deve ficar menos sensível aos movimentos especulativos e eventos negativos geopolíticos e climáticos, atingindo um piso entre US\$ 70 e US\$ 75 em 2017. O Gráfico 1 apresenta a projeção de preço do petróleo *Brent* adotada neste estudo.

Cabe ressaltar que as variáveis envolvidas na projeção de preços são muitas e com um amplo leque de possibilidades de evolução, fazendo com que a resultante final seja repleta de incertezas.

<sup>1</sup> O petróleo do tipo *Brent* foi escolhido para representar a evolução dos preços internacionais de petróleo por este ser um dos petróleos "marcadores" (crude marker) para o mercado internacional de petróleo (juntamente com o WTI e o Dubai), bem como por ser a base de referência de preço internacional de petróleo definida nas portarias da ANP para o cálculo das participações governamentais no Brasil.

Gráfico 1 - Projeção do preço internacional do Brent (US\$ maio2007/bbl)



## 1.1. Perspectivas de Preços Internacionais de Petróleos

### 1.1.1. Metodologia

A lógica básica do sistema de projeção de preços internacionais de petróleo elaborado para o PDE 2008-2017, foi a de estabelecer as relações entre os preços dos petróleos Árabe Leve, Bonny Light, Marlim e Kissanje (de Angola – utilizado como uma *proxy* para o valor de mercado do petróleo do campo de Tupi)<sup>2</sup> e o preço do Brent, a partir de formulações econométricas.

As especificações dos modelos partiram do reconhecimento teórico de que o mercado de petróleo é integrado e que as motivações para diferenças de preços se justificam, sobretudo, por seus diferenciais de qualidade (em particular, grau API, teor de enxofre e TAN). Eventos regionais de mercado, que podem distorcer essa lógica geral (variações abruptas na disponibilidade de oferta de óleos leves e pesados e da capacidade operacional de conversão das refinarias, por exemplo), foram considerados transitórios. Isto porque, nesses casos, abrem-se oportunidades de negócios via arbitragens de preços, que funcionam como mecanismos de auto-ajustamento. No médio e no longo prazos, o modelo geral que explica os descontos/prêmios entre os petróleos acaba sendo, de fato, relacionado às diferenças de qualidade – vide, por exemplo, ESMAP (2005).

As principais bases de dados das cotações de preços internacionais desses petróleos foram a da Energy Information Administration – EIA (EIA, 2008), associada ao Departamento de Energia dos EUA, e a do PLATTS (PLATTS, 2008). As séries de preços, em moeda corrente, foram convertidas a dólar constante de maio de 2007, usando-se como deflator o PPI (Producer Price Index), que corresponde, nos EUA, ao nosso IPA (Índice de Preços no Atacado).

### 1.1.2. Projeções de Preços

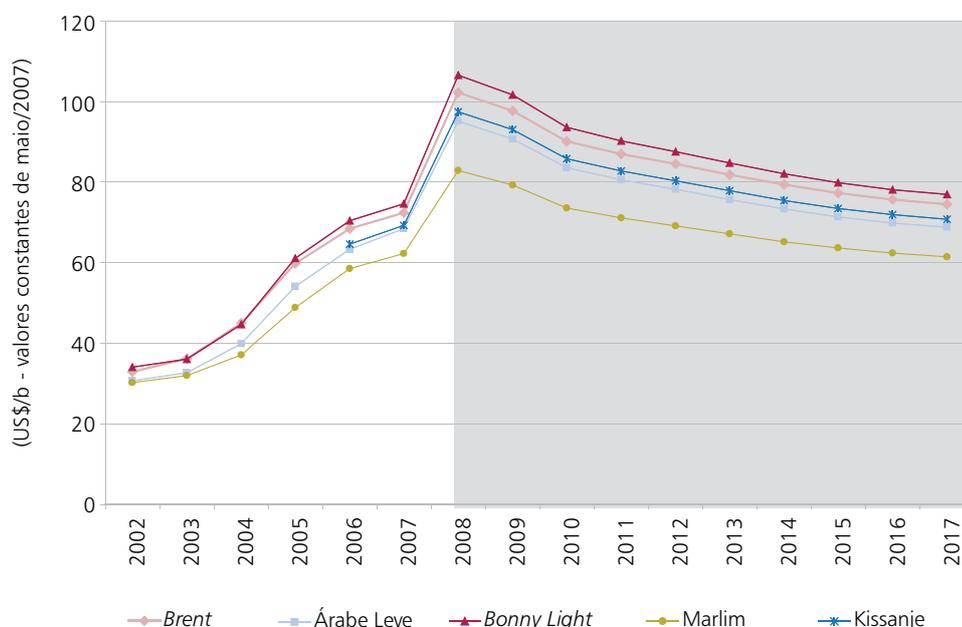
Na Tabela 1 e no Gráfico 2 a seguir, são consolidadas as projeções dos preços de petróleos para o período 2008-2017.

<sup>2</sup> De acordo com a Petrobras (2007a), após análise de testes de formação do segundo poço (1-RJS-646) no bloco BM-S-11, localizado na bacia de Santos, estima-se que o campo de Tupi, como tem sido denominado, tenha um volume recuperável de óleo leve de 28º API, em 5 a 8 bilhões de barris de petróleo e gás natural. Diante da magnitude desse volume, decidiu-se projetar também preços de um óleo com essas características. Após avaliação da base PLATTS e em função das informações disponíveis, assumiu-se o petróleo angolano Kissanje (28º API) como uma *proxy* para o petróleo Tupi.

Tabela 1 - Perspectivas dos preços internacionais de petróleo (US\$ maio2007/bbl)

	Brent	Árabe Leve	Bonny Light	Marlim	Kissanje
2007	72,51	68,45	74,71	62,38	69,38
2008	102,26	95,15	106,62	82,90	97,52
2009	97,70	90,79	101,70	79,40	93,12
2010	90,19	83,63	93,64	73,62	85,89
2011	87,05	80,63	90,27	71,19	82,85
2012	84,54	78,25	87,59	69,26	80,44
2013	81,90	75,73	84,77	67,21	77,89
2014	79,40	73,36	82,09	65,27	75,48
2015	77,37	71,43	79,93	63,69	73,53
2016	75,78	69,92	78,23	62,45	72,00
2017	74,61	68,82	76,99	61,55	70,87

Gráfico 2 - Perspectivas dos preços internacionais de petróleo (US\$ maio2007/bbl)



## 1.2. Perspectivas de Preços Internacionais de Derivados de Petróleo

### 1.2.1. Metodologia

A análise das perspectivas de preços abrangeu os seguintes derivados de petróleo: gasolina, óleo diesel, GLP (Gás liquefeito de petróleo), óleo combustível BTE (baixo teor de enxofre), QAV (Querosene de aviação) e nafta.

Para a determinação dos preços internacionais dos derivados, foram estabelecidas correlações entre os preços históricos do petróleo *Brent* e os preços de cada um dos derivados, através de regressão logarítmica. Para todos os derivados, à exceção da nafta e GLP, as séries históricas de preços foram extraídas do Departamento de Energia americano (EIA – U.S. Energy Information Administration). No caso da nafta e GLP, as séries históricas de preços foram obtidas no *Platts*<sup>3</sup>.

<sup>3</sup> Foram utilizadas as seguintes séries: *Conventional Gasoline* (gasolina); *Low-Sulfur No. 2 Diesel Fuel* (diesel); *Propane Mt Belv non-TET Cargo* (50%) e *Butane Mt Belv non-TET* (50%) (GLP); *Residual Fuel Oil* (óleo combustível) e *Kerosene Type Jet Fuel* (QAV), *Naphtha FOB Rotterdam Barges* (Nafta).

Os preços da gasolina, do óleo diesel, do óleo combustível e do QAV são do mercado *US Golf Coast* (Costa do Golfo americana), os do GLP, são do mercado *Mont Belvieu* (Texas, Estados Unidos), e os da nafta, do mercado ARA (Amsterdam-Rotterdam-Antwerp). A escolha de tais mercados justifica-se por se constituírem em rotas mais factíveis, como o caso do *US Golf Coast*, ou por serem preços de referência no mercado internacional.

As séries de preços, em moeda corrente, foram convertidas a dólar constante de maio de 2007, usando-se como deflator o PPI (*Producer Price Index*), que corresponde, nos EUA, ao nosso IPA (Índice de Preços no Atacado).

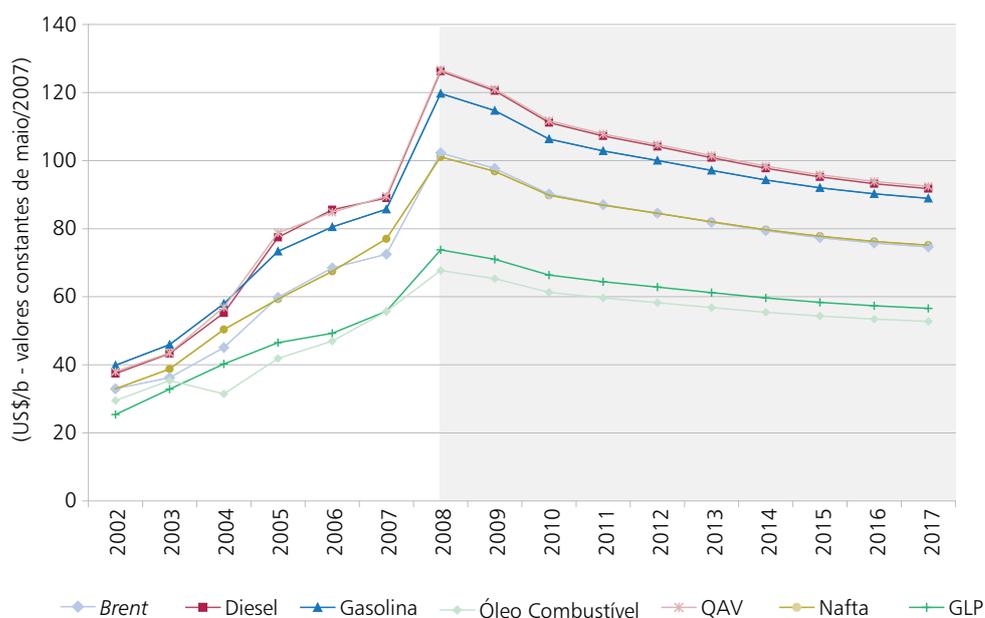
### 1.2.2. Projeções de Preços

Na Tabela 2 e no Gráfico 3 a seguir, são consolidadas as projeções dos preços internacionais dos derivados de petróleo para o período 2008-2017.

Tabela 2 - Preços internacionais dos derivados e do Brent (US\$maio2007/bbl)

	Brent	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível	QAV	Nafta	GLP
2007	72,51	88,99	85,69	55,66	89,54	77,00	55,73
2008	102,26	126,23	119,73	67,72	126,67	101,08	73,78
2009	97,70	120,53	114,68	65,32	121,02	96,83	71,00
2010	90,19	111,17	106,35	61,32	111,72	89,83	66,38
2011	87,05	107,25	102,84	59,62	107,83	86,88	64,42
2012	84,54	104,13	100,05	58,26	104,73	84,53	62,86
2013	81,90	100,84	97,10	56,82	101,46	82,05	61,20
2014	79,40	97,72	94,30	55,44	98,36	79,69	59,63
2015	77,37	95,20	92,02	54,32	95,85	77,78	58,34
2016	75,78	93,22	90,24	53,44	93,88	76,28	57,33
2017	74,61	91,77	88,93	52,78	92,44	75,17	56,59

Gráfico 3 - Preços internacionais dos derivados e do Brent (US\$ maio2007/bbl)



### 1.3. Perspectivas de Preços Nacionais de Derivados de Petróleo

#### 1.3.1. Metodologia

As projeções dos preços nacionais dos derivados resultaram de três abordagens distintas, sendo uma para a gasolina, o diesel e a nafta, outra para o QAV e o óleo combustível e uma terceira para o GLP. Vale ressaltar que as projeções apresentadas correspondem aos preços de realização ou ex-refinaria dos derivados, que se referem aos preços praticados pelas refinarias, sem a inclusão dos tributos<sup>4</sup>.

No caso da projeção de preços da gasolina e do diesel, foram estimadas, respectivamente, as paridades de exportação e importação, com base em informações de custo de frete para claros, na rota US Gulf - Rio de Janeiro, para o ano de 2005. Neste ano, o custo do transporte de derivados claros foi, em média, de US\$ 4,48/bbl, correspondendo a 6,8% do preço internacional da gasolina e a 6,4% do preço internacional do diesel. Para o cálculo dos preços ex-refinaria, este custo foi abatido dos preços internacionais da gasolina e acrescido nos preços internacionais de diesel.

Para a projeção de preço da nafta, estimou-se sua paridade de importação com base no custo de frete para claros, na rota Rotterdam – Rio de Janeiro. O custo médio de transporte de claros verificado no ano de 2005 foi de US\$ 6,87/bbl, correspondendo a 8,2% de seu preço internacional. Este custo foi acrescido às projeções dos preços internacionais da nafta para obtenção de seus preços ex-refinaria no mercado nacional.

Para a projeção de preço 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 da projeção do preço nacional do GLP, na medida em que o preço deste produto, de grande impacto social, vem sendo mantido desatrelado dos preços internacionais desde meados de 2002, foi adotado o método de cenarização, de forma a consistir com o balanço de oferta e demanda de GLP e com as projeções macroeconômicas definidas pela EPE.

Considerando-se o crescimento econômico projetado de 4,8% a.a., torna-se viável aumentar gradualmente o preço interno do GLP, reduzindo-se, ao longo do tempo, a diferença entre estes preços e a paridade de exportação do GLP, já que, conforme mostrado adiante, o Brasil deverá passar a exportador do produto. Desta forma, considera-se que, a partir de 2011, o preço passa a seguir o critério da paridade de exportação. Considerando que o custo de transporte de GLP na rota US Gulf – Rio de Janeiro no ano de 2006 foi de cerca de US\$ 60/ton ou US\$ 5,25/bbl (Brazilship, 2006), correspondendo a 10,9% de seu preço internacional, assume-se que, a partir de 2011, o custo de frete será integralmente descontado do preço internacional.

A Tabela 3 a seguir consolida os métodos de projeção para os preços nacionais de derivados de petróleo.

**Tabela 3 - Método de projeção dos preços nacionais de derivados de petróleo**

Derivados	Método
Gasolina	Paridade de exportação
Diesel	Paridade de importação
Nafta	Paridade de importação
QAV	Econométrico
Óleo combustível	Econométrico
GLP	Cenário

<sup>4</sup> A ANP apresenta os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de gasolina A, óleo diesel, querosene de aviação (QAV) e gás liquefeito de petróleo (GLP), óleo combustível A1, óleo combustível A2 e óleo combustível B1. Nesses preços, estão incluídas as parcelas relativas à CIDE, PIS/PASEP e COFINS. O preço de realização é obtido pela fórmula:  $A = D - B - C$ , onde A é o preço de realização, D é o preço de faturamento, B é a CIDE e C são as contribuições sociais que, pela Lei 10.336, correspondem às parcelas devidas dos programas PIS/PASEP e de financiamento.

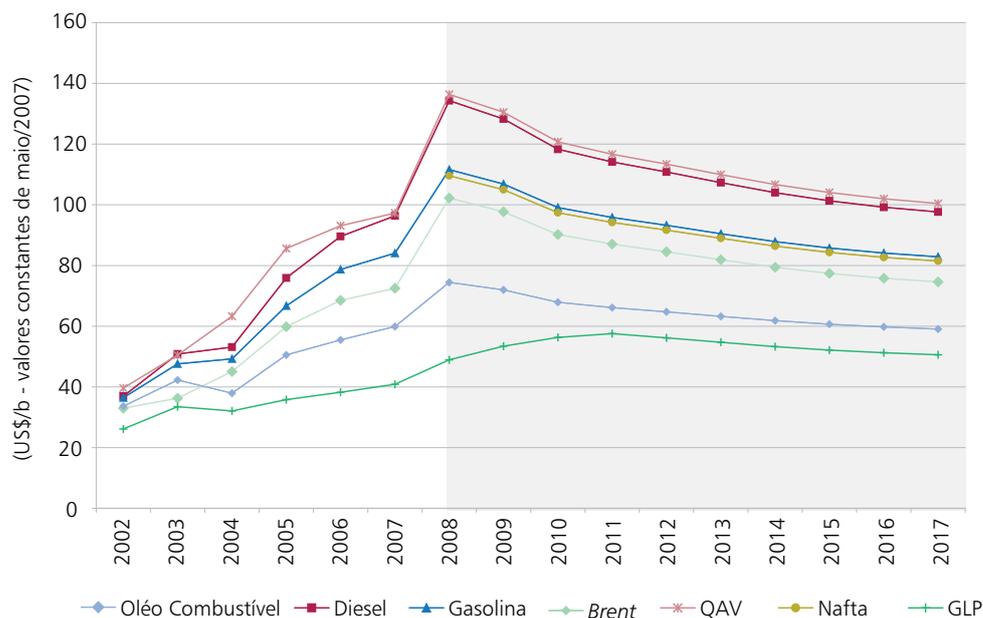
## 1.3.2. Projeções de Preços

Na Tabela 4 e no Gráfico 4 a seguir, são consolidadas as projeções dos preços nacionais dos derivados de petróleo para o período 2008-2017.

Tabela 4 - Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$ maio2007/bbl)

	Brent	Diesel	Gasolina	Óleo Combustível	QAV	Nafta	GLP
2007	72,51	96,34	84,06	59,89	97,29	-	40,84
2008	102,26	134,34	111,57	74,43	136,42	109,57	48,93
2009	97,70	128,28	106,86	71,98	130,50	104,97	53,44
2010	90,19	118,32	99,10	67,88	120,75	97,38	56,32
2011	87,05	114,14	95,84	66,14	116,66	94,18	57,57
2012	84,54	110,82	93,23	64,74	113,40	91,64	56,17
2013	81,90	107,32	90,48	63,25	109,96	88,94	54,69
2014	79,40	104,00	87,87	61,83	106,70	86,39	53,28
2015	77,37	101,31	85,75	60,67	104,05	84,31	52,13
2016	75,78	99,21	84,09	59,75	101,97	82,69	51,23
2017	74,61	97,67	82,87	59,07	100,45	81,49	50,57

Gráfico 4 - Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$ maio2007/bbl)



## 2. Expansão do Parque Nacional de Refino

Inicialmente, serão apresentadas as diretrizes para a atividade de refino brasileira. Posteriormente será exposta, de forma sucinta, a ferramenta computacional utilizada no presente estudo, seguindo-se uma descrição das principais premissas adotadas e, finalmente, uma análise sobre as necessidades de expansão do parque de refino.

É importante observar que os estudos e comentários apresentados a seguir foram feitos com base numa projeção de demanda de gasolina crescente, conforme mostrado no item 2.4 deste capítulo.

Ao final deste estudo, serão feitas algumas considerações sobre os novos desafios a serem enfrentados no refino brasileiro, caso se confirme a tendência da queda da demanda de gasolina apresentada no Capítulo II.

### 2.1. Diretrizes para o Refino

Dentro do horizonte coberto pelo Plano Decenal de Energia 2008-2017 (PDE 2008-2017), considerou-se que, pelo menos até 2014, a Petrobras e seus parceiros serão os principais investidores em novas unidades ou refinarias no País.

Tal hipótese foi mantida, não obstante serem conhecidas iniciativas de outros agentes junto à ANP para instalação de novas plantas de refino no País, caso da Refinaria Atlântico Sul, projeto de construção de refinaria grass root que se encontra na fase de planejamento, a ser instalada em Barra dos Coqueiros, no Estado de Sergipe (SE), não considerada neste estudo<sup>5</sup> (ANP, 2007a).

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.

Na linha de redução de resíduos e de aumento da produção de diesel, percebe-se que os investimentos, na grande maioria nas refinarias existentes, serão em unidades de coqueamento retardado<sup>6</sup>, em conjunto com hidrotreamento de correntes instáveis<sup>7</sup> visando aumentar a produção de óleo diesel e adequar sua qualidade aos parâmetros estabelecidos nas decisões do CONAMA (Conselho Nacional de Meio Ambiente)<sup>8</sup>. Esta solução é suplementada por unidades de hidrotreamento para a remoção de compostos sulfurados das correntes oriundas de destilação atmosférica.

Do mesmo modo, as gasolinas para exportação precisam atender à especificação de baixíssimo teor de enxofre, sem perda de octanagem. Surgem as unidades de hidrotreamento de nafta craqueada com pré-fractionamento, para hidrotreatar apenas sua fração mais pesada, cujos compostos de enxofre presentes só são removidos por condições mais severas, gerando parafinas, iso-parafinas e naftênicos.

Por outro lado, a demanda por petroquímicos vem se intensificando, o que tem justificado a busca de novos caminhos para a produção de petroquímicos básicos, tendo em vista a baixa disponibilidade de nafta no País. O desenvolvimento de tecnologias para a produção de propeno (FCC petroquímico<sup>9</sup>) viabilizou a implantação de uma refinaria petroquímica<sup>10</sup>, cujo esquema de produção minimizará a produção de combustíveis e gerará produtos petroquímicos básicos, a partir da conjugação não-convencional de diversos processos de refino com outros, petroquímicos.

<sup>5</sup> Vale ressaltar que a intenção dos investidores é que esta refinaria não consuma petróleos nacionais nem destine, mesmo que parcialmente, sua produção de derivados para atendimento à demanda nacional.

<sup>6</sup> Para informações suplementares sobre o impacto das unidades de coqueamento retardado no futuro esquema de refino da Petrobras ver Perisse e Oddone (2006).

<sup>7</sup> A razão da opção por hidrotreamento está na melhoria da qualidade (ZOTIN et al., 2006).

<sup>8</sup> A Resolução CONAMA nº 315/2002 estabelecia para janeiro de 2009, entre outros, a redução de emissões provocadas por veículos automotores pesados, seguindo a sexta etapa do Programa de Controle de Emissões Veiculares (PROCONVE P-6) (MMA, 2002). Contudo, a Petrobras, outras empresas e órgãos envolvidos não cumpriram a Resolução no prazo previsto, tendo assinado um Termo de Ajuste de Conduta (TAC) que prevê um novo cronograma para redução do teor de enxofre no combustível. Ademais, o referido TAC estabelece a antecipação da sétima fase do Programa (PROCONVE P-7), determinando, a partir de 1º de janeiro de 2012, novos limites máximos de emissão de poluentes para os motores do ciclo Diesel destinados a veículos automotores pesados (BRASIL, 2008). Ressalte-se que o TAC foi assinado após a elaboração do PDE 2008-2017, motivo pelo qual o novo cronograma não foi considerado no presente estudo.

<sup>9</sup> O FCC petroquímico permite a maximização da produção de olefinas, enquanto o FCC convencional tem por objetivo principal a produção de naftas.

<sup>10</sup> Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ). Ver item 2.6.1.

Estes investimentos e considerações foram utilizados para balizar as diretrizes para expansão do parque no curto e médio prazos, ajustando o perfil de produção com unidades de conversão e de tratamento de derivados.

Em resumo, os principais balizadores considerados para a expansão do refino até 2012 foram:

- prioridade para o processamento local do óleo pesado nacional;
- baixo preço de óleo combustível, indicando a necessidade de sua conversão em derivados de maior valor agregado;
- crescimento acentuado na demanda por coque de petróleo (5,8% a.a., em todo o decênio);
- aumento na demanda por derivados médios (diesel e QAV);
- melhoria na qualidade dos produtos (redução dos teores de enxofre, por razões ambientais, bem como outros itens inerentes ao desempenho dos combustíveis em motores de tecnologia mais moderna);
- instalação de uma refinaria no município de Suape, localizado no Estado de Pernambuco (PE), denominada Refinaria Abreu e Lima<sup>11</sup>, com forte contribuição para atendimento da demanda de óleo diesel.

No médio e longo prazos, a partir de 2013 e até o final do período de estudo, observam-se como tendências e diretrizes:

- expectativa de aumento substancial da produção nacional de petróleo, principalmente após a descoberta do campo de Tupi<sup>12</sup>;
- aumento da participação de petróleos médios, com a consequente redução da densidade média do mix de petróleo nacional;
- excedente cada vez maior de petróleo nacional em relação à capacidade de refino ora instalada;
- uso preferencial de petróleo nacional nas refinarias brasileiras;
- aumento do consumo nacional de derivados, com ênfase para óleo diesel;
- uso cada vez maior de biocombustíveis (biodiesel, diesel de processo H-Bio e etanol);
- esgotamento, com os projetos implantados até 2012, das possibilidades de aumento de capacidades das instalações existentes;
- crescimento da demanda de óleos combustíveis, em decorrência da implantação de novas centrais de geração elétrica, apesar da substituição do produto por gás natural em setores industriais e da implantação de projetos de conservação de energia;
- pequena contribuição à produção de derivados combustíveis pelo Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)<sup>13</sup>;
- potencial crescente de aquisição de capacidade cativa de refino no exterior, para o processamento de petróleos nacionais;
- construção de outras refinarias para processamento do excedente de petróleo nacional, visando o atendimento à demanda interna e à exportação de derivados.

Este último item conduz à percepção de que, para aumentar a exportação de derivados, haverá a necessidade de se construir e operar no País outras instalações de refino, que deverão contar com alta capacidade de conversão e processos mais sofisticados, focando a produção de derivados médios.

Em síntese, os estudos envolvendo a expansão do parque nacional de refino considerarão dois objetivos estratégicos para o País:

- atingir e manter a auto-suficiência no abastecimento nacional de derivados combustíveis nobres (leves e médios);

<sup>11</sup> Designada também por Refinaria do Nordeste (RNEST). Ver item 2.6.2.

<sup>12</sup> Este ano a Petrobras anunciou a comprovação da ocorrência de uma grande jazida de óleo nos reservatórios do pré-sal da Bacia de Santos, decorrente da exploração em águas ultraprofundas. Entretanto, o petróleo referente a esta área exploratória, cuja quantidade e qualidade ainda não foram precisamente mensuradas, não foi considerado no presente estudo.

<sup>13</sup> Refinaria com vocação petroquímica a ser instalada até 2012 em Itaboraí, no Estado do Rio de Janeiro. Ver item 2.6.1.

- substituir a exportação dos excedentes de petróleo pesado, de menor valor de mercado, pela de derivados ou de petróleos de melhor qualidade, correntes com maior valor agregado.

## 2.2. Modelo de Refino e Abastecimento

A EPE desenvolveu um modelo integrado de refino e logística, denominado Modelo de Planejamento do Abastecimento de Derivados de Petróleo (PLANDEPE), e utilizou esta ferramenta para a análise da evolução do sistema nacional de abastecimento de petróleo e derivados nos próximos dez anos.

O PLANDEPE é um modelo de programação mista, que permite realizar estudos sobre a evolução do parque de refino em diferentes contextos, sendo extremamente útil para auxiliar na tomada de decisões que impactam o sistema de abastecimento de derivados de petróleo do País, permitindo avaliar aumentos de capacidade, a inserção de novas refinarias e novas unidades de processo em refinarias existentes, bem como possíveis expansões do parque atual. Também permite representar os principais fluxos de petróleo e derivados entre os centros regionais de refino e os centros regionais de consumo de derivados do País.

## 2.3. Principais Características do Modelo de Refino

O PLANDEPE otimiza o sistema nacional de abastecimento, ao longo dos próximos dez anos, ano a ano, a partir das seguintes premissas e restrições:

- configuração atual do Parque Nacional de Refino, com detalhamento das refinarias existentes no Brasil e das principais ampliações em andamento, além das possíveis expansões em estudo;
- projeções do consumo nacional de derivados, desagregadas por produto e pelas principais bases de abastecimento;
- projeções da produção brasileira de petróleo e dos preços de petróleo e derivados no mercado externo;
- especificações de teor de enxofre para os combustíveis gasolina e diesel e de viscosidade para os óleos combustíveis;
- capacidade de escoamento dos principais dutos existentes e custos de transportes envolvidos na movimentação de petróleos e derivados.

Como resultado, o PLANDEPE estabelece a estimativa da evolução do perfil de produção do parque de refino do País, no horizonte de estudo 2008-2017, ano a ano, indicando:

- as ampliações de unidades existentes, a construção de novas unidades ou, ainda, de novas refinarias, que sejam técnica e economicamente viáveis;
- a evolução do mix de petróleos nacionais que deverá compor a carga processada de cada refinaria;
- a importação de petróleos, necessária à complementação da carga de petróleos nacionais; em particular, é mantida uma importação mínima de petróleo Árabe Leve até 2013, para a produção de lubrificantes na Refinaria Duque de Caxias (REDUC);
- a exportação de excedentes de petróleo e derivados, assim como a eventual importação de derivados;
- os fluxos entre refinarias, terminais e bases de abastecimento, para atendimento às demandas locais de derivados, assim como eventuais necessidades de ampliação da rede nacional de dutos.

### *Rendimentos das Unidades*

Os rendimentos das unidades de destilação atmosférica e a vácuo foram estimados a partir das especificações técnicas dos tipos de petróleo nacionais da Agência Nacional do Petróleo (ANP)<sup>14</sup>.

Para os petróleos importados, utilizaram-se as especificações disponíveis na literatura técnica. Foram utilizados cortes típicos na curva de destilação de cada tipo de petróleo<sup>15</sup>.

<sup>14</sup> Conforme Portaria ANP nº 206/2000 (ANP, 2000), atualizada pelo Despacho ANP nº 703/2006 (ANP, 2006).

<sup>15</sup> Cortes ou frações na curva de destilação representam os grupos de hidrocarbonetos cujo ponto de ebulição encontra-se dentro de determinada faixa de temperatura. Por exemplo, uma fração típica de nafta, contendo hidrocarbonetos com cadeias de C5 a C10, pode ser obtida numa faixa de temperatura entre 40 e 175°C.

Para as demais unidades, admitiu-se que as cargas processadas têm as mesmas características e rendimentos, independentemente dos petróleos de origem. Assim, os rendimentos são únicos e típicos, obtidos de literatura (CHILTON, GREEN, PERRY, 1997; LEPRINCE, 2001; MEYERS, 2004).

### *Especificações de produtos*

Segundo o Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores (PROCONVE), a gasolina e o óleo diesel passarão a ter especificações mais rígidas de teor de enxofre. No presente estudo considerou-se como premissa que o limite máximo do teor de enxofre da gasolina será reduzido de 1.000 ppm para 50 ppm a partir de 2010<sup>16</sup>. Por outro lado, o limite máximo do teor de enxofre no diesel metropolitano será reduzido de 500 ppm para 50 ppm e no diesel interior de 2.000 ppm para 50 ppm a partir de 2009<sup>17</sup>.

Além destas características, outras relacionadas a desempenho na aplicação também evoluem para melhor, como é o caso do número de cetano e de uma faixa de densidade mais estreita para o diesel, por exemplo. Nas restrições do PLANDEPE, todavia, apenas o teor de enxofre foi considerado como limitante à produção, por conta das unidades de hidrotreatamento necessárias ao atendimento das novas especificações.

### *Fator de Utilização*

Considera-se Fator de Utilização (FUT) como sendo a relação ao longo do tempo entre a capacidade efetivamente utilizada de uma planta e a sua capacidade nominal.

Como o PLANDEPE é um modelo de longo prazo, foi utilizado um valor médio de 95%, correspondente ao benchmarking de mercado.

### *Outros parâmetros*

O Modelo também considera custos operacionais, custos de investimentos, consumo próprio de combustíveis, consumo de nafta ou gás natural para geração de hidrogênio, produção de GLP das Unidades de Processamento de Gás Natural (UPGN), bem como toda a disponibilidade do processo H-Bio.

## 2.4. Projeção da Produção Nacional de Petróleo e da Demanda de Derivados

### *Oferta de Petróleo e Óleo Vegetal*

Toda produção estimada de petróleos nacionais é ofertada para o consumo das refinarias locais, podendo ser exportada, em parte, sempre que esta for a melhor solução para minimizar a função-objetivo do Modelo. Para tanto, a demanda existente no mercado externo é considerada capaz de absorver todos os excedentes de petróleo nacional.

Por simplificação considerou-se que o suprimento do Parque Nacional de Refino pode ser efetuado por quatorze grupos de petróleos nacionais e dois de petróleos importados, além de óleo vegetal destinado ao processo H-Bio<sup>18</sup>.

<sup>16</sup> Gasolina para fins de homologação e comercialização. Todavia, a ANP não estabeleceu as novas especificações da gasolina A e da gasolina C, definindo quais destes produtos deverão conter no máximo 50 ppm de teor de enxofre.

<sup>17</sup> Atualmente, o limite máximo do teor de enxofre no diesel é de 500 ppm nas regiões metropolitanas e de 2.000 ppm no interior. Para atendimento aos limites de emissões veiculares preconizados na Resolução CONAMA nº 315/2002, o óleo diesel a ser fornecido para os novos veículos pesados fabricados ou importados a partir de janeiro de 2009 deveria ter no máximo 50 ppm de teor de enxofre. A Petrobras e as montadoras alegaram a impossibilidade em atender à Resolução na data prevista. Sendo assim, em 29/10/08, as empresas assinaram um Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) com medidas de compensação pelo não-cumprimento da Resolução que prevê um cronograma de redução gradativa do teor de enxofre. De acordo com o documento, no segmento rodoviário, a Petrobras compromete-se a substituir o diesel com 500 ppm de teor de enxofre pelo diesel com 50 ppm nas cidades de São Paulo, Rio de Janeiro, Curitiba, Belém, Fortaleza e Recife, ainda em 2009; nas cidades de Porto Alegre, Belo Horizonte e Salvador e na região metropolitana de São Paulo, em 2010; nas regiões metropolitanas de Baixada Santista, São José dos Campos e Rio de Janeiro, em 2011. Além disso, em 2009, a empresa substituirá todo o diesel com 2.000 ppm pelo diesel com 1.800 ppm, e, em seguida, substituirá gradativamente este último pelo diesel com 500 ppm, iniciando com 11% de substituição em 2010, atingindo a 100% em 2014. No segmento Off Road (ferroviário, agropecuário, industrial e para geração de energia elétrica), a Petrobras fornecerá diesel com 1.800 ppm de enxofre. A partir de 1º de janeiro de 2013, a empresa fornecerá diesel com 10 ppm de teor de enxofre para os veículos produzidos a partir de 2012, seguindo o PROCONVE P-7. Ver texto do TAC na íntegra em Brasil (2008). Ressalte-se que o TAC foi assinado após a elaboração do PDE 2008-2017, motivo pelo qual o novo cronograma não foi considerado no presente estudo.

<sup>18</sup>Atualmente, as refinarias REGAP, REPAR, REFAP e REPLAN encontram-se adaptadas para processar óleo vegetal pelo processo H-Bio em decorrência dos investimentos realizados em 2007. Todavia, o processamento desta matéria-prima das condições de mercado, sendo necessário que o preço do óleo vegetal esteja igual ou inferior ao preço do óleo diesel.

Os grupos de petróleo nacionais foram formados por correntes (tipos de petróleo)<sup>19</sup>, agregadas em função de suas características (grau API e outras especificações) e de sua região de produção. Para esta distribuição, considerou-se a participação de cada corrente na produção nacional registrada pela ANP no ano de 2006<sup>20</sup>, conforme a Tabela 5. Por falta de informações mais detalhadas, os petróleos a serem produzidos nos campos de Tupi e Carioca, correspondentes aos recursos contingentes, foram classificados no grupo de petróleo denominado Roncador-Albacora.

Tabela 5 - Composição dos grupos de petróleos nacionais

Grupo	Corrente	Tipo de Petróleo	Bacia	Estado
Baiano	Baiano	Leve	Recôncavo	BA
	Fazenda Santo Estevão	Leve	Recôncavo	BA
Urucu	Urucu	Leve	Solimões	AM
Nordestino	Alagoano	Leve	Sergipe-Alagoas	AL
	Sergipano Mar	Leve	Sergipe-Alagoas	SE
	Pescada	Leve	Potiguar	RN
Condensados	Coral	Leve	Santos	PR
	Merluza	Leve	Santos	SP
Cabiúnas	Cabiúnas	Médio	Campos	RJ
	Marlim Sul	Médio	Campos	RJ
	Barracuda	Médio	Campos	RJ
	Caratinga	Médio	Campos	RJ
Roncador-Albacora	Roncador	Médio	Campos	RJ
	Albacora	Médio	Campos	RJ
	Tupi/Carioca	Médio	Santos	SP
RGN	RGN Mistura	Médio	Potiguar	RN
	Sergipano Terra	Médio	Sergipe-Alagoas	SE
Golfinho	Golfinho	Médio	Espírito Santo	ES
	Espírito Santo	Médio	Espírito Santo	ES
Bijupirá	Bijupirá	Médio	Campos	RJ
	Salema	Médio	Campos	RJ
Ceará Mar	Ceará Mar	Médio	Ceará	CE
Espadarte	Espadarte	Médio	Campos	RJ
Marlim	Marlim	Pesado	Campos	RJ
Albacora Leste	Albacora Leste	Pesado	Campos	RJ
	Jubarte	Pesado	Campos	RJ
Fazendas <sup>(1)</sup>	Fazenda Alegre	Pesado	Espírito Santo	ES
	Fazenda Belém	Pesado	Potiguar	CE

Nota: (1) Apesar dos campos de produção dos petróleos Fazenda Alegre e Fazenda Belém serem localizados em regiões afastadas, as correntes destes petróleos foram agrupadas, pois ambas são tipicamente processadas na refinaria LUBNOR para fins de produção de lubrificantes.  
Fonte: ANP (2000); ANP (2006), ANP (2007b).

A Tabela 6 apresenta a projeção da produção nacional de petróleo e a Tabela 7 mostra a evolução prevista para o seu perfil de qualidade em função do tipo leve, médio e pesado.

<sup>19</sup> Os tipos de petróleo nacionais estão relacionados no Anexo II da Portaria ANP nº 206/2000 (ANP, 2000), atualizado em 11/06/2006 pelo Despacho ANP nº 703/2006 (ANP, 2006).

<sup>20</sup> Produção por campo para a incidência dos Royalties (ANP, 2007b).

Tabela 6 - Produção nacional de petróleo (m³/dia) – 2008-2017

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
303.657	351.669	405.246	431.955	473.450	509.698	541.812	544.515	565.183	576.948

Tabela 7 - Evolução do perfil da produção nacional de petróleo (m³/dia) – 2008-2017

Tipo de Petróleo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Leve	7%	7%	6%	6%	6%	6%	7%	9%	10%	10%
Médio	54%	47%	42%	39%	42%	43%	47%	49%	53%	57%
Pesado	39%	46%	52%	55%	51%	51%	46%	42%	37%	33%

A oferta de petróleos internacionais é considerada irrestrita, permitindo-se a importação de óleo cru, sempre que esta for a melhor solução para minimizar a função-objetivo do Modelo. Os petróleos internacionais considerados foram de dois tipos: Árabe Leve (saudita) e *Bonny Light* (nigeriano).

O abastecimento do mercado considerou, também, a expectativa de evolução da produção nacional de GLP de UPGN (Tabela 8), levando em consideração os recursos descobertos e não-descobertos.

Tabela 8 - Produção de GLP pelas UPGN nacionais (m³/dia) – 2008-2017

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
12.970	14.234	15.520	15.367	15.595	15.457	14.603	13.939	13.167	12.458

### Demanda de Derivados

A Tabela 9 apresenta a projeção da demanda nacional de derivados considerada neste capítulo.

Tabela 9 - Demanda nacional de derivados (m³/dia) – 2008-2017

Produto	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	33.602	34.541	35.432	36.244	37.047	37.883	38.760	39.595	40.458	41.286
Nafta	38.691	38.691	39.732	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125
Gasolina(1)	50.526	55.543	58.204	64.262	66.765	69.780	72.779	75.458	77.829	80.441
QAV	13.522	14.243	14.999	15.791	16.622	17.492	18.404	19.357	20.361	21.411
Diesel	120.921	125.757	129.303	135.824	141.407	148.693	156.515	164.731	173.392	182.431
Óleo Combustível	24.960	26.140	27.216	28.580	28.014	29.899	31.640	32.988	34.693	34.995
Coque	14.757	16.148	17.453	18.451	19.407	20.435	21.547	22.597	23.704	24.682
<b>Total</b>	<b>296.979</b>	<b>311.064</b>	<b>322.340</b>	<b>339.277</b>	<b>349.388</b>	<b>364.308</b>	<b>379.770</b>	<b>394.851</b>	<b>410.562</b>	<b>425.372</b>

Nota: (1) Para o presente estudo, abateu-se cerca de 200 m³/dia da demanda de gasolina referente ao mercado da Refinaria de Manguinhos, tendo em vista que esta, cuja atividade de processamento de petróleo encontra-se parada desde agosto de 2005, faz aquisição de gasolina de outros agentes produtores em operação para posterior comercialização.

No quadro acima, não está contemplado o declínio da demanda de gasolina, conforme previsto no Capítulo II, pois este cenário implicaria em sinalizar ao planejamento do parque de refino nacional uma produção menor de gasolina, sendo que esta hipótese precisa ser melhor avaliada em relação aos seus desdobramentos estratégicos e comerciais. Por um lado, se reduzirmos acentuadamente a produção de gasolina, o abastecimento da frota de veículos "flex-fuel", prevista como preponderante nos próximos anos, estará vulnerável à ampliação e à dinâmica da oferta de etanol. Por outro lado, a colocação do excedente de gasolina no mercado internacional requer avaliação prospectiva mais apurada e certamente sofrerá dificuldades, face à qualidade atual do produto brasileiro.

## 2.5. Evolução do Parque de Refino Atual

Neste item, é apresentada a evolução do parque de refino atual, conforme planejam ou sugerem os agentes do setor. O Parque Nacional de Refino é formado atualmente por onze refinarias da Petrobras<sup>21</sup> e duas refinarias privadas<sup>22</sup> (Tabela 11).

A defasagem entre o preço do petróleo e derivados no mercado internacional e os praticados no mercado interno tem inviabilizado as operações da Refinaria de Manguinhos e da Refinaria Ipiranga. A primeira está com a atividade de refino suspensa desde agosto de 2005<sup>23</sup>, enquanto esta última não processou petróleo de setembro a novembro de 2005, além de parar por mais quatro meses consecutivos em 2006, porém, opera ininterruptamente desde outubro de 2006<sup>24</sup> (ANP, 2008b). No momento, não há previsão de investimento nestas refinarias.

Os dados referentes às expansões e implantações de capacidade de conversão e tratamento nas refinarias do sistema Petrobras até o ano de 2012 foram obtidos com a empresa<sup>25</sup>. Assim, eram conhecidas, para cada tipo de unidade de processo, as capacidades a instalar ou expandir e as refinarias onde estarão disponibilizadas as novas instalações. A construção do COMPERJ, da Refinaria Abreu e Lima, bem como a construção das duas refinarias Premium<sup>26</sup> não foram consideradas neste item.

Para efeito de modelagem, consideraram-se todas as unidades e projetos que impactam a produção de derivados, bem como as que apenas influenciam a qualidade dos produtos uma vez que as informações obtidas com a empresa incluíam também os projetos de adequação de gasolinas e diesel às novas especificações brasileiras. As principais unidades de processo consideradas neste relatório estão identificadas na Tabela 10.

Tabela 10 - Principais unidades de processo (existentes e novas)

Unidades de Processo
Destilação atmosférica (DA)
Destilação a vácuo (DV)
Desasfaltação a propano (DSF)
Craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC)
Craqueamento catalítico de resíduos em leito fluidizado (RFCC)
Coqueamento Retardado (UCR)
Hidrocraqueamento (HCC)
Reforma catalítica (RC)
Aquilação (ALQ)
Hidrotratamento (HDT) (1)
Produção de lubrificantes (LUB)

Nota: (1) O hidrotratamento pode ser de querosene (HDT Q), gasolina (HDT G), diesel (HDT D), correntes instáveis (HDT I) ou nafta de coque (HDT N).

O parque brasileiro de refino, em 2007, possuía capacidade nominal instalada de processamento de petróleo da ordem de dois milhões de barris por dia, em termos de capacidade de destilação atmosférica.

A capacidade de conversão está concentrada nas unidades de FCC, cuja capacidade instalada corresponde a cerca de 29,5% da capacidade de processamento de cru. Deste total, apenas 6,5% são referentes às UR FCC, que convertem também resíduos atmosféricos.

<sup>21</sup> A REFAP é uma empresa integrante do sistema Petrobras cuja composição acionária conta com a participação de 70% do capital da Petrobras e 30% da espanhola REPSOL YPF. Em 2010 será dada a partida da Refinaria Clara Camarão no Pólo Industrial de Guamaré (ver item Erro! Fonte de referência não encontrada.); com isso, o Parque Nacional de Refino passará a ser formado por doze refinarias da Petrobras, além das duas privadas.

<sup>22</sup> Refinaria Ipiranga e Refinaria de Manguinhos.

<sup>23</sup> Desde a suspensão da atividade de refino na Refinaria de Manguinhos, a empresa tem processado naftas importadas para produzir gasolina A, além de solventes para fins industriais.

<sup>24</sup> Em março de 2007, houve aquisição de participação societária pela Petrobras, sustentando a operação da Refinaria Ipiranga.

<sup>25</sup> Seguindo os investimentos previstos no Plano de Negócios 2008-2012, conforme Carteira de Investimentos do Abastecimento (PETROBRAS, 2007b).

<sup>26</sup> Projetos da Petrobras voltados para a exportação de derivados: Refinaria Premium I, no Estado do Maranhão, com capacidade para 600.000 bpd, e Refinaria Premium II, no Estado do Ceará, com capacidade para 300.000 bpd (BOSCO, 2008).

A conversão térmica está restrita às UCR, mesmo assim contando com 6,9% de capacidade em relação ao petróleo.

A partir deste parque, com relativa baixa complexidade no esquema de refino, é de se esperar grande produção de óleos combustíveis, mostrando necessidade de intervenção no hardware por meio da inserção de processos de fundo de barril<sup>27</sup> e unidades para o acerto de qualidade para as correntes de instáveis geradas a partir delas, em função da expectativa de qualidade do petróleo nacional.

Duas questões fundamentais se apresentam para serem solucionadas quando se trata da adequação do atual parque de refino ao seu mercado:

- atender a demanda por qualidade de diesel e gasolina;
- converter resíduos em produtos mais nobres.

Unidades de HDT de gasolina e diesel estão sendo planejadas, projetadas ou construídas no horizonte entre 2008 e 2012. Estas unidades permitem adequar a qualidade de correntes das refinarias, visando ao atendimento das novas especificações mais severas de teor de enxofre.

Para conversão de resíduos, estão sendo propostas UCR, seguidas de unidades de HDT, o que permite incorporar correntes obtidas por craqueamento térmico e catalítico ao pool de diesel.

A Tabela 11 mostra as unidades em operação no parque nacional de refino, ao início de 2008.

---

<sup>27</sup> Processo que converte resíduos (atmosférico ou de vácuo) em produtos de maior valor agregado.

Tabela 11 - Parque Nacional de Refino – Capacidades nominais máximas em 2008 (m³/dia)

Refinaria	DA	DV	DSF	FCC	RFCC	HCC	UCR	RC	ALQ	HDT Q	HDT G	HDT D	HDT I	HDT N	LUB
REPLAN	58.000	31.000	-	16.000	-	-	6.000	-	-	-	-	-	5.700	-	-
RLAM	44.000	20.042	-	5.000	10.000	-	-	-	-	-	-	-	-	-	830
REVAP	40.000	20.000	6.800	14.000	-	-	-	-	-	3.500	-	6.500	-	-	-
REDUC	38.000	13.200	-	7.500	-	-	5.000	1.800	-	4.000	-	5.500	4.000	2.000	5.590
REPAR	32.000	15.000	5.100	10.000	-	-	-	-	-	-	-	5.000	-	-	-
REFAP	30.000	6.000	-	3.100	7.000	-	2.000	-	-	-	-	-	4.000	-	-
RPBC	27.000	12.900	-	10.000	-	-	5.200	1.750	1.000	-	-	-	6.000	-	-
REGAP	24.000	14.000	-	6.800	-	-	3.800	-	-	1.500	-	3.500	3.500	1.800	-
RECAP	8.200	-	-	-	3.600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
REMAN	7.300	1.055	-	600	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Guamaré <sup>(1)</sup>	4.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ipiranga	2.700	795	-	540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manguinhos <sup>(2)</sup>	2.200	-	-	-	-	-	-	475	-	-	-	-	-	-	-
LUBNOR <sup>(3)</sup>	1.100	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170
<b>Total</b>	<b>318.700</b>	<b>133.992</b>	<b>11.900</b>	<b>73.540</b>	<b>20.600</b>	<b>-</b>	<b>22.000</b>	<b>4.025</b>	<b>1.000</b>	<b>9.000</b>	<b>-</b>	<b>20.500</b>	<b>23.200</b>	<b>3.800</b>	<b>6.590</b>

Notas:

(1) Em 2010 haverá a implantação de uma nova refinaria nas instalações do Pólo Industrial de Guamaré (Refinaria Clara Camarão), após ampliação e adequação do Complexo (ver item Erro! Fonte de referência não encontrada.). Contudo, não haverá adição de capacidade de destilação atmosférica.

(2) A Refinaria de Manguinhos encontra-se com as operações de processamento de petróleo paralisadas desde agosto de 2005.

(3) A LUBNOR possui uma unidade conjunta de DA e DV.

Fonte: Petrobras (2006c); Petrobras (2007b); Schaeffer, Szklo, Machado (2004).

A Tabela 12, mostra como ficará o parque atual de refino em 2012, após as ampliações e modificações previstas nas refinarias existentes.

Tabela 12 - Parque Nacional de Refino – Capacidades nominais máximas em 2012 (m³/dia)

Refinaria	DA	DV	DSF	FCC	RFCC	HCC	UCR	RC	ALQ	HDT Q	HDT G	HDT D	HDT I	HDT N	LUB
REPLAN	63.000	35.700	-	16.000	-	-	6.000	-	-	-	8.000	-	15.700	-	-
RLAM	44.000	20.042	-	5.000	10.000	-	-	-	-	-	8.000	-	8.500	-	830
REVAP	40.000	28.000	6.800	14.000	-	-	5.000	1.500	-	3.500	7.000	6.500	6.000	3.000	-
REDUC	38.000	13.200	-	9.000	-	-	5.000	1.800	-	4.000	5.000	5.500	8.000	2.000	5.590
REPAR	35.000	18.800	5.100	10.000	-	-	5.000	1.000	-	-	5.000	5.000	6.000	3.000	-
REFAP	30.000	6.000	-	3.100	7.000	-	2.000	-	-	-	5.000	-	10.000	-	-
RPBC	27.000	12.900	-	10.000	-	-	5.200	2.300	1.000	-	5.000	-	6.000	2.200	-
REGAP	24.000	14.000	-	6.800	-	-	3.800	-	-	1.500	4.000	3.500	4.500	4.800	-
RECAP	8.200	-	-	-	3.600	-	-	-	-	-	2.000	-	4.000	-	-
REMAN	7.300	1.055	-	600	-	-	-	-	-	-	-	2.500	-	-	-
Guamaré <sup>(1)</sup>	4.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ipiranga	2.700	795	-	540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manguinhos <sup>(2)</sup>	2.200	-	-	-	-	-	-	475	-	-	-	-	-	-	-
LUBNOR <sup>(3)</sup>	2.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170
<b>TOTAL</b>	<b>327.800</b>	<b>150.492</b>	<b>11.900</b>	<b>75.040</b>	<b>20.600</b>	<b>-</b>	<b>53.000</b>	<b>7.075</b>	<b>1.000</b>	<b>9.000</b>	<b>49.000</b>	<b>23.000</b>	<b>92.700</b>	<b>21.600</b>	<b>6.590</b>

Notas:

(1) Em 2010 haverá a implantação de uma nova refinaria nas instalações do Pólo Industrial de Guamaré (Refinaria Clara Camarão), após ampliação e adequação do Complexo (ver item 2.6.3). Contudo, não haverá adição de capacidade de destilação atmosférica.

(2) A Refinaria de Manguinhos encontra-se com as operações de processamento de petróleo paralisadas desde agosto de 2005.

(3) A LUBNOR possui uma unidade conjunta de DA e DV.

Fonte: Petrobras (2006c); Petrobras (2007b); Schaeffer, Szklo, Machado (2004).

Nota-se, na Tabela 13, os acréscimos de capacidade, com destaque para DA, UCR e HDT em geral.

Tabela 13 - Expansão de capacidade do parque conforme previsão dos refinadores até 2012			
Processo	Expansão do Parque de Refino (m <sup>3</sup> /dia)		
	Adição	2008	2012
Destilação atmosférica	9.100	318.700	327.800
Destilação a vácuo	16.500	133.992	150.492
Desasfaltação apPropano	0	11.900	11.900
FCC	1.500	73.540	75.040
RFCC	0	20.600	20.600
HCC	0	0	0
UCR	31.000	22.000	53.000
Reforma catalítica	3.050	4.025	7.075
Alquilação	0	1.000	1.000
HDT (Querosene)	0	9.000	9.000
HDT (Gasolina)	49.000	0	49.000
HDT (Diesel)	2.500	20.500	23.000
HDT (Correntes Instáveis)	69.500	23.200	92.700
HDT (Nafta de Coque)	17.800	3.800	21.600
Produção de lubrificantes	0	6.590	6.590

A área de Abastecimento da Petrobras prevê, entre os anos de 2012 e 2015, diversas ampliações e novas unidades de processo.

A Tabela 14 mostra como será, em 2017, o estágio final da evolução do parque atual de refino, em termos de capacidade total instalada por processo, em decorrência das expansões previstas pelos refinadores.

Tabela 14 - Parque Nacional de Refino – Capacidades nominais máximas em 2017 (m³/dia)

Refinaria	DA	DV	DSF	FCC	RFCC	HCC	UCR	RC	ALQ	HDT Q	HDT G	HDT D	HDT I	HDT N	LUB
REPLAN	63.000	35.700	-	16.000	-	-	12.000	2.620	-	-	8.000	-	15.700	6.000	-
RLAM	44.000	20.042	-	5.000	10.000	-	-	-	-	-	8.000	-	8.500	-	830
REVAP	40.000	28.000	6.800	14.000	-	-	5.000	1.500	-	3.500	7.000	6.500	6.000	3.000	-
REDUC	38.000	22.800	-	9.000	-	5.000	5.000	1.800	-	4.000	5.000	5.500	8.000	2.000	-
REPAR	35.000	18.800	5.100	10.000	-	-	5.000	1.000	-	-	5.000	5.000	6.000	3.000	-
REFAP	30.000	6.000	-	3.100	7.000	-	2.000	-	-	-	5.000	-	10.000	-	-
RPBC	27.000	12.900	-	10.000	-	-	5.200	2.300	1.000	-	5.000	-	16.000	2.200	-
REGAP	24.000	14.000	-	6.800	-	-	3.800	-	-	1.500	4.000	3.500	4.500	4.800	-
RECAP	8.500	-	-	-	3.600	-	-	-	-	-	2.000	-	4.000	-	-
REMAN	7.300	1.055	-	600	-	-	-	-	-	-	-	2.500	-	-	-
GUAMARÉ <sup>(1)</sup>	4.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Ipiranga	2.700	795	-	540	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Manguinhos <sup>(2)</sup>	2.200	-	-	-	-	-	-	475	-	-	-	-	-	-	-
LUBNOR <sup>(3)</sup>	2.200	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	170
<b>TOTAL</b>	<b>328.100</b>	<b>160.092</b>	<b>11.900</b>	<b>75.040</b>	<b>20.600</b>	<b>5.000</b>	<b>59.000</b>	<b>9.695</b>	<b>1.000</b>	<b>9.000</b>	<b>49.000</b>	<b>23.000</b>	<b>102.700</b>	<b>27.600</b>	<b>1.000</b>

Notas:

(1) Em 2010 haverá a implantação de uma nova refinaria nas instalações do Pólo Industrial de Guamaré (Refinaria Clara Camarão), após ampliação e adequação do Complexo (ver item 2.6.3). Contudo, não haverá adição de capacidade de destilação atmosférica.

(2) A Refinaria de Manguinhos encontra-se com as operações de processamento de petróleo paralisadas desde agosto de 2005.

(3) A LUBNOR possui uma unidade conjunta de DA e DV.

Fonte: Petrobras (2006c); Petrobras (2007b); Schaeffer, Szklo, Machado (2004).

Nota-se novamente, na Tabela 15, que os acréscimos de capacidade são predominantemente em DA, UCR e HDT em geral.

Em adição, tem-se um HCC de lubrificantes na REDUC, que desobrigará a refinaria do processamento do petróleo Árabe Leve, importado.

Tabela 15 - Expansão de capacidade do parque conforme previsão dos refinadores até 2017

	Expansão do Parque de Refino (m <sup>3</sup> /dia)		
	Adição	2008	2017
Destilação atmosférica	9.400	318.600	328.000
Destilação a vácuo	26.100	133.992	160.092
Desasfaltação a propano	0	11.900	11.900
FCC	1.500	73.540	75.040
RFCC	0	20.600	20.600
HCC	5.000	0	5.000
UCR	37.000	22.000	59.000
Reforma catalítica	5.670	4.025	9.695
Alquilação	0	1.000	1.000
HDT (Querosene)	0	9.000	9.000
HDT (Gasolina)	49.000	0	49.000
HDT (Diesel)	2.500	20.500	23.000
HDT (Correntes Instáveis)	79.500	23.200	102.700
HDT (Nafta de Coque)	23.800	3.800	27.600
Produção de lubrificantes	0	6.590	6.590

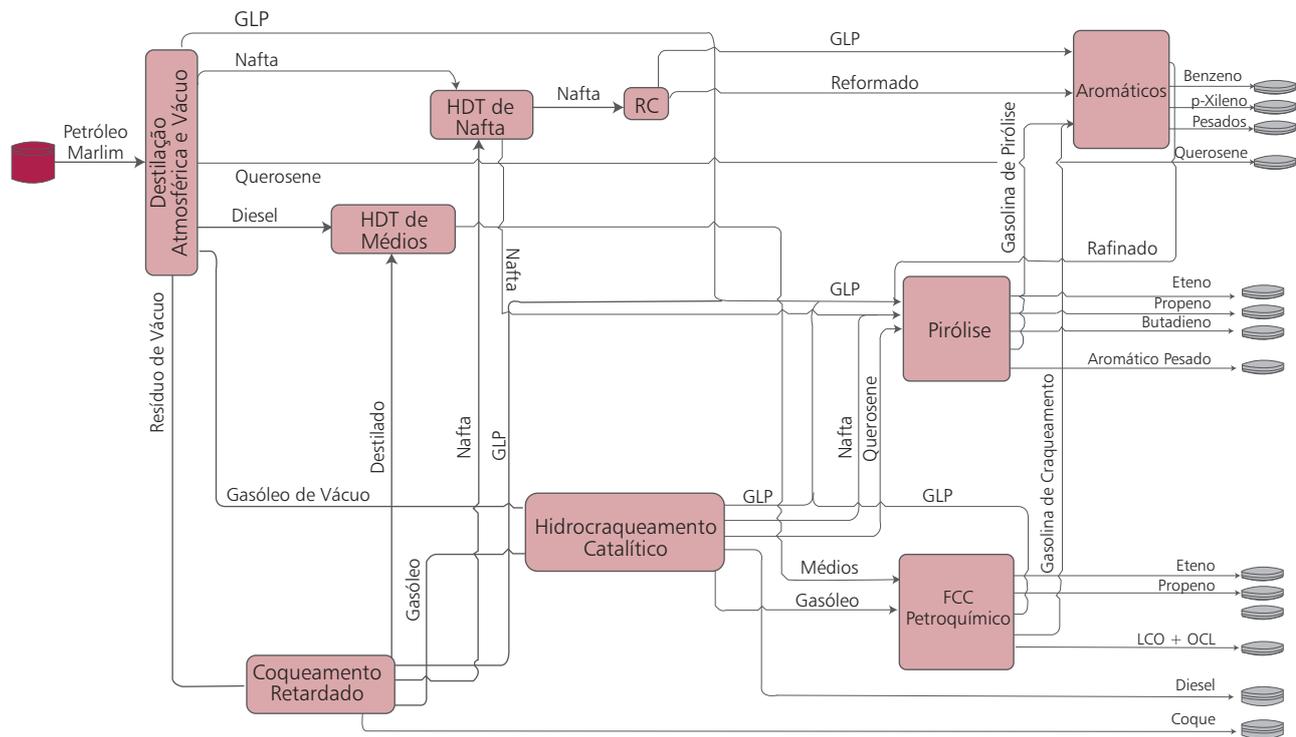
## 2.6. Novas Refinarias

As novas refinarias para produção de derivados no país foram consideradas no PLANDEPE, de acordo com as informações obtidas até o momento da Petrobras e seus parceiros, conforme detalhado a seguir.

### 2.6.1. Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro – COMPERJ

O COMPERJ é uma refinaria de petróleo com viés petroquímico, cujo esquema está representado na Figura 2 (SANTOS; SEIDL; BORSCHIVER, 2006; PETROBRAS, 2007c).

Figura 2 - Diagrama Esquemático do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)



O início da produção desta planta industrial está previsto para 2013. A Unidade de Petroquímicos Básicos (UPB), integrante do Complexo, será a base para a criação de um parque industrial com central de utilidades e empresas de fabricação de produtos de segunda e terceira gerações tais como polietilenos, polipropileno, estireno e etileno-glicol. Os investimentos nesta etapa atingem US\$ 8,4 bilhões (PETROBRAS, 2007c).

É esperado que a operação do COMPERJ proporcione as seguintes vantagens à indústria brasileira:

- produção em larga escala de matérias-primas petroquímicas (produção estimada em 1.300.000 t/a de eteno, 900.000 t/a de propeno, 360.000 t/a de benzeno e 700.000 t/a de xileno);
- maior processamento de petróleo nacional;
- economia de divisas estimada em US\$2 bilhões por ano.

Este ganho em divisas será obtido pela substituição da exportação de petróleo pesado, de menor valor no mercado, pela exportação de petroquímicos, de maior valor agregado, a serem produzidos no Complexo.

Desta forma, os produtos petroquímicos básicos serão gerados diretamente em instalações de refino, como alternativa à sua produção a partir de nafta, a qual ainda é parcialmente importada.

Atualmente, a nafta, o etano de gás natural e os gases residuais de refinarias são as principais matérias-primas do setor, sendo que a nafta é a de maior destaque. Em torno de 30% da nafta consumida pelos três pólos petroquímicos nacionais é importada, fato preocupante para a economia brasileira, pois o cenário mundial prevê dificuldades no fornecimento do produto, devido tanto à deterioração da qualidade dos petróleos processados quanto ao crescimento da demanda por petroquímicos básicos. Adicionalmente, alguns estudos indicam que a projeção da demanda pelas principais resinas termoplásticas superará a capacidade atual de produção atual em 2013. Algumas resinas, todavia, apresentarão déficit antes mesmo desta data, sinalizando que apenas o aumento da utilização da capacidade instalada não será suficiente para suprir o mercado interno. Dentro deste contexto, a implantação de uma refinaria petroquímica apresenta-se como uma nova alternativa de abastecimento, pois reduz a importação de matéria-prima petroquímica e permite um melhor aproveitamento do óleo nacional (SANTOS; SEIDL; BORSCHIVER, 2006).

Projetada para consumir 150.000 bpd de petróleo Marlim, a UPB ofertará, além dos produtos petroquímicos, os derivados indicados na Tabela 16.



### 2.6.3. Refinaria Clara Camarão – Guamaré (RN)

Em 2010 será implantada uma nova refinaria nas instalações do Pólo Industrial de Guamaré, a ser designada Refinaria Clara Camarão. O projeto inclui a construção de uma planta para produção de gasolina e melhoria da qualidade dos derivados já produzidos (QAV e diesel)<sup>29</sup>, ampliando a capacidade de escoar e comercializar a nafta que hoje é devolvida à corrente de petróleo, bem como de formular e/ou disponibilizar gasolina, QAV e diesel. Com isso, embora a capacidade de processamento de petróleo permaneça em 26.400 bpd, o potencial de produção destes derivados passará dos atuais 9.500 bpd<sup>30</sup> para 17.000 bpd<sup>31</sup>.

### 2.6.4. Refinarias Premium

A Petrobras prevê a construção de duas outras refinarias, totalizando de 900.000 bpd, com esquema de refino voltado para produção de diesel e sem unidades produtoras de gasolina, tendo em vista ter sido descartada a hipótese de produção desse derivado. Por visarem à produção de derivados de alta qualidade, que atendam aos padrões exigidos pelos países desenvolvidos, foram denominadas Refinarias Premium, ambas devendo processar um mix de petróleos pesados da Bacia de Campos e petróleos mais leves do pré-sal<sup>32</sup>. De acordo com a empresa, essas novas refinarias serão construídas em módulos, assim divididos:

#### *Refinaria Premium I*

A ser localizada no Estado do Maranhão (MA), com capacidade para processar 600.000 bpd de petróleo, podendo processar 300.000 bpd no final de 2013, ficando o segundo módulo de 300.000 bpd pronto em 2015.

#### *Refinaria Premium II*

A ser localizado no Estado do Ceará (CE), com capacidade para processar 300.000 bpd de petróleo, podendo processar 150.000 bpd no final de 2014, ficando o segundo módulo pronto em 2016.

Conforme divulgado pela empresa, o investimento previsto para o módulo de 300 mil bpd é estimado em cerca de US\$ 11 bilhões (BOSCO, 2008). Tomando-se esse valor como base e admitindo-se que os módulos são similares, o empreendimento para adicionar de 900 mil bpd de refino nas duas refinarias representaria um investimento total de aproximadamente US\$ 33 bilhões.

Embora a empresa informe que o destino dos produtos é o mercado externo, como o Brasil atualmente ainda é importador de GLP, nafta e QAV, só haverá, obviamente, exportação de tais produtos, se deles houver excedentes no futuro.

Dessa forma, um esquema de refino que maximize diesel e QAV e que não produza gasolina, passa obrigatoriamente pela rota de hidrocrackeamento catalítico de gasóleo de vácuo, associado a unidades de coque, para transformar resíduo de vácuo em óleo diesel. Para complementar, unidades de hidrotreatamento serão necessárias para adequar a qualidade dos derivados instáveis, como o gasóleo leve de coque e a nafta de coque.

A Figura 4 mostra o provável esquema de refino para cada módulo das refinarias Premium.

<sup>29</sup> O GLP atualmente produzido no Pólo Industrial de Guamaré é oriundo das UPGN existentes no Complexo.

<sup>30</sup> Equivalentes a 1.270 m<sup>3</sup>/dia de diesel e 240 m<sup>3</sup>/dia de QAV.

<sup>31</sup> Equivalentes a 900 m<sup>3</sup>/dia de gasolina, 400 m<sup>3</sup>/dia de QAV e 1.400 m<sup>3</sup>/dia de diesel, dos quais 1.100 m<sup>3</sup>/dia correspondem a diesel com teor de enxofre de 50 ppm e 300 m<sup>3</sup>/dia, de 500 ppm.

<sup>32</sup> A produção de óleo do pré-sal não foi considerada no presente estudo.



### 2.7.2.1. Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)

Segundo a Petrobras (2007c), serão investidos na Unidade de Produção de Petroquímicos Básicos e nas demais instalações (para produção de petroquímicos de segunda geração), o total de US\$ 8,4 bilhões.

### 2.7.2.2. Refinaria Abreu e Lima – Suape (PE)

O projeto da Petrobras, com participação de 40% da estatal venezuelana PDVSA, com capacidade para processar 200 mil bpd de petróleo e maximização na produção de diesel para atender ao mercado local, prevê investimento de US\$ 4,1 bilhões (PETROBRAS, 2007b).

### 2.7.2.3. Refinaria Clara Camarão – Guamaré (RN)

Serão investidos US\$ 190 milhões no Pólo Industrial de Guamaré, visando à construção de uma nova planta para a produção de gasolina e melhoria da qualidade dos demais derivados produzidos atualmente (QAV e diesel), com início das operações em 2010 (BOSCO, 2008). Com isso, será implantada uma nova refinaria no Complexo, a ser designada Refinaria Clara Camarão.

### 2.7.2.4. Refinaria Premium I e Refinaria Premium II

A Petrobras concebeu mais dois projetos de novas refinarias, com foco para exportação: a Refinaria Premium I, localizada no Estado do Maranhão, e a Refinaria Premium II, no Estado do Ceará, com capacidade de 600 mil bpd e 300 mil bpd, respectivamente. O valor do investimento para a Refinaria Premium II foi estimado em US\$ 11 bilhões (BOSCO, 2008), o que, por extrapolação, leva a um valor de US\$ 33 bilhões para o total do empreendimento.

## 2.8. Hipóteses de Evolução do Parque Nacional de Refino

Na análise da expansão do parque de refino, buscou-se encontrar configurações que melhor atendessem às necessidades de abastecimento do País, tendo como objetivo principal equilibrar o balanço entre produção e demanda no mercado interno, mas também, como objetivo adicional, exportar derivados, caso resulte em agregar valor a uma parcela do excedente de petróleo nacional.

As ampliações das refinarias existentes, propostas pela Petrobras, foram consideradas como projetos na fase de conclusão, incluindo a Refinaria Clara Camarão no Pólo Industrial de Guamaré em 2010. A Refinaria Abreu e Lima e o COMPERJ foram incluídos a partir de 2011 e 2013, respectivamente, datas consideradas como as mais prováveis, de acordo com as informações mais recentes da Petrobras (PETROBRAS, 2007b). Considerou-se, ainda, a possibilidade da construção de mais duas refinarias: Refinaria Premium I e Refinaria Premium II, totalizando 900.000 bpd.

Apresentam-se, a seguir, os resultados das três configurações de refino analisadas neste estudo, a saber:

- Trajetória I: permanência do parque atual, acrescido das ampliações e novas plantas já definidas pela Petrobras e seus parceiros, sem as duas refinarias Premium.
- Trajetória II: permanência do parque atual, acrescido das ampliações e novas plantas já definidas pela Petrobras e seus parceiros e das duas refinarias Premium. Esta configuração visa não apenas à auto-suficiência, mas também à transformação de parte do excedente de petróleo em derivados para exportação.
- Trajetória III: permanência do parque atual, acrescido das ampliações e novas plantas já definidas pela Petrobras e seus parceiros e apenas a Refinaria Premium I, implantada no horizonte de estudo e, mesmo assim, com a primeira fase postergada para 2014 e a segunda para 2016. Esta trajetória tem como motivação a conjuntura nacional e internacional de escassez de recursos. Além disso, conforme descrito na Trajetória II, 900.000 bpd é uma grande adição de capacidade e, sem dúvida, demandará recursos financeiros expressivos, bem como grandes esforços de engenharia, construção, montagem e comissionamento, tarefas para as quais a necessidade de mão-de-obra especializada poderá vir a ser um grande gargalo. Desta forma, considera-se, nesta trajetória, que a Refinaria Premium II, programada pela Petrobras, terá sua implantação postergada para depois de 2017, fora, portanto, do horizonte deste estudo.

### 2.8.1. Trajetória I – Parque de Refino Atual (com evolução já programada)

A Trajetória I apresenta a seguinte configuração:

*Parque de Refino Atualizado (ampliações da Petrobras) + Refinaria Clara Camarão + Refinaria Abreu e Lima + COMPERJ*

Nesta trajetória, as atualizações do parque atual de refino são realizadas de acordo com os investimentos já programados da Petrobras e seus parceiros<sup>35</sup>. A Refinaria Abreu e Lima inicia produção em 2011 e o COMPERJ em 2013. Nenhum outro tipo de investimento em refino é considerado até 2017.

As tabelas a seguir mostram as produções, as demandas e o balanço final entre oferta e demanda de derivados para a Trajetória I.

**Tabela 18 - Produção Nacional de Derivados (m<sup>3</sup>/dia) – Trajetória I**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	37.907	37.118	35.944	34.746	33.980
Nafta	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	24.843	20.458	18.100	17.087	16.411
Gasolina	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.022	76.892
QAV	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	15.043	15.934	16.145	16.449	15.958
Diesel	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	140.979	143.548	144.168	143.961	144.889
OC	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	30.502	28.834	27.611	26.246	26.228
Coque	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	17.220	18.869	18.869	18.598	18.586
<b>Total</b>	<b>296.201</b>	<b>301.279</b>	<b>304.154</b>	<b>331.857</b>	<b>331.275</b>	<b>336.076</b>	<b>337.341</b>	<b>336.095</b>	<b>334.110</b>	<b>332.944</b>

**Tabela 19 - Produção Nacional de Derivados (%) – Trajetória I**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	11,8%	11,8%	12,0%	11,3%	11,5%	11,3%	11,0%	10,7%	10,4%	10,2%
Nafta	7,6%	7,7%	8,0%	7,0%	7,6%	7,4%	6,1%	5,4%	5,1%	4,9%
Gasolina	19,4%	19,0%	19,4%	19,3%	20,1%	20,7%	21,5%	22,4%	23,1%	23,1%
QAV	3,2%	3,2%	3,3%	3,3%	4,1%	4,5%	4,7%	4,8%	4,9%	4,8%
Diesel	37,5%	38,7%	39,5%	42,2%	42,0%	41,9%	42,6%	42,9%	43,1%	43,5%
OC	18,4%	17,2%	14,9%	12,4%	10,3%	9,1%	8,5%	8,2%	7,9%	7,9%
Coque	2,0%	2,5%	2,9%	4,5%	4,5%	5,1%	5,6%	5,6%	5,6%	5,6%

<sup>35</sup> Incluindo a implantação da Refinaria Clara e Camarão no Pólo Industrial de Guamaré em 2010.

Tabela 20 - Balanço Produção X Demanda dos Principais Derivados (m<sup>3</sup>/dia) – Trajetória I

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	Produção	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	37.907	37.118	35.944	34.746	33.980
	Demanda	33.602	34.541	35.432	36.244	37.047	37.883	38.760	39.595	40.458	41.286
	<b>Saldo</b>	<b>1.344</b>	<b>926</b>	<b>975</b>	<b>1.326</b>	<b>1.047</b>	<b>24</b>	<b>83</b>	<b>-1.668</b>	<b>-1.800</b>	<b>-3.459</b>
Nafta	Produção	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	24.843	20.458	18.100	17.087	16.411
	Demanda	38.691	38.691	39.732	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125
	<b>Saldo</b>	<b>-16.234</b>	<b>-15.537</b>	<b>-15.285</b>	<b>-16.917</b>	<b>-15.060</b>	<b>-15.282</b>	<b>-19.667</b>	<b>-22.025</b>	<b>-23.038</b>	<b>-23.714</b>
Gasolina	Produção	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.022	76.892
	Demanda	50.326	55.345	58.006	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	80.239
	<b>Saldo</b>	<b>7.096</b>	<b>1.904</b>	<b>1.061</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-608</b>	<b>-3.347</b>
QAV	Produção	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	15.043	15.934	16.145	16.449	15.958
	Demanda	13.522	14.243	14.999	15.791	16.622	17.492	18.404	19.357	20.361	21.411
	<b>Saldo</b>	<b>-3.905</b>	<b>-4.635</b>	<b>-4.972</b>	<b>-4.850</b>	<b>-2.963</b>	<b>-2.449</b>	<b>-2.470</b>	<b>-3.212</b>	<b>-3.912</b>	<b>-5.453</b>
Diesel	Produção	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	140.979	143.548	144.168	143.961	144.889
	Demanda	120.920	125.756	129.301	135.823	141.408	148.691	156.512	164.732	173.394	182.432
	<b>Saldo</b>	<b>-9.697</b>	<b>-9.151</b>	<b>-9.196</b>	<b>4.157</b>	<b>-2.331</b>	<b>-7.712</b>	<b>-12.964</b>	<b>-20.564</b>	<b>-29.433</b>	<b>-37.543</b>
Óleo Combustível	Produção	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	30.502	28.834	27.611	26.246	26.228
	Demanda	24.960	26.140	27.216	28.580	28.014	29.899	31.640	32.988	34.693	34.995
	<b>Saldo</b>	<b>29.675</b>	<b>25.559</b>	<b>17.981</b>	<b>12.539</b>	<b>6.010</b>	<b>602</b>	<b>-2.805</b>	<b>-5.377</b>	<b>-8.446</b>	<b>-8.767</b>
Coque	Produção	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	17.220	18.869	18.869	18.598	18.586
	Demanda	14.757	16.148	17.453	18.451	19.407	20.435	21.547	22.597	23.704	24.682
	<b>Saldo</b>	<b>-8.856</b>	<b>-8.650</b>	<b>-8.550</b>	<b>-3.474</b>	<b>-4.615</b>	<b>-3.215</b>	<b>-2.678</b>	<b>-3.728</b>	<b>-5.107</b>	<b>-6.096</b>
Total	Produção	296.201	301.279	304.154	331.857	331.275	336.076	337.341	336.095	334.110	332.944
	Demanda	296.778	310.863	322.134	339.074	349.192	364.105	379.565	394.652	410.362	425.171
	<b>Saldo</b>	<b>-576</b>	<b>-9.584</b>	<b>-17.980</b>	<b>-7.217</b>	<b>-17.918</b>	<b>-28.029</b>	<b>-42.224</b>	<b>-58.557</b>	<b>-76.252</b>	<b>-92.227</b>

### 2.8.1.1. Balanço Nacional de Derivados – Trajetória I

Analisando o balanço entre a oferta e a demanda de derivados, verifica-se que o País é importador em todo o período. O comportamento dos diversos derivados é mostrado a seguir.

#### GLP

Apresenta uma produção levemente crescente até 2012, passando a cair a partir de 2013, em consequência da tendência de decréscimo da produção de GLP a partir do gás natural. A oferta nas refinarias cresce em decorrência das unidades de conversão, porém de forma discreta, dado que não são mais construídas unidades de FCC. A participação do GLP na produção total de derivados é quase constante, tendo, como máximo, 12,0% em 2010 e, como mínimo, 10,2% no final do período. Com isso, tem-se saldo positivo até 2014, e déficits a partir de 2015. Observa-se, também, uma crescente demanda de propeno para a petroquímica, o que reduz a disponibilidade de GLP.

#### Nafta

A nafta petroquímica apresenta aumentos de produção até 2010. Apesar da entrada de Refinaria Abreu e Lima e de uma ampliação na REPAR, a produção em 2011 cai em virtude da queda do percentual de álcool na gasolina C em 5% e da conseqüente necessidade da nafta para compor o pool de gasolina. A partir de 2013 a produção cai sensivelmente, de 7,6% no início do período para 4,9% no final do período. Dessa forma o déficit é permanente, chegando a 23.714 m<sup>3</sup>/d (149.161 bpd) no final do período, o que abre espaço para refino adicional, pois a nafta é, basicamente, obtida por destilação direta.

### Gasolina

A produção de gasolina aumenta ao longo do período, tendo em 2011 um pico, como consequência da redução de 5% de álcool anidro na gasolina C. A participação cresce de 19,4% no início do período para 23,1% no fim do período, gerando excedentes até 2010, quando atinge um equilíbrio que é mantido entre 2011 e 2015, havendo déficit do produto após este ano. O aumento significativo da demanda interna de gasolina e a tendência dos preços internacionais dos derivados médios permanecerem acima dos da gasolina, favorecendo a produção dos primeiros, são as principais razões para este comportamento.

### QAV

A produção de QAV cresce continuamente até 2016, com percentuais variando entre 3,2% e 4,9%, com o desenvolvimento do programa de construção de unidades de HDT para tratamento de diesel, mas o mercado é deficitário em todo o período, chegando a valores da ordem de 5.400 m<sup>3</sup>/d (34.000 bpd) em 2017.

### Diesel

A produção aumenta continuamente, tendo um pico em 2011 de cerca de 140.000 m<sup>3</sup>/d (880.600 bpd), pela entrada da Refinaria Abreu e Lima. Em termos percentuais, passa de 37,5% em 2008 para 43,5% em 2017, mas o mercado é deficitário em todo o período, chegando a volumes da ordem de 37.500 m<sup>3</sup>/d (236.000 bpd) em 2017, indicando haver espaço para um aumento da capacidade de refino.

### Óleo combustível

A produção de óleo combustível é sempre decrescente ao longo do decênio, com sua participação na produção total caindo de 18,4% em 2008 para 7,9% em 2017. As ampliações e adições de capacidade de conversão consideradas no estudo vão reduzindo, ano a ano, o excedente do produto, que chega a ser importado a partir de 2014. Parte desta importação poderá ser realizada por empresas privadas, para atendimento a usinas termelétricas.

### Coque

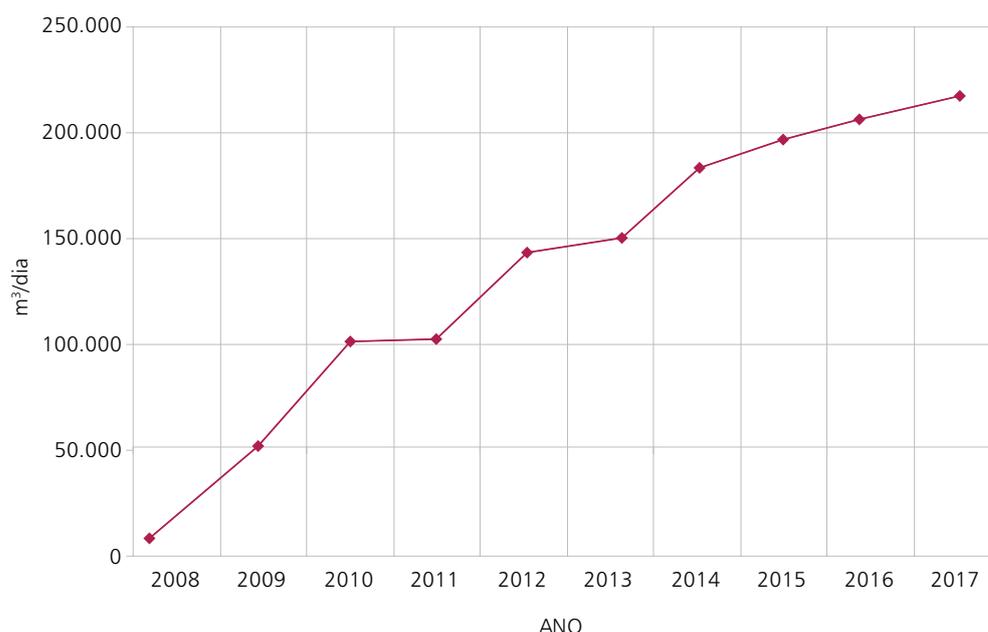
A produção de coque passa de cerca de 5.900 m<sup>3</sup>/d (37.100 bpd) em 2008 para 18.600 m<sup>3</sup>/d (117.000 bpd) em 2017, em função da entrada em operação de várias unidades de coqueamento retardado. Em relação à produção total, passa de 2,0% para 5,6%, respectivamente, mas o grande crescimento previsto para a demanda nacional de coque faz com que haja déficit deste produto em todo o período, apesar das novas unidades.

#### 2.8.1.2. Balanço Nacional de Petróleo – Trajetória I

Dados a demanda de derivados e o elenco de petróleos nacionais e estrangeiros oferecido à configuração disponível do parque de refino, o Modelo busca a melhor combinação de petróleos a ser processada ao longo do período. Os resultados do balanço nacional de petróleo da Trajetória I são apresentados na tabela e no gráfico a seguir.

Tabela 21 - Balanço Nacional de Petróleo (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória I										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produção	303.657	351.669	405.246	431.955	473.450	509.698	541.812	544.515	565.183	576.948
Processamento	295.990	301.166	305.377	334.633	334.633	358.771	358.771	358.771	358.295	358.295
Importação	16.716	16.974	14.711	14.711	14.711	14.711	-	-	-	-
Exportação	24.382	67.476	114.579	112.032	153.527	165.638	183.040	185.745	206.886	218.653
Exportação Líquida	7.666	50.502	99.868	97.321	138.816	150.927	183.040	185.745	206.886	218.653
Importação/Carga Processada	5,65%	5,64%	4,82%	4,40%	4,40%	4,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%

Gráfico 5 - Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória I



Como mostra a Tabela 21, o país é exportador líquido de petróleo durante todo o período, atingindo o máximo de aproximadamente 207.000 m³/dia (1.302.000 bpd) em 2016, com excedentes são crescentes em todo o período. Cabe lembrar que, neste cenário, não se adiciona nenhuma capacidade de refino, além da Refinaria Abreu e Lima, COMPERJ e pequenas ampliações.

Ocorrem importações de petróleo entre 2008 e 2013, que cessam em 2014. Até 2013, há uma importação compulsória de 14.711 m³/d (92.532 bpd) de petróleo Árabe Leve, para atendimento da produção de lubrificantes na REDUC.

As importações de petróleo do tipo leve, essencialmente para suplementação e ajuste de elenco de petróleo, ocorrem apenas nos dois primeiros períodos, quais sejam: 2008 e 2009.

Deve-se ressaltar que, nas simulações, considerou-se a Refinaria Abreu e Lima com processamento de 100% de petróleo nacional. Isto significa que poderá haver acréscimo de 100.000 bpd no excedente de crus brasileiros, caso esta refinaria opere com carga de 50% de petróleo importado, conforme aventado pela refinadora; desta forma, a quantidade de petróleo nacional a ser colocada efetivamente no mercado internacional será maior do que a que está apontada na Tabela 20.

Nesta primeira trajetória analisada, torna-se evidente que, em termos volumétricos, há espaço para nova(s) refinaria(s) no País, pois o atendimento da demanda é completado por importação de derivados, enquanto o País exporta petróleo.

### 2.8.1.3. Investimentos Necessários – Trajetória I

Considerando-se o esquema de expansão proposto para esta trajetória, ter-se-á o seguinte conjunto de investimentos a realizar (PETROBRAS, 2007b):

Projeto	Investimento (Bilhões US\$)
Atualização do Parque de Refino	21,2
Refinaria Clara Camarão	0,2
Refinaria Abreu e Lima	4,1
COMPERJ	8,4
TOTAL	33,9
<b>Total</b>	<b>33,9</b>

## 2.8.2. Trajetória II – Parque de Refino Atual (com evolução já programada) + Refino Adicional

A Trajetória II apresenta a seguinte configuração:

*Parque de Refino Atualizado (ampliações da Petrobras) + Refinaria Clara Camarão + Refinaria Abreu e Lima + COMPERJ + Refinarias Premium I e Premium II*

Nesta trajetória, as atualizações do parque atual de refino são realizadas de acordo com os investimentos já programados da Petrobras e seus parceiros<sup>36</sup>. A Refinaria Abreu e Lima inicia produção em 2011 e o COMPERJ em 2013, como na Trajetória I e, além disto, serão consideradas as construções das refinarias Premium I e Premium II, planejadas pela Petrobras, sendo a Premium I dividida em módulos de 300.000 bpd, em 2013 e 2015, e a Premium II dividida em módulos de 150.000 bpd, em 2014 e 2016.

Desta forma, nesta trajetória, a capacidade nominal de refino em território nacional praticamente atinge a marca de cerca de 3.313.100 bpd<sup>37</sup>, assim constituída:

- Parque de Refino Atual: 2.004.000 bpd
- Ampliações no Parque de Refino: 59.100 bpd
- Refinaria Abreu e Lima: 200.000 bpd
- COMPERJ: 150.000 bpd
- Refinarias Premium I e II: 900.000 bpd

Para esta configuração, as tabelas a seguir mostram as produções, as demandas e o balanço final entre oferta e demanda de derivados.

**Tabela 22 - Produção Nacional de Derivados (m<sup>3</sup>/dia) – Trajetória II**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	40.177	39.785	40.479	39.675	38.374
Nafta	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	33.375	33.136	40.125	43.830	40.125
Gasolina	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	77.660	77.630	77.854
QAV	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	20.820	23.814	30.803	34.308	31.551
Diesel	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	164.919	182.329	206.333	211.423	204.418
OC	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	31.137	28.766	23.605	23.426	23.226
Coque	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	21.574	24.839	26.878	26.557	25.256
<b>Total</b>	<b>296.201</b>	<b>301.279</b>	<b>304.154</b>	<b>331.857</b>	<b>331.275</b>	<b>381.584</b>	<b>405.248</b>	<b>445.882</b>	<b>456.849</b>	<b>440.804</b>

**Tabela 23 - Produção Nacional de Derivados (%) – Trajetória II**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	11,8%	11,8%	12,0%	11,3%	11,5%	10,5%	9,8%	9,1%	8,7%	8,7%
Nafta	7,6%	7,7%	8,0%	7,0%	7,6%	8,7%	8,2%	9,0%	9,6%	9,1%
Gasolina	19,4%	19,0%	19,4%	19,3%	20,1%	18,2%	17,9%	17,4%	17,0%	17,7%
QAV	3,2%	3,2%	3,3%	3,3%	4,1%	5,5%	5,9%	6,9%	7,5%	7,2%
Diesel	37,5%	38,7%	39,5%	42,2%	42,0%	43,2%	45,0%	46,3%	46,3%	46,4%
OC	18,4%	17,2%	14,9%	12,4%	10,3%	8,2%	7,1%	5,3%	5,1%	5,3%
Coque	2,0%	2,5%	2,9%	4,5%	4,5%	5,7%	6,1%	6,0%	5,8%	5,7%

<sup>36</sup> Incluindo a implantação da Refinaria Clara Camarão no Pólo Industrial de Guamaré em 2010.

<sup>37</sup> Vale ressaltar que nesta avaliação não foi considerada a Refinaria Atlântico Sul, no Estado de Sergipe, com capacidade de 200.000 bpd, ainda em planejamento.

Tabela 24 - Balanço Produção X Demanda dos Principais Derivados (m³/dia) – Trajetória II

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	Produção	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	40.177	39.785	40.479	39.675	38.374
	Demanda	33.602	34.541	35.432	36.244	37.047	37.883	38.760	39.595	40.458	41.286
	<b>Saldo</b>	<b>1.344</b>	<b>926</b>	<b>975</b>	<b>1.326</b>	<b>1.047</b>	<b>2.293</b>	<b>1.024</b>	<b>884</b>	<b>-782</b>	<b>-2.912</b>
Nafta	Produção	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	33.375	33.136	40.125	43.830	40.125
	Demanda	38.691	38.691	39.732	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125
	<b>Saldo</b>	<b>-16.234</b>	<b>-15.537</b>	<b>-15.285</b>	<b>-16.917</b>	<b>-15.060</b>	<b>-6.750</b>	<b>-6.989</b>	<b>0</b>	<b>3.705</b>	<b>0</b>
Gasolina	Produção	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	77.660	77.630	77.854
	Demanda	50.326	55.345	58.006	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	80.239
	<b>Saldo</b>	<b>7.096</b>	<b>1.904</b>	<b>1.061</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.401</b>	<b>0</b>	<b>-2.385</b>
QAV	Produção	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	20.820	23.814	30.803	34.308	31.551
	Demanda	13.522	14.243	14.999	15.791	16.622	17.492	18.404	19.357	20.361	21.411
	<b>Saldo</b>	<b>-3.905</b>	<b>-4.635</b>	<b>-4.972</b>	<b>-4.850</b>	<b>-2.963</b>	<b>3.328</b>	<b>5.410</b>	<b>11.446</b>	<b>13.947</b>	<b>10.140</b>
Diesel	Produção	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	164.919	182.329	206.333	211.423	204.418
	Demanda	120.920	125.756	129.301	135.823	141.408	148.691	156.512	164.732	173.394	182.432
	<b>Saldo</b>	<b>-9.697</b>	<b>-9.151</b>	<b>-9.196</b>	<b>4.157</b>	<b>-2.331</b>	<b>16.228</b>	<b>25.817</b>	<b>41.601</b>	<b>38.029</b>	<b>21.986</b>
Óleo Combustível	Produção	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	31.137	28.766	23.605	23.426	23.226
	Demanda	24.960	26.140	27.216	28.580	28.014	29.899	31.640	32.988	34.693	34.995
	<b>Saldo</b>	<b>29.675</b>	<b>25.559</b>	<b>17.981</b>	<b>12.539</b>	<b>6.010</b>	<b>1.238</b>	<b>-2.874</b>	<b>-9.383</b>	<b>-11.267</b>	<b>-11.769</b>
Coque	Produção	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	21.574	24.839	26.878	26.557	25.256
	Demanda	14.757	16.148	17.453	18.451	19.407	20.435	21.547	22.597	23.704	24.682
	<b>Saldo</b>	<b>-8.856</b>	<b>-8.650</b>	<b>-8.550</b>	<b>-3.474</b>	<b>-4.615</b>	<b>1.139</b>	<b>3.291</b>	<b>4.281</b>	<b>2.852</b>	<b>574</b>
Total	Produção	296.201	301.279	304.154	331.857	331.275	381.584	405.248	445.882	456.849	440.804
	Demanda	296.778	310.863	322.134	339.074	349.192	364.105	379.565	394.652	410.362	425.171
	<b>Saldo</b>	<b>-576</b>	<b>-9.584</b>	<b>-17.980</b>	<b>-7.217</b>	<b>-17.918</b>	<b>17.479</b>	<b>25.683</b>	<b>51.230</b>	<b>46.487</b>	<b>15.634</b>

### 2.8.2.1. Balanço Nacional de Derivados – Trajetória II

O País passa a ser exportador líquido de derivados a partir de 2013, quando entra em operação o primeiro módulo da Refinaria Premium I, em quantidades que aumentam progressivamente com a entrada dos demais módulos, chegando a exportar cerca de 52.300 m³/dia (329.000 bpd) em 2015. A análise do comportamento de cada derivado é detalhada a seguir.

#### GLP

Há um aumento da produção de GLP do início ao final do período, especialmente em função da entrada dos módulos das duas refinarias Premium, a partir de 2013. Apesar do aumento absoluto, sua participação na produção total de derivados cai de 11,8% em 2008 para 8,7% em 2017, havendo pequenos excedentes até 2015 e déficits a partir de 2016.

#### Nafta

Apresenta aumentos de produção em patamares, à medida que há refino adicional. Assim, por exemplo, há um acréscimo de 8.310 m³/d (52.270 bpd) de nafta com a entrada do primeiro módulo da Refinaria Premium I em 2013, seguido de mais 6.700 m³/dia (43.960 bpd), com a entrada do segundo módulo em 2015. Em relação à produção total, varia de 7,6% a 9,1%, sendo o mercado deficitário até 2014, quando é obtido o equilíbrio entre oferta e demanda, ocorrendo até um excedente de 3.705 m³/dia (23.300 bpd) em 2016.

#### Gasolina

A produção aumenta ano a ano, embora sua participação decresça de 19,4%, no início do período, para 17,7%, no final do mesmo. Há excedentes de gasolina até 2010, atingindo-se o equilíbrio a partir de então, com

exceção de 2015, quando há novamente um excedente de 2.401 m<sup>3</sup>/dia (15.102 bpd). Em 2017, o País passa a importar 2.385 m<sup>3</sup>/dia (15.002 bpd).

#### QAV

A partir de 2013 a produção sobe substancialmente, em virtude da entrada dos módulos das refinarias Premium. Em 2013, há um acréscimo de cerca de 7.160 m<sup>3</sup>/dia (45.036 bpd) na produção de QAV; em 2014, mais 3.000 m<sup>3</sup>/dia (18.870 bpd) 19 mil bpd; em 2015, mais 7.000 m<sup>3</sup>/d (44.030 bpd) e, finalmente, em 2016, há um último acréscimo de 3.500 m<sup>3</sup>/d (22.000 bpd). Com isso, a produção passa de cerca de 3,2% em 2008, para 7,2% em 2017, havendo, a partir de 2013, exportações de QAV que atingem um máximo de 13.947 m<sup>3</sup>/d (87.727 bpd) em 2016.

#### Diesel

A produção de diesel sofre um acréscimo de 25.842 m<sup>3</sup>/d (162.546 bpd) em 2013, com a entrada do primeiro módulo da Refinaria Premium I, e um novo aumento de 24.004 m<sup>3</sup>/d (150.985 bpd) em 2015, com a entrada do segundo módulo. Em termos percentuais da produção total, passa de 37,5% em 2008 para 46,4% em 2017. A partir de 2013, o diesel passa a ser exportado, até atingir um máximo de 41.601 m<sup>3</sup>/dia (261.670 bpd) em 2015.

Pode-se constatar, portanto, que a construção das novas refinarias Premium traz, de fato, um aumento expressivo na produção de derivados médios no País.

#### Óleo combustível

A produção é decrescente em todo o período, com uma redução total de 31.409 m<sup>3</sup>/d (197.563 bpd) de 2008 a 2017, passando de 18,4% em 2008 para 5,3% em 2017. Com perfil exportador até 2013, o balanço de óleo combustível passa a apresentar déficits a partir de 2014, chegando o País a importar 11.769 m<sup>3</sup>/d (74.027 bpd) em 2017. Parte desta importação poderá ser realizada por empresas privadas, para atender à demanda de usinas termelétricas.

#### Coque

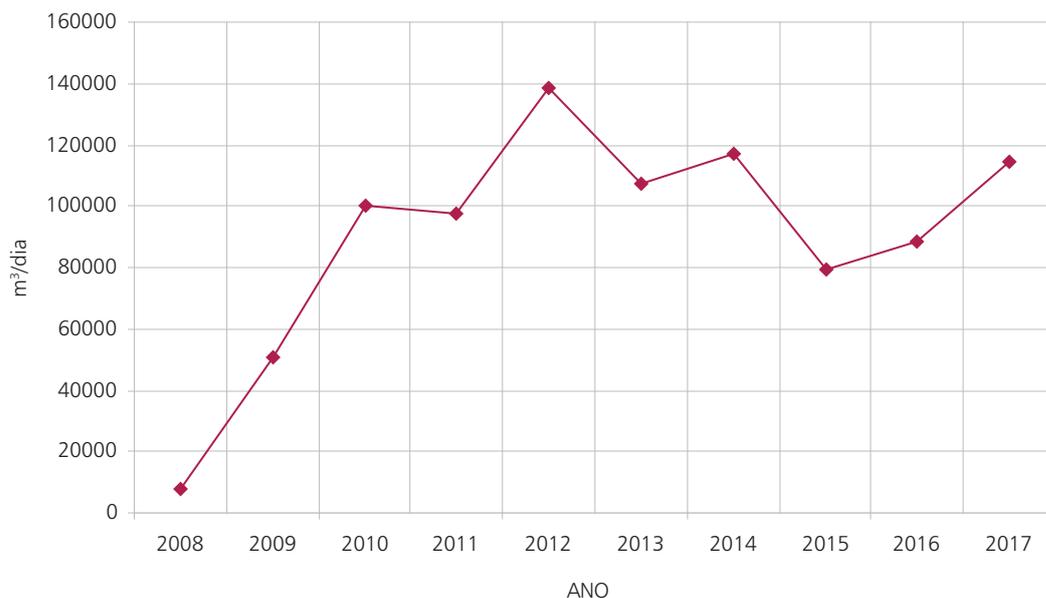
A produção de coque, crescente até 2015, sofre um aumento de cerca de 19.400 m<sup>3</sup>/d (122.026 bpd) entre 2008 e 2017. Em relação à produção total, passa de 2% para 5,7% ao longo do período, atingindo um máximo de 6,1% em 2014. Importador de coque até 2012, o País passa a exportador, de 2013 até o final do período.

### 2.8.2.2. Balanço Nacional de Petróleo – Trajetória II

Os resultados do balanço de petróleo nacional da Trajetória II são apresentados na tabela e no gráfico a seguir.

Tabela 25 - Balanço Nacional de Petróleo (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória II										
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produção	303.657	351.669	405.246	431.955	473.450	509.698	541.812	544.515	565.183	576.948
Processamento	295.990	301.166	305.377	334.633	334.633	402.649	424.589	465.264	476.799	462.643
Importação	16.716	16.974	14.711	14.711	14.711	14.711	-	7.425	3.559	3.738
Exportação	24.382	67.476	114.579	112.032	153.527	121.760	117.223	86.677	91.942	118.043
Exportação Líquida	7.666	50.502	99.868	97.321	138.816	107.049	117.223	79.252	88.383	114.305
Importação/ Carga Processada	5,65%	5,64%	4,82%	4,40%	4,40%	3,65%	0,00%	1,60%	0,75%	0,81%

Gráfico 6 - Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória II



Conforme mostra a Tabela 25, até 2012 os excedentes de petróleo são iguais aos da trajetória anterior, visto que a capacidade instalada é a mesma, assim como a demanda de derivados e a produção de petróleo. A partir da entrada das refinarias Premium, as exportações passam a cair, de 2013 a 2105, voltando a subir em 2016. Em 2013, o nível de exportação líquida é de 107.000 m³/dia (673.000 bpd) e, em 2017, cerca de 114.300 m³/dia (719.000 bpd).

Até 2013, as importações limitam-se praticamente à compra compulsória de petróleo Árabe Leve para atendimento da produção de lubrificantes na REDUC. Volta-se a importar este mesmo tipo de óleo a partir de 2015, para acerto de elenco em algumas refinarias, uma vez que, por projeto, as novas refinarias Premium só deverão processar petróleos dos grupos Marlim e Albacora Leste, enquanto que o elenco exportado pertence ao grupo Roncador-Albacora (que inclui os petróleos de Tupi e Carioca).

As exportações de petróleo do grupo Marlim declinam ao longo do tempo, mas, por outro lado, o volume exportado de petróleo do tipo médio (Roncador-Albacora) é praticamente crescente. Tal fato se deve à adequação do parque refinador ao petróleo mais pesado, de menor valor de exportação. Ao mesmo tempo, o equipamento instalado privilegia a exportação de médios, indicando ser mais vantajoso processar o petróleo pesado. Desta forma, é possível otimizar o fluxo monetário com a exportação de crus de maior valor.

Nesta trajetória, portanto, o elenco nacional de petróleo se adapta bem ao parque de refino proposto, para atendimento à demanda projetada de derivados.

Neste quadro francamente exportador, será sempre interessante estudar a possibilidade de se adequar refinarias no exterior para o processamento de petróleo brasileiro, seja por meio de aquisição de instalações por produtores nacionais, seja por meio de parcerias e contratos de longo prazo, estratégia esta que deverá ser compatibilizada com a de implantação de outras refinarias no Brasil.

### 2.8.2.3. Investimentos Necessários – Trajetória II

Considerando-se o esquema de expansão proposto para esta trajetória, ter-se-á o seguinte conjunto de investimentos a realizar:

Projeto	Investimento (Bilhões de US\$)
Atualização do Parque de Refino	21,2
Refinaria Clara Camarão	0,2
Refinaria Abreu e Lima	4,1
COMPERJ	8,4
Refinaria Premium I	22,0
Refinaria Premium II	11,0
TOTAL	66,9
<b>Total</b>	<b>66,9</b>

### 2.8.3. Trajetória III – Parque de Refino Atual (com evolução já programada) + Refinaria Premium I (com módulos postergados para 2014 e 2016)

A Trajetória III apresenta a seguinte configuração:

*Parque de Refino Atualizado (ampliações da Petrobras) + Refinaria Clara Camarão + Refinaria Abreu e Lima + COMPERJ + Refinarias Premium I (300.000 bpd em 2014 + 300.000 em 2016)*

Como já exposto, esta trajetória tem como motivação uma conjuntura nacional e internacional de escassez de recursos, o que não só dificulta o financiamento de grandes investimentos, como reduz o mercado potencial para nossas exportações. Assim sendo, testou-se a conveniência da postergação por um ano da Refinaria Premium I (com o primeiro módulo entrando em 2014 e o segundo em 2016), enquanto a implantação da Refinaria Premium II seria deslocada para um período posterior a 2017, fora, portanto, do horizonte do estudo.

Nesta trajetória, a capacidade nominal de refino em território nacional praticamente atinge, em 2017, a marca de 3.013.100 bpd<sup>38</sup>, assim constituída:

- Parque de Refino Atual: 2.004.000 bpd
- Ampliações no Parque de Refino: 59.100 bpd
- Refinaria Abreu e Lima: 200.000 bpd
- COMPERJ: 150.000 bpd
- Refinaria Premium I: 600.000 bpd

As tabelas e o gráfico a seguir mostram as produções, as demandas e o balanço final entre oferta e demanda de derivados para esta configuração.

<sup>38</sup> Vale ressaltar que nesta avaliação também não foi considerada a Refinaria Atlântico Sul.

Tabela 26 - Produção Nacional de Derivados (m³/dia) – Trajetória III

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	37.907	38.844	37.927	38.657	37.827
Nafta	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	24.843	28.675	27.314	37.626	37.228
Gasolina	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	77.776
QAV	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	15.043	20.123	19.357	27.111	27.073
Diesel	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	140.979	170.435	171.858	195.633	196.150
OC	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	30.502	29.186	27.168	22.867	23.222
Coque	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	17.220	22.696	22.651	24.717	24.384
<b>Total</b>	<b>296.201</b>	<b>301.279</b>	<b>304.154</b>	<b>331.857</b>	<b>331.275</b>	<b>336.076</b>	<b>382.540</b>	<b>381.535</b>	<b>424.242</b>	<b>423.661</b>

Tabela 27 - Produção Nacional de Derivados (%) – Trajetória III

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	11,8%	11,8%	12,0%	11,3%	11,5%	11,3%	10,2%	9,9%	9,1%	8,9%
Nafta	7,6%	7,7%	8,0%	7,0%	7,6%	7,4%	7,5%	7,2%	8,9%	8,8%
Gasolina	19,4%	19,0%	19,4%	19,3%	20,1%	20,7%	19,0%	19,7%	18,3%	18,4%
QAV	3,2%	3,2%	3,3%	3,3%	4,1%	4,5%	5,3%	5,1%	6,4%	6,4%
Diesel	37,5%	38,7%	39,5%	42,2%	42,0%	41,9%	44,6%	45,0%	46,1%	46,3%
OC	18,4%	17,2%	14,9%	12,4%	10,3%	9,1%	7,6%	7,1%	5,4%	5,5%
Coque	2,0%	2,5%	2,9%	4,5%	4,5%	5,1%	5,9%	5,9%	5,8%	5,8%

Tabela 28 - Balanço Produção X Demanda dos Principais Derivados (m³/dia) – Trajetória III

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	Produção	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	37.907	38.844	37.927	38.657	37.827
	Demanda	33.602	34.541	35.432	36.244	37.047	37.883	38.760	39.595	40.458	41.286
	<b>Saldo</b>	<b>1.344</b>	<b>926</b>	<b>975</b>	<b>1.326</b>	<b>1.047</b>	<b>24</b>	<b>83</b>	<b>-1.668</b>	<b>-1.800</b>	<b>-3.459</b>
Nafta	Produção	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	24.843	28.675	27.314	37.626	37.228
	Demanda	38.691	38.691	39.732	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125
	<b>Saldo</b>	<b>-16.234</b>	<b>-15.537</b>	<b>-15.285</b>	<b>-16.917</b>	<b>-15.060</b>	<b>-15.282</b>	<b>-11.450</b>	<b>-12.811</b>	<b>-2.499</b>	<b>-2.897</b>
Gasolina	Produção	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	77.776
	Demanda	50.326	55.345	58.006	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	80.239
	<b>Saldo</b>	<b>7.096</b>	<b>1.904</b>	<b>1.061</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-2.463</b>
QAV	Produção	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	15.043	20.123	19.357	27.111	27.073
	Demanda	13.522	14.243	14.999	15.791	16.622	17.492	18.404	19.357	20.361	21.411
	<b>Saldo</b>	<b>-3.905</b>	<b>-4.635</b>	<b>-4.972</b>	<b>-4.850</b>	<b>-2.963</b>	<b>-2.449</b>	<b>1.719</b>	<b>0</b>	<b>6.750</b>	<b>5.662</b>
Diesel	Produção	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	140.979	170.435	171.858	195.633	196.150
	Demanda	120.920	125.756	129.301	135.823	141.408	148.691	156.512	164.732	173.394	182.432
	<b>Saldo</b>	<b>-9.697</b>	<b>-9.151</b>	<b>-9.196</b>	<b>4.157</b>	<b>-2.331</b>	<b>-7.712</b>	<b>13.923</b>	<b>7.126</b>	<b>22.239</b>	<b>13.718</b>
Óleo Combustível	Produção	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	30.502	29.186	27.168	22.867	23.222
	Demanda	24.960	26.140	27.216	28.580	28.014	29.899	31.640	32.988	34.693	34.995
	<b>Saldo</b>	<b>29.675</b>	<b>25.559</b>	<b>17.981</b>	<b>12.539</b>	<b>6.010</b>	<b>602</b>	<b>-2.453</b>	<b>-5.819</b>	<b>-11.826</b>	<b>-11.773</b>
Coque	Produção	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	17.220	22.696	22.651	24.717	24.384
	Demanda	14.757	16.148	17.453	18.451	19.407	20.435	21.547	22.597	23.704	24.682
	<b>Saldo</b>	<b>-8.856</b>	<b>-8.650</b>	<b>-8.550</b>	<b>-3.474</b>	<b>-4.615</b>	<b>-3.215</b>	<b>1.149</b>	<b>53</b>	<b>1.013</b>	<b>-298</b>
Total	Produção	296.201	301.279	304.154	331.857	331.275	336.076	382.540	381.535	424.242	423.661
	Demanda	296.778	310.863	322.134	339.074	349.192	364.105	379.565	394.652	410.362	425.171
	<b>Saldo</b>	<b>-576</b>	<b>-9.584</b>	<b>-17.980</b>	<b>-7.217</b>	<b>-17.918</b>	<b>-28.029</b>	<b>2.974</b>	<b>-13.117</b>	<b>13.880</b>	<b>-1.510</b>

### 2.8.3.1. Balanço Nacional de Derivados – Trajetória III

O País é importador líquido de derivados até 2013 e passa a ser exportador com a entrada do segundo módulo da refinaria Premium I em 2016.

#### *GLP*

Após leve decréscimo em 2013, a produção de GLP apresenta novo aumento em 2014, quando entra o primeiro módulo da Refinaria Premium I, mantendo-se em torno desse novo patamar até o final do período. Entretanto, a sua participação na produção total de derivados cai de 11,8% para 8,9%. Há pequenos excedentes até 2014, passando a ter déficit a partir de 2015.

#### *Nafta*

Apresenta aumentos de produção em 2014 e 2016, em virtude das entradas dos dois módulos da Refinaria Premium I. Em termos percentuais em relação à produção total, varia de 7,6% a 8,8%, sendo o mercado deficitário em todo o período, mesmo com a entrada dos módulos da Refinaria Premium I. A partir de 2016, porém, os déficits de nafta tornam-se bem menores, abaixo de 3.000 m<sup>3</sup>/dia (18.870 bpd).

#### *Gasolina*

A produção de gasolina tem aumentos crescentes em praticamente todo o período analisado. Sua participação na produção total cai de 19,4%, no início do período, para 18,4%, ao final do mesmo, chegando a 20,7% em 2013. O mercado permanece equilibrado de 2011 a 2016, havendo importações em 2017.

#### *QAV*

A produção de QAV é crescente até 2014, sendo que, neste ano, sofre um acréscimo de 5.080 m<sup>3</sup>/dia (31.953 bpd), voltando a aumentar 7.754 m<sup>3</sup>/dia (48.773 bpd) em 2016. Em termos percentuais, passa de cerca de 3,2% em 2008 para 6,4% em 2017. O QAV é importado até 2013, começando a ser exportado após este ano, à exceção do ano de 2015, em que produção e demanda se igualam.

#### *Diesel*

Em 2014, a produção de diesel tem um acréscimo de cerca de 29.500 m<sup>3</sup>/dia (185.555 bpd), com a entrada do primeiro módulo da Refinaria Premium I, havendo novo aumento de 23.775 m<sup>3</sup>/dia (149.555 bpd) em 2016, com a entrada do segundo módulo. Sua participação na produção total passa de 37,5% em 2008 para 46,3% em 2017, e o produto passa a ser exportado a partir de 2014.

#### *Óleo combustível*

A produção de óleo combustível cai constantemente até 2016, quando sua participação na produção total atinge um mínimo de 5,4%. Passa a ser deficitário a partir de 2014, com a entrada do primeiro módulo da Premium, cujo objetivo maior é aumentar a produção de médios, em detrimento do óleo combustível. Em 2016, chegam a ser importados 11.826 m<sup>3</sup>/dia (74.385 bpd) do produto. Como já esclarecido, parte desta importação poderá ser realizada por empresas privadas, para atender à demanda de usinas termelétricas.

#### *Coque*

A produção de coque passa de cerca de 5.901 m<sup>3</sup>/dia (37.111 bpd) em 2008 para 24.384 m<sup>3</sup>/dia (153.375 bpd) em 2017. Em relação à produção total, cresce de 2,0% para 5,8%, respectivamente. O País passa a ser exportador de 2014 a 2016, e volta a ser importador a partir de 2017.

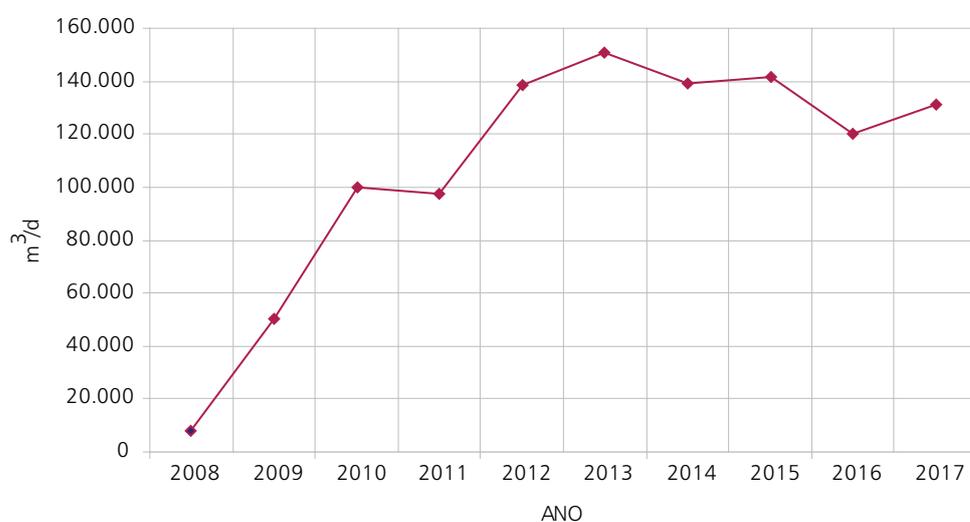
### 2.8.3.2. Balanço Nacional de Petróleo – Trajetória III

Apresentam-se, a seguir, a tabela e o gráfico referentes ao balanço de petróleo bruto da Trajetória III.

Tabela 29 - Balanço Nacional de Petróleo (m<sup>3</sup>/dia) – Trajetória III

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produção	303.657	351.669	405.246	431.955	473.450	509.698	541.812	544.515	565.183	576.948
Processamento	295.990	301.166	305.377	334.633	334.633	358.771	402.649	402.649	445.139	445.918
Importação	16.716	16.974	14.711	14.711	14.711	14.711	-	-	13.849	14.627
Exportação	24.382	67.476	114.579	112.032	153.527	165.638	139.162	141.867	133.892	145.659
Exportação Líquida	7.666	50.502	99.868	97.321	138.816	150.927	139.162	141.867	120.043	131.032
Importação/ Carga Processada	5,65%	5,64%	4,82%	4,40%	4,40%	4,10%	0,00%	0,00%	3,11%	3,28%

Gráfico 7 - Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória III



Até 2013, o balanço do petróleo nacional se comporta conforme detalhado na Trajetória I.

A partir de 2014, quando o primeiro módulo da Refinaria Premium I é adicionado, as exportações líquidas recuam para cerca de 139.100 m<sup>3</sup>/dia (875.000 bpd), chegando a 131.000 m<sup>3</sup>/d (824.000 bpd) em 2017.

Em 2014 e 2015, a importação de crus cessa totalmente mas, a partir de 2016, voltam a haver importações de petróleo do tipo Árabe Leve.

### 2.8.3.3. Investimentos Necessários – Trajetória III

Considerando-se o esquema de expansão proposto para esta trajetória, ter-se-á o seguinte conjunto de investimentos a realizar:

Projeto	Investimento (Bilhões US\$)
Atualização do Parque de Refino	21,2
Refinaria Clara Camarão	0,2
Refinaria Abreu e Lima	4,1
COMPERJ	8,4
Refinaria Premium I	22,0
<b>Total</b>	<b>55,9</b>

## 2.9. Refino – Considerações Finais

Há necessidade de instalação de novas refinarias para o abastecimento nacional. É necessário, porém, discutir e aprofundar a análise, para apoio à decisão sobre questões tais como porte, forma e data de implantação dos empreendimentos.

Na Trajetória I, em que não há refino adicional além dos projetos já em andamento na Petrobras, o País é importador de derivados em todo o período, verificando-se que, em 2017, há espaço para uma refinaria da ordem de 600.000 bpd, a qual poderia entrar em operação por volta de 2014, quando o déficit global já atinge a 42.000 m<sup>3</sup>/dia (270.000 bpd). Assim como a Refinaria Abreu e Lima e o COMPERJ, tal refinaria também seria voltada para o atendimento do mercado interno, cujo maior déficit é de destilados médios (QAV e diesel) e nafta petroquímica. Um esquema de refino voltado para a maximização de médios, produção nula de gasolina e minimização de escuros é o mais recomendado. Em termos de complexidade, as novas instalações devem agregar capacidade de conversão de escuros em produtos nobres, quer para o parque atual, quer para as novas refinarias.

Assim, em que pese seu alto custo, é interessante que o processo de hidrocraqueamento catalítico seja introduzido nas refinarias nacionais, tanto sob o ponto de vista de produção de médios (e de não produção de gasolina), quanto pela alta qualidade do diesel assim obtido. O diesel com 10 ppm de teor de enxofre é uma realidade nos mercados americanos e europeu, e tal nível de qualidade só pode ser conseguido através desta rota, dado que o hidrotreamento convencional é insuficiente. Em adição, há a produção de querosene de aviação de excelente qualidade, derivado cuja demanda, tanto nacional quanto internacional, apresenta sempre alto crescimento. O esquema de refino descrito acima foi representado na Trajetória III, que pretende focar na necessidade adicional de refino para atendimento do mercado interno, ou seja, para atingir e manter a auto-suficiência em refino. Note-se que, mesmo nessa ótica, o País poderá exportar, em 2017, cerca de 13.700 m<sup>3</sup>/dia de diesel (86.000 bpd) e 5.700 m<sup>3</sup>/dia (35.800 bpd) de QAV, além de pequenas quantidades de coque entre 2014 e 2016, voltando a ser importador deste produto em 2017. O período exportador de coque pode oferecer algum problema, dada a dificuldade de colocação do coque verde no mercado internacional.

Além disso, mesmo nesta trajetória em que ocorre pouco excedente de refino no balanço global, o País passa a ser importador em cerca de 11.826 m<sup>3</sup>/dia (74.385 bpd) de óleo combustível (em 2016), sendo importante alertar que poderá haver dificuldades na obtenção deste volume no mercado internacional.

Quanto à Trajetória II, também desenvolvida nesse estudo, ela tenta reproduzir o planejamento recentemente explicitado pela Petrobras, onde são previstas duas refinarias Premium, totalizando uma capacidade adicional de 900.000 bpd em 2017. Neste caso, haverá excedentes expressivos de diesel, QAV e de coque, da ordem de 41.600 m<sup>3</sup>/d (262.000 bpd), 13.900 m<sup>3</sup>/dia (88.000 bpd) e 4.300 m<sup>3</sup>/dia (27.000 bpd), respectivamente.

Além das questões de competitividade no mercado internacional de derivados de petróleo, tais volumes deverão requerer uma ampliação da infraestrutura logística no País, visto que a atual não parece adequada às movimentações pretendidas.

Pese sobre isso a conjuntura econômico-financeira mundial, onde os recursos são escassos, o que poderá dificultar os expressivos investimentos previstos, da ordem de US\$ 30 bilhões, previstos para as novas refinarias.

Dessa forma a postergação dos módulos das refinarias Premium, conforme proposto na Trajetória III, pode vir a se revelar mais realista, em face da difícil situação internacional.

Independentemente da trajetória estudada, mesmo havendo duas refinarias adicionais no País, totalizando 900.000 bpd, permanece um excedente considerável de cru brasileiro, acima de 800.000 bpd, parte do qual poderá ser processado em refinarias no exterior adquiridas por produtores nacionais, a exemplo da refinaria da Petrobras em Pasadena, no Texas, ou através de contratos de longo prazo com refinadores estrangeiros que garantam o processamento do petróleo brasileiro. Quanto ao uso do petróleo nacional nas refinarias do País, a sinalização é de que é preferível, do ponto de vista econômico, processar localmente tipos mais pesados, tais como Marlim e assemelhados, deixando para a exportação os petróleos de maior valor de mercado.

Finalizando, os resultados indicam ser interessante ao País investir em uma nova refinaria de grande porte, como demonstrado na Trajetória III, com o início de operação ocorrendo em meados da próxima década. O porte desta planta e seu ano de início de operação dependerão do ritmo de crescimento da demanda e das estratégias nacionais de abastecimento.

## 2.10. Queda na Demanda de Gasolina - Aspectos Relevantes

As projeções de demanda de combustíveis, apresentadas no Capítulo II, prevêem forte incremento na disponibilidade interna de etanol carburante. Tal fato, aliado ao advento dos veículos flex<sup>39</sup> e ao seu intenso crescimento na participação de vendas de veículos novos, tende a criar concorrência entre combustíveis por permitir ao consumidor decidir no momento do abastecimento qual será a sua opção.

Permanecendo uma relação de preços, entre a gasolina C e o álcool etílico hidratado carburante (AEHC), que seja favorável ao uso do segundo, a demanda nacional de gasolina será impactada para menor e, nesta hipótese, configuram-se algumas circunstâncias adversas para o setor *downstream*.

Os processos de refino e logística têm, dentro de limites técnicos, flexibilidade operacional para contornar algumas flutuações no balanço entre oferta e demanda de derivados, com baixo custo. Prevê-se, todavia, conforme apresentado no Capítulo II, que a demanda por gasolina decairá além das margens passíveis de absorção através de ações de ajuste operacional. Mudanças no elenco de petróleo, atuação em variáveis operacionais, troca de catalisadores, manipulação adequada de estoques ou todas estas alterações em conjunto, parcial ou completamente, poderão não ser suficientes.

Cabe lembrar que, como a produção de derivados ocorre de forma conjunta, ou seja, para produzir um combustível é necessário produzir outros, o impacto se fará também sobre os demais. Assim, o desbalanceamento entre a produção e a demanda nacional de combustíveis pode vir a ser de vulto, levando a modificações nos processos ora em instalação e naqueles previstos para as refinarias atuais.

Há que se pensar, também, que as soluções exeqüíveis a partir de elenco de petróleos são limitadas, porque há enorme disponibilidade de crus nacionais que deverão ser preferencialmente consumidos e, ao mesmo tempo, modificações de engenharia nos processos de refino (escolha de processo, seleção de tecnologia, engenharia, montagem e comissionamento) demandam tempo para maturação. Assim, uma resposta rápida poderia estar no mercado internacional, por meio de exportação dos excedentes de gasolina.

Entretanto, isto tem limites e a opção não deve ser considerada como única, dado que o mercado internacional de gasolina tem suas sutilezas e exigências, fazendo supor que só se conseguiria exportar volumes crescentes de derivados leves através de grandes esforços de marketing. Neste quadro, as refinarias atuais estariam em descompasso com o mercado, necessitando adaptações em seu esquema de produção.

Outra solução, viável no médio e longo prazo, seria substituir progressivamente as atuais unidades de craqueamento catalítico por unidades de hidrocrackeamento catalítico. A opção traz como vantagem aumento substancial na produção de médios em detrimento de leves, sem maior geração de óleos combustíveis, mas estimativas preliminares, todavia, indicam que esta alternativa poderia ter alto custo. Cabe lembrar que, para ser exeqüível, é necessário avaliar a disponibilidade de recursos financeiros e quantificar os recursos nacionais de engenharia, capacidade de fabricação de equipamentos, construção e montagem, para estimar potenciais dificuldades na implementação destes empreendimentos.

Todavia, a substituição das unidades de produção de gasolina (FCC), base do blend da gasolina nacional, sugere que, na ocorrência de uma crise no abastecimento de álcool (um aumento de exportações, por exemplo), haveria o risco de se tornar inviável a contrapartida de suprimento pelo aumento de oferta de gasolina.

A solução adotada nos anos 80 e 90, quando se permitiu a ampliação da faixa de destilação do diesel em detrimento da produção de gasolina, não poderá ser novamente adotada, devido às novas características técnicas dos atuais motores (desempenho, eficiência e manutenção), que exigem limites estreitos de qualidade para o diesel. Além disso, a adoção de tal solução levaria a conseqüências ambientais atualmente inaceitáveis.

Finalmente, se houver uma redução na arrecadação fiscal em função da queda da demanda de gasolina, o governo federal poderá propor uma reestruturação tributária, para o reequilíbrio das receitas, acarretando um ajuste de competitividade entre o álcool e a gasolina.

Consideradas estas preocupações e confirmada a hipótese de queda na demanda de gasolina assumida no Capítulo II, será necessário desenvolver alguns estudos de vulto, a saber:

- Mercado internacional de combustíveis:

<sup>39</sup> Veículos projetados para serem abastecidos com gasolina C ou álcool hidratado ou qualquer mistura destes dois combustíveis

Verificar o mercado potencial para exportação dos excedentes nacionais de derivados médios e leves, em especial de gasolinas. Caso haja dificuldades de colocação externa dos excedentes de gasolina A, poderá ocorrer uma acirrada competição entre a gasolina C e o álcool hidratado.

- Refino no Brasil:
  - Rever os investimentos no parque de refino, especialmente em termos de capacidade de conversão e de tratamento dos derivados;
  - Avaliar, sob esta ótica de produção, o esquema de refino das novas refinarias a serem implantadas no Brasil.
- Infraestrutura de transporte de petróleo e derivados:

Reavaliar os investimentos necessários em logística, visando ao escoamento dos excedentes de derivados leves e médios, óleos combustíveis e petróleo.

### 3. Expansão da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleos e Derivados

#### 3.1. Introdução

A expansão prevista para a infraestrutura nacional de transporte de petróleos e derivados será desmembrada em duas partes:

- Expansão da malha dutoviária;
- Expansão da frota nacional de transporte marítimo.

Este trabalho não pretende esgotar as necessidades de expansão da infraestrutura nacional de transporte de petróleo e derivados até 2017, mas tão somente indicar uma carteira de projetos, alguns em andamento, outros aprovados, mas ainda não iniciados, todos sob a responsabilidade da Transpetro. A razão disso é a pequena participação, até o momento, de projetos de outros agentes do setor na área de infraestrutura de transporte de petróleos e derivados.

Com relação ao transporte dutoviário de petróleo, é importante notar que os investimentos em expansão da malha nacional referem-se tão somente ao transporte a partir dos pontos em que as regiões de produção de petróleo entregam o produto à área de abastecimento, para ser enviado a alguma refinaria ou exportado. Os investimentos em dutos a serem realizados nas regiões de produção estão contabilizados dentro dos investimentos em exploração e produção.

#### 3.2. Panorama Atual da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleo e Derivados

##### 3.2.1. Infraestrutura Dutoviária para Transporte de Petróleo e Derivados

A infraestrutura dutoviária brasileira é composta por dutos destinados à movimentação de petróleo, derivados, gás natural e outros produtos. No ano de 2006, existiam no país 511 dutos em operação, sendo 385 dutos de transferência<sup>40</sup> e 126 dutos de transporte<sup>41</sup>. Estes dutos somavam 15.437 km de extensão, divididos em 5.153 km para transferência e 10.284 km para transporte.

<sup>40</sup> Movimentação de petróleo, seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse específico e exclusivo do proprietário ou explorador das facilidades (ANP, 2007c).

<sup>41</sup> Movimentação de petróleo, seus derivados ou gás natural em meio ou percurso considerado de interesse geral (ANP, 2007c).

**Tabela 30 - Quantidade e extensão de dutos em operação, por função, segundo produtos movimentados, em 31/12/2006**

Produto	Função	Nº dutos	Extensão (km)
Derivados	Transferência	268	1.005
	Transporte	98	4.835
	<b>Total</b>	<b>366</b>	<b>5.840</b>
Gás natural	Transferência	59	2.228
	Transporte	24	5.433
	<b>Total</b>	<b>83</b>	<b>7.661</b>
Petróleo	Transferência	29	1.885
	Total	29	1.885
Outros <sup>1</sup>	Transferência	29	35
	Transporte	4	16
	<b>Total</b>	<b>33</b>	<b>51</b>
<b>Total</b>		<b>511</b>	<b>15.437</b>

Nota: <sup>1</sup>Inclui dutos para movimentação de álcool anidro, álcool hidratado, aguarrás e metanol, etano e propano de insumo para petroquímica, gasolina de pirólise e propileno de insumo para indústria petroquímica  
Fonte: ANP (2007c).

No que se refere aos dutos destinados à movimentação de petróleo e derivados, objeto do presente estudo, a infraestrutura nacional era composta de 395 dutos, que somavam 7.725 km de extensão, divididos em 1.885 km para movimentação de petróleo (29 dutos, todos de transferência) e 5.840 km para derivados (268 dutos de transferência e 98 de transporte).

### 3.2.2. Infraestrutura de Armazenamento de Petróleo e Derivados

Para viabilizar a movimentação de petróleo e seus derivados no território nacional, o Brasil dispunha, em 2006, de 93 terminais autorizados a funcionar, compreendendo 9 centros coletores de álcool, 54 terminais marítimos e 30 terminais terrestres.

**Tabela 31 - Capacidade de armazenamento de petróleo, seus derivados e álcool etílico, segundo terminais em 31/12/2006**

	Quantidade		Capacidade nominal de armazenamento (mil m <sup>3</sup> )			
	Nº Terminais	Nº Tanque	Petróleo	Derivados e álcool (exceto GLP)	GLP	Total
Centro Coletor de Álcool	9	21	0	105	0	105
Terminal Aquaviário	54	1.026	3.988	3.786	237	8.011
Terminal Terrestre	30	366	1.460	1.977	94	3.531
<b>Total</b>	<b>93</b>	<b>1.413</b>	<b>5.448</b>	<b>5.868</b>	<b>331</b>	<b>11.647</b>

Fonte: ANP (2007c).

Os terminais marítimos, instalações destinadas às operações de transferência de produtos entre navios e tanques terrestres ou entre navios, detém a maior capacidade nominal de armazenamento de petróleo, derivados e álcool, totalizando 8.011 mil m<sup>3</sup> ou o equivalente a 69% do total existente no país. Seguem-se os terminais terrestres e os centros coletores de álcool, com respectivamente, 3.531 mil m<sup>3</sup> (30%) e 105 mil m<sup>3</sup> (1%) de capacidade nominal.

### 3.2.3. Transporte Marítimo de Petróleo e Derivados

Dado o papel de destaque dos terminais marítimos na infraestrutura de transporte de petróleo e derivados, pode-se concluir que os navios são um dos principais agentes na cadeia logística da indústria do petróleo, con-

duzindo o petróleo, seus derivados e álcool entre portos, em percursos internos (cabotagem) ou externos (longo curso, para importação e exportação dos produtos)<sup>42</sup>.

A Transpetro, maior armadora<sup>43</sup> da América Latina e principal empresa de logística e transporte do Brasil, atende, entre outras, às atividades de transporte marítimo, operando uma frota própria de 55 navios<sup>44</sup> para navegação de cabotagem e de longo curso.

Tabela 32 - Frota de navios da Transpetro em 24/01/2008

Produto transportado	Nº. navios	TPB*	Capacidade volumétrica (m <sup>3</sup> )
Petróleo	1	131.584	154.873
Petróleo (navios aliviadores <sup>45</sup> )	9	1.315.851	1.447.074
Petróleo/Produtos Escuros	12	458.347	488.332
Produtos Escuros e Claros	7	400.232	417.964
Produtos Claros	18	544.835	605.319
Cisterna (FSO)	1	28.903	32.146
Gases	6	40.171	43.033
Embarcação de apoio	1	2.163	411
<b>Total</b>	<b>55</b>	<b>2.919.923</b>	<b>3.188.741</b>

Nota: \* Tonelada de Porte Bruto<sup>46</sup>

Fonte: Transpetro (2008).

Os petroleiros, navios especialmente projetados para o transporte de petróleo e derivados (produtos claros e escuros), compõem 85% da frota atual da Transpetro, totalizando 47 navios, com capacidade volumétrica de 3.113.562 m<sup>3</sup>. O transporte de gases liquefeitos é realizado por 6 navios, com capacidade para transportar 43.033 m<sup>3</sup>.

A Transpetro dispõe também, sob regime de afretamento, de uma unidade flutuante de transferência e estocagem (navio cisterna), com capacidade de 32.146 m<sup>3</sup> de GLP e de uma embarcação de apoio marítimo, com capacidade de 411 m<sup>3</sup>.

Com relação à capacidade de transporte, os navios destinados exclusivamente ao transporte de petróleo (navios aliviadores, com capacidade da ordem de 146.000 TPB) têm a maior participação na frota da Transpetro, correspondendo a aproximadamente 45% da capacidade total.

### 3.3. Expansão da Infraestrutura Nacional de Transporte de Petróleo e Derivados

Uma vez que não foram reportados investimentos privados na infraestrutura de transporte de petróleo e de derivados, consideramos apenas aqueles indicados pela Transpetro, conforme abaixo listados:

<sup>42</sup> Cabotagem é a navegação realizada entre portos interiores do país pelo litoral ou por vias fluviais. A cabotagem se contrapõe à navegação de longo curso, ou seja, aquela realizada entre portos de diferentes nações.

<sup>43</sup> Armadora é a empresa proprietária de navios.

<sup>44</sup> Do total da frota, sete navios (navios aliviadores) são de propriedade da Fronape International Company (FIC), empresa subsidiária da Transpetro.

<sup>45</sup> Navios aliviadores com posicionamento dinâmico. O navio aliviador é um petroleiro que atraca na popa da plataforma tipo FPSO (Floating, Production, Storage and Offloading) para receber petróleo que foi armazenado em seus tanques e transportá-lo para terra. A plataforma tipo FPSO, por sua vez, é um navio com capacidade para processar e armazenar o petróleo, e prover a transferência do petróleo e/ou gás natural.

<sup>46</sup> TPB é a tonelagem total que pode ser embarcada em um navio. Além da carga comercial, inclui combustível, tripulação, etc.

Tabela 33 - Investimentos da Transpetro em Navios, Dutos e Terminais

Novos Projetos	Conclusão	Custos US\$ milhões
PLANGÁS GLP	2009	470
Logística RNEST	2010	300
Logística COMPERJ	2012	200
Terminal de Pecém	2009	214
Ampliação OSVAT 30	2009	275
Ampliação OSVAT 42/38	2009	107
OSVAP I e OSVAP II	2010	400
Novo píer de São Sebastião	2009	133
Logística da REFAP 30.000 m <sup>3</sup> /d	2009	137
Ampliação do píer de Paranaguá	2010	15
Plano Diretor de Dutos de São Paulo	2010	2.454
Novos navios	2013	6.924
<b>Total</b>		<b>11.629</b>

### Descrição dos investimentos

#### PLANGAS GLP

Tendo em vista a grande produção esperada de GLP nas Bacias de Campos e do Espírito Santo, a Transpetro planeja a construção de dois novos sistemas de escoamento de GLP:

- No Espírito Santo, o GLP produzido nas UPGN's locais que exceder à demanda regional será transferido por duto para um novo terminal aquaviário, a ser implantado em Barra do Riacho, naquele Estado, onde será possível carregar navios de até 40.000 m<sup>3</sup>;
- No Rio de Janeiro, será construído um novo terminal aquaviário, na Ilha Comprida (vizinha à Ilha D'Água), também para atender a navios de grande porte. O sistema contará também com um novo duto, interligando a REDUC ao novo terminal.

#### Logística da RNEST, PE

A nova refinaria será interligada ao píer petrolífero do Porto de Suape através de dutos para abastecimento de petróleo e para escoamento de derivados.

#### Logística do COMPERJ, RJ

Para o COMPERJ, a Transpetro está prevendo um duto para suprimento de petróleo a partir do T.T. Campos Elíseos, e um conjunto de dutos de claros em direção aos terminais de Campos Elíseos e Ilha d'Água.

#### Terminal do Pecém, CE

Já está em construção um novo terminal aquaviário no Porto de Pecém, CE, com capacidade de armazenamento de derivados da ordem de 141.300 m<sup>3</sup>.

#### Ampliação do OSVAT 30 e OSVAT 42/38

O duto OSVAT 42/38 transporta petróleo do TA SÃO SEBASTIÃO ao TT GUARAREMA, e o OSVAT 30 interliga este Terminal à REPLAN. As suas estações de bombeamento serão reforçadas, de modo a permitir uma movimentação adicional de 1,8 milhões de m<sup>3</sup>/ano.

#### OSVAP I e OSVAP II

Utilizando a faixa do gasoduto que transportará o gás do Campo de Mexilhão, a Transpetro construirá um novo duto para o transporte de petróleo entre o T.A. SÃO SEBASTIÃO e a REVAP, bem como uma nova interligação entre o T.T. GUARAREMA e aquela refinaria.

### Novo Píer do T.A. São Sebastião

Este novo píer servirá para desafogar as operações de carga/descarga no terminal.

### Logística da REFAP 30.000 m<sup>3</sup>/dia

Com a ampliação da REFAP, a produção de claros passará a superar a demanda local; assim o T.A. Tramandaí está sendo adaptado para aumentar de 833 m<sup>3</sup>/h para 1.250 m<sup>3</sup>/h a capacidade de movimentação de petróleo em direção à REFAP, bem como para poder escoar, por via marítima, claros (diesel e gasolina) recebidos da REFAP, à vazão máxima de 500 m<sup>3</sup>/h.

### Novo Píer do T.A. Paranaguá

Este píer adicional aumentará a capacidade de movimentação do T.A. Paranaguá em 1,8 milhão de m<sup>3</sup>/ano.

### Plano Diretor de Dutos de São Paulo

Estes investimentos visam, através da modernização e realocação de dutos, faixas e terminais, reduzir a exposição ao risco e preparar os sistemas para o crescimento urbano e as futuras movimentações de derivados. As Figura 5 e Figura 6 apresentam os traçados dos dutos atuais de petróleo e derivados e dos novos no Estado de São Paulo.

### Novos Navios

O programa visa à renovação da frota da Transpetro através da aquisição de navios, construídos em estaleiros nacionais, com pelo menos 65% de nacionalização.

Figura 5 - Situação atual dos dutos do Estado de São Paulo

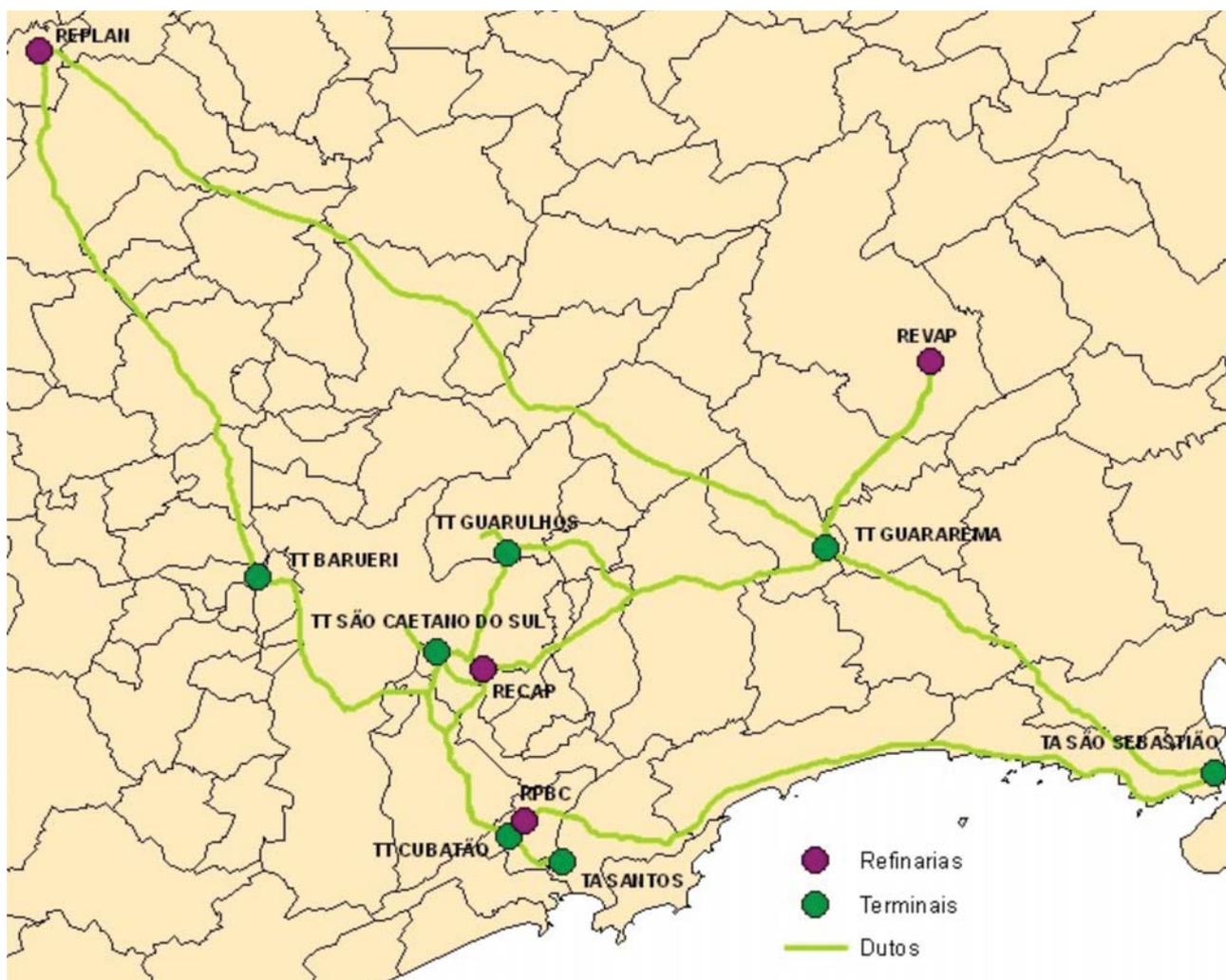
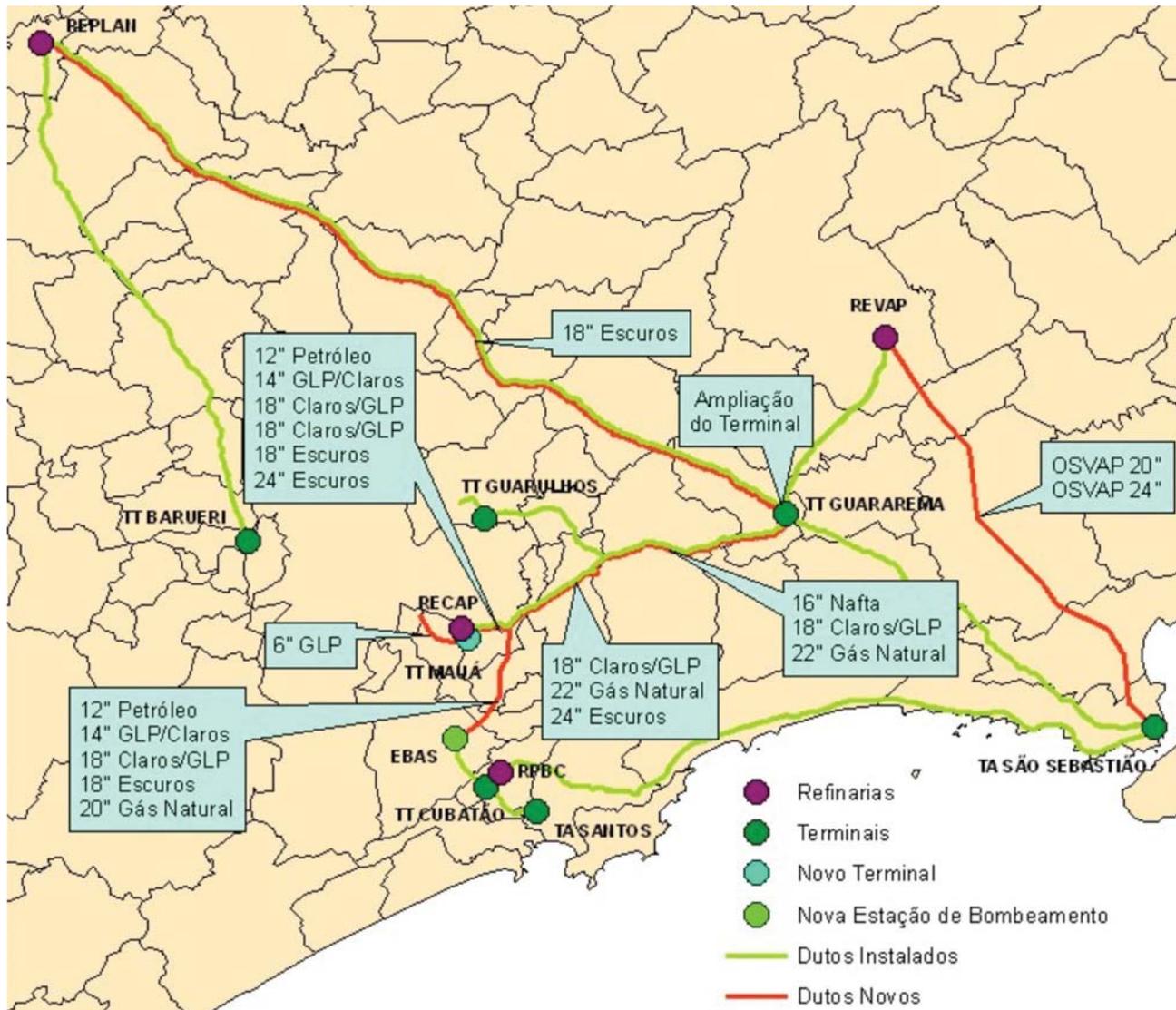


Figura 6 - Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo



## Referências Bibliográficas

Nº.	TÍTULO
[1]	ANP (2000). Portaria ANP nº 36, de 29 de agosto de 2000. Estabelece os critérios para a fixação do preço mínimo do petróleo, produzido mensalmente em cada campo, a ser adotado para fins de cálculo das participações governamentais. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 30 ago. 2000. Disponível em: <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> .
[2]	ANP (2006). Despacho ANP nº 703, de 12 de julho de 2006. Atualiza os Anexos II e III da Portaria ANP nº 36 de 29 de agosto de 2000. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 13 jul. 2006. Disponível em: <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> .
[3]	ANP (2007a). Autorização nº 129, de 22 de junho de 2007. Autorização para construção e operação da Refinaria Atlântico Sul de Sergipe S/A. – RASS. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 25 jun. 2007. Disponível em: <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> .
[4]	ANP (2007b). Produção por campo para a incidência dos Royalties de jan. a dez. 2006. Disponível em: <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> .
[5]	ANP (2007c). Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo e do Gás Natural (ano base 2006). Disponível em: <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> .
[6]	ANP (2008a). Preços de Produtores. Disponível em: <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> .
[7]	ANP (2008b). Dados Estatísticos de Refino e Processamento de Gás Natural. Disponível em: <a href="http://www.anp.gov.br">http://www.anp.gov.br</a> .
[8]	ARRUDA, G (2006). Refinaria do Futuro. Revista Petro & Química. São Paulo, ano XXX, n. 285, p. 52-65, jun. 2006.
[9]	BRASIL (2008). Acordo para compensação pelo não-cumprimento da Resolução CONAMA nº 315/2002. Ministério Público Federal, São Paulo, 29 out. 2008.
[10]	BRASKEM (2006). "Braskem Day". Apresentação, Bolsa de Valores de Nova York (Nyse). Disponível em: <a href="http://www.braskem.com.br">http://www.braskem.com.br</a> . Acessado em: set. 2006.
[11]	BRAZILSHIP (2006). <a href="http://www.brazilship.com.br">http://www.brazilship.com.br</a> .
[12]	BOSCO, F (2008). A expansão do parque nacional. Revista Petro & Química, São Paulo, ano XXX, n. 306, p. 32-43, jun. 2008.
[13]	CHILTON, C. H.; GREEN, D. W.; PERRY, R. H. (1997). Perry's Chemical Engineer's Handbook. 7. ed. New York: McGraw Hill Book Co., 1997. 2640 p.
[14]	EIA (2008). Energy Information Administration. <a href="http://www.eia.doe.gov">http://www.eia.doe.gov</a> .
[15]	EPE (2007b). Construção de um Modelo para Planejamento da Evolução do Parque Nacional de Refino. Relatório Final. Produto nº 3. Rio de Janeiro: [s.n.], 31 ago. 2007.
[16]	ESMAP (2005). Crude oil price differentials and differences in oil qualities: a statistical analysis. Energy Sector Management Assistance Programme. Washington/The World Bank Group.
[17]	LEPRINCE, P. (Coord.) (2001). Conversion Processes; tradução de Barbara Brown Balvet. V. 3. Paris: Éditions Technip, 2001.
[18]	MINISTÉRIO DO MEIO AMBIENTE – MMA (2002). Resolução CONAMA nº 315, de 29 de outubro de 2002. Dispõe sobre a nova etapa do Programa de Controle de Emissões Veiculares – PROCONVE. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 20 nov. 2002. Disponível em: <a href="http://www.mma.gov.br/port/conama/legi.cfm">http://www.mma.gov.br/port/conama/legi.cfm</a> .
[19]	MEYERS, R. A (2004). Handbook of Petroleum Refining Processes. 3. ed. New York: McGraw Hill Book Co., 2004. 900 p.
[20]	PETROBRAS (2006a). Disponível em: <a href="http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp">http://www2.petrobras.com.br/portugues/index.asp</a> . Acessado em: Set. 2006.
[21]	PETROBRAS (2006b). Apresentação do Diretor de Abastecimento da Petrobras Paulo Roberto Costa para a Organização Nacional da Indústria do Petróleo. Rio de Janeiro: Petrobras, 06 dez. 2006.
[22]	PETROBRAS (2006c). Investimentos no Abastecimento. Abastecimento/Planejamento Corporativo/Gestão de Portfólio. In: Expomoney, São Paulo. Apresentações... Rio de Janeiro: Petrobras, set. 2006.
[23]	PETROBRAS (2007a). Fato Relevante: Análise da área de TUPI. Rio de Janeiro: Petrobras. Disponível em: <a href="http://www.petrobras.com.br">http://www.petrobras.com.br</a> . Acessado em: 28/01/2008.
[24]	PETROBRAS (2007b). Apresentação da Carteira de Investimentos do Abastecimento para a Empresa de Pesquisa Energética. 24 out. 2007.
[25]	PETROBRAS (2007c). Apresentação do COMPERJ pelo Diretor de Abastecimento da Petrobras Paulo Roberto Costa. Jul. 2007.
[26]	PERRISSE, J. B.; ODDONE, M. R. R. (2006). O impacto das unidades de coqueamento retardado no futuro esquema de refino da Petrobras. In: Rio Oil & Gas 2006, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: IBP, 2006.
[27]	PLATTS (2008). Plataforma Platts. Preços Internacionais de Petróleo e Derivados.
[28]	SANTOS, P. C. dos; SEIDL, P. R.; BORSCHIVER, S (2006). Desafios para a implantação de uma refinaria petroquímica no Brasil. In: Rio Oil & Gas 2006, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: IBP, 2006.
[29]	SZKLO, A. S. (2005). Fundamentos do Refino de Petróleo. Rio de Janeiro: Editora Interciência, 2005.
[30]	SCHAEFFER, R.; SZKLO, A. S.; MACHADO, G. V. (Coord.) (2004). Evolução do Mercado Brasileiro de Derivados de Petróleo e Perspectivas de Expansão do Parque de Refino Nacional até 2015. Rio de Janeiro: PPE/COPPE/UFRJ, Out. 2004.
[31]	TAVARES, M. E. E. (2005). Análise do Refino no Brasil: Estado e Perspectivas – Uma Visão Cross-Section. 2005. Tese (Doutorado em Ciências). Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro.
[32]	TRANSPETRO (2008). Disponível em: <a href="http://www.transpetro.com.br">http://www.transpetro.com.br</a>
[33]	ZOTIN, J. L. et al. (2006). Melhoria de cetano do diesel e óleo leve de reciclo através do hidrocraqueamento moderado. In: Rio Oil & Gas 2006, Rio de Janeiro. Anais... Rio de Janeiro: Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP, 2006.

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Perspectivas dos preços internacionais de petróleo (US\$ maio2007/bbl)	497
Tabela 2 – Preços internacionais dos derivados e do <i>Brent</i> (US\$ maio2007/bbl)	498
Tabela 3 – Método de projeção dos preços nacionais de derivados de petróleo	499
Tabela 4 – Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$ maio2007/bbl)	500
Tabela 5 – Composição dos grupos de petróleos nacionais	505
Tabela 6 – Produção nacional de petróleo – 2008-2017	506
Tabela 7 – Evolução do perfil da produção nacional de petróleo – 2008-2017	506
Tabela 8 – Produção de GLP pelas UPGN nacionais (m <sup>3</sup> /dia) – 2008-2017	506
Tabela 9 – Demanda nacional de derivados – 2008-2017	506
Tabela 10 – Principais unidades de processo (existentes e novas)	507
Tabela 11 – Parque Nacional de Refino – Capacidades nominais máximas em 2008 (m <sup>3</sup> /dia)	509
Tabela 12 – Parque Nacional de Refino – Capacidades nominais máximas em 2012 (m <sup>3</sup> /dia)	510
Tabela 13 – Expansão de capacidade do parque conforme previsão dos refinadores até 2012	511
Tabela 14 – Parque Nacional de Refino – Capacidades nominais máximas em 2017 (m <sup>3</sup> /dia)	512
Tabela 15 – Expansão de capacidade do parque conforme previsão dos refinadores até 2017	513
Tabela 16 – Produção de derivados combustíveis do COMPERJ	515
Tabela 17 – Capacidade das unidades de um módulo da Refinaria Premium II	517
Tabela 18 – Produção Nacional de Derivados (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória I	519
Tabela 19 – Produção Nacional de Derivados (%) (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória I	519
Tabela 20 – Balanço Produção X Demanda dos Principais Derivados (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória I	520
Tabela 21 – Balanço Nacional de Petróleo (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória I	521
Tabela 22 – Produção Nacional de Derivados (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória II	523
Tabela 23 – Produção Nacional de Derivados (%) (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória II	523
Tabela 24 – Balanço Produção X Demanda dos Principais Derivados (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória II	524
Tabela 25 – Balanço Nacional de Petróleo (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória II	525
Tabela 26 – Produção Nacional de Derivados (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória III	528
Tabela 27 – Produção Nacional de Derivados (%) (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória III	528
Tabela 28 – Balanço Produção X Demanda dos Principais Derivados (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória III	528
Tabela 29 – Balanço Nacional de Petróleo (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória III	530
Tabela 30 – Quantidade e extensão de dutos em operação, por função, segundo produtos movimentados, em 31/12/2006	534
Tabela 31 – Capacidade de armazenamento de petróleo, seus derivados e álcool etílico, segundo terminais em 31/12/2006	534
Tabela 32 – Frota de navios da Transpetro em 24/01/2008	535
Tabela 33 – Investimentos da Transpetro em Navios, Dutos e Terminais	536

## Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Projeção do preço internacional do <i>Brent</i> (US\$ maio2007/bbl)	496
Gráfico 2 – Perspectivas dos preços internacionais de petróleo (US\$ maio2007/bbl)	497
Gráfico 3 – Preços internacionais dos derivados e do <i>Brent</i> (US\$ maio2007/bbl)	498
Gráfico 4 – Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$ maio2007/bbl)	500
Gráfico 5 – Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória I	522
Gráfico 6 – Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória II	526

Gráfico 7 – Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória III

530

### Lista de Figuras

Figura 1 – Esquema geral do sistema de projeção de preços de petróleo e derivados	495
Figura 2 – Diagrama Esquemático do Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (COMPERJ)	514
Figura 3 – Diagrama Esquemático da Refinaria Abreu e Lima – Suape (PE)	515
Figura 4 – Diagrama Esquemático das Refinarias Premium	517
Figura 5 – Situação atual dos dutos do Estado de São Paulo	537
Figura 6 – Situação futura dos dutos de petróleo e derivados do Estado de São Paulo	538



# OFERTA DE GÁS NATURAL

# 6

<b>1.</b>	<b>Perspectivas de Preços de Gás Natural</b>	<b>545</b>
1.1.	Premissas para as previsões de preços	545
1.2.	Preços <i>Henry Hub</i>	545
1.3.	Preços de Gás Importado no Brasil via GNL	546
1.4.	Competitividade do Gás Natural no Brasil	547
1.5.	Projeção de Preços	548
1.5.1.	Projeção dos Preços de Gás Natural de Origem Importada via GNL sob a hipótese de competitividade GN / OC ATE de 100%	548
1.5.2.	Perspectivas de Gás Natural de Origem Boliviana	548
<b>2.</b>	<b>Expansão da Oferta de Gás Natural</b>	<b>549</b>
2.1.	Introdução	549
2.2.	Metodologia	549
2.3.	Capacidade de Oferta de Gás Natural Nacional e Importado	550
<b>3.</b>	<b>Balanco de Oferta e Demanda de Gás Natural</b>	<b>552</b>
3.1.	Estados da Região Norte	553
3.2.	Estados da Região Nordeste	554
3.3.	Estados das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste	556
3.4.	Balanco de Oferta e Demanda do Brasil – Malha Integrada	558
3.5.	Considerações Finais	560
<b>4.</b>	<b>Infraestrutura de Transporte de Gás Natural</b>	<b>560</b>
4.1.	Introdução	560
4.2.	Panorama Atual	561
4.2.1.	Estados da Região Norte	561
4.2.2.	Estados da Região Nordeste	561
4.2.3.	Estados da Região Sudeste	562
4.2.4.	Estados da Região Sul e Centro Oeste	563
4.3.	Expansão Prevista da Infraestrutura de Transporte	564
4.3.1.	Estados da Região Norte	564
4.3.2.	Estados da Região Nordeste	565
4.3.3.	Estados da Região Sudeste	566
4.4.	Expansão Indicativa da Infraestrutura de Transporte	567
4.4.1.	Estados da Região Sul	567
4.5.	Novos Sistemas em Estudo	569
4.5.1.	Estado do Pará	569
4.5.2.	Estado do Maranhão	569
4.5.3.	Estado do Piauí	569

---

4.5.4.	Estado de Goiás e Distrito Federal	569
4.6.	Expansão da Infraestrutura Via GNL	570
4.7.	Estimativa de Investimentos	570
<b>5.</b>	<b>Aspectos socioambientais</b>	<b>570</b>
5.1	Introdução	571
5.2	Critérios e Procedimentos de Análise	571
5.3	Caracterização da Malha Existente	572
5.4	Caracterização da Malha Planejada	574
5.5	Análise Processual	582
5.6	Análise Socioambiental da Malha Planejada	584
5.7	Emissão de Gases de Efeito Estufa	586
5.8	Considerações Finais	590
	<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>591</b>
	<b>Lista de Tabelas</b>	<b>591</b>
	<b>Lista de Gráficos</b>	<b>592</b>
	<b>Lista de Figuras</b>	<b>592</b>

## Introdução

Este capítulo apresenta os resultados dos estudos de expansão da oferta de gás natural no período 2008 a 2017.

Inicialmente, é feita uma síntese da análise elaborada quanto às perspectivas de preços de gás natural no cenário mundial e seus reflexos no Brasil.

Em seguida, são apresentados os resultados referentes à expansão da capacidade de oferta de gás natural nacional e importado, bem como da infraestrutura nacional de transporte, incluindo uma estimativa dos investimentos associados a essa expansão.

Finalmente, são realizados estudos para análise dos efeitos socioambientais referentes ao gás natural. Estes estudos se concentraram na avaliação da malha dos gasodutos e em cálculos de emissões de efeito estufa restritos, no presente ciclo de planejamento, ao segmento *downstream* e às emissões de carbono originadas pelo uso de gás natural no mercado não-termelétrico.

## 1. Perspectivas de Preços de Gás Natural

### 1.1. Premissas para as previsões de preços

Conforme sinalizações de produtores de gás natural no Brasil, os novos preços deverão convergir para os níveis internacionais, contribuindo para isto uma tendência mundial de “comoditização” do gás natural.

O crescimento da indústria mundial de GNL vem permitindo uma maior flexibilidade nos contratos de compra e venda e também, um incremento das transações spot de gás natural. Tal incremento é fator decisivo para que os preços internacionais se tornem uma referência. Na Bacia do Atlântico, na qual o Brasil está inserido, o preço referencial é o do *Henry Hub* [1].

Em relação ao gás de origem boliviana, cujo contrato prevê que o preço da commodity seja atrelado a uma cesta de óleos, verifica-se um aumento de sua competitividade frente aos combustíveis líquidos quando ocorrem elevações dos preços do petróleo. Este fato decorre da existência de uma parcela na composição do preço final do gás (custo de transporte) que não varia na mesma proporção do preço do petróleo.

As Bacias do Atlântico e do Pacífico são as principais áreas de comercialização de GNL sendo esta preponderante e com tendência a perdurar sua predominância, tendo o Japão como o maior importador mundial de GNL. A prevalência da Bacia do Pacífico deverá continuar mesmo quando os EUA passarem a importar maiores volumes de GNL (existem novas plantas de regaseificação previstas para a costa oeste americana), pois, além do aumento das importações atuais, serão incluídas a China e a Índia no grupo de importadores da Bacia do Pacífico.

Os mecanismos de fixação de preços do GNL têm dinâmicas diferentes, variando em cada região. Nos EUA, os preços são regidos pelos preços do *Henry Hub* (Louisiana) e na Europa, pelos preços do National Balancing Point – NBP (Reino Unido). O *Henry Hub* e o NBP se constituíram em preços referenciais para mercados físicos e não-físicos (opções financeiras) de gás natural em suas correspondentes regiões (Bacia do atlântico). Existe uma tendência de convergência entre os preços do *Henry Hub* e do NBP, motivada pela arbitragem de preços entre os dois referenciais [1].

Na Bacia do Pacífico, o preço do GNL é normalmente relacionado ao chamado preço do Japan Crude Cocktail – JCC, uma média de preços CIF (Cost, Insurance and Freight) do petróleo importado no Japão, através de curvas de correção para as oscilações do petróleo.

### 1.2. Preços *Henry Hub*

A evolução da comercialização de GNL na direção de uma contratação mais flexível e o aumento de transações nos mercados spot vêm transformando, de forma significativa, o mercado de gás natural, podendo, inclusive, modificar a histórica correlação de preços entre os mercados de gás natural e de petróleo no futuro.

Para a projeção de preços de gás natural no *Henry Hub*, a partir dos preços do petróleo *Brent*, foi estabelecida uma correlação para o preço de gás natural utilizando uma regressão linear entre os preços do gás registrados no *Henry Hub* e o petróleo *Brent*. Para a realização desta correlação, utilizou-se a média mensal do preço do gás no *Henry Hub*, em US\$/M Btu<sup>1</sup>, fornecida pelo *Platts*, compreendendo o período de janeiro de 1996 a maio de

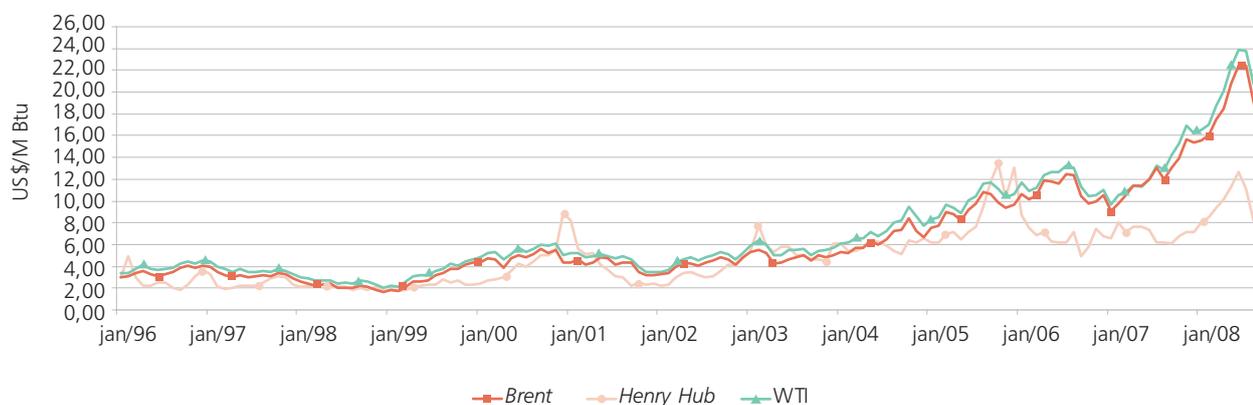
<sup>1</sup> Milhões de Btu

2007 (corrigidos para preços de maio de 2007) e a média mensal de petróleo *Brent*, em US\$/M Btu, fornecido pelo *Platts*, compreendendo igual período (corrigidos para preços de maio de 2007).

No Gráfico 1 é apresentado o histórico de preços de gás do *Henry Hub* e do petróleo *Brent* e petróleo WTI.

Gráfico 1 – Preços de Commodities

Histórico Preços *Henry Hub* x Petróleo (*Brent* e WTI)



Fonte: EPE, a partir de dados do *Platts*.

Utilizando-se essa correlação, foram calculadas as previsões das projeções de preços<sup>2</sup> de gás natural (*Henry Hub*) relacionados aos preços de petróleo tipo *Brent* usado como referência no Brasil e detalhado no Cap. V; e apresentados na Tabela 1.

Tabela 1-Previsões do *Henry Hub* (moeda maio 2007)

Ano	<i>Brent</i> (US\$/bbl)	<i>Henry Hub</i> (US\$/MBtu)
2008	102,26	9,38*
2009	97,70	9,53
2010	90,19	9,03
2011	87,05	8,81
2012	84,54	8,64
2013	81,90	8,45
2014	79,40	8,28
2015	77,37	8,13
2016	75,78	8,02
2017	74,61	7,94

\* valor médio realizado até outubro

### 1.3. Preços de Gás Importado no Brasil via GNL

Para a estimação do preço do gás natural importado no Brasil, via GNL, considerou-se o conceito de *netback*<sup>3</sup> para a definição do preço do GNL na origem (planta de liquefação). Os preços de GNL estimados para a Bacia do Atlântico para o ano de 2010<sup>4</sup>, por exemplo, estão apresentados na Tabela 2, onde se pode observar que, a princípio, em função exclusivamente do preço final<sup>5</sup>, a melhor opção como fonte seria a Nigéria.

<sup>2</sup> As estimativas de preços devem ser interpretadas como representativas dos valores médios nos anos.

<sup>3</sup> A partir do preço referencial do *Henry Hub*, são deduzidos os custos de transporte em gasoduto nos EUA (do ponto de desembarque do GNL até o ponto geográfico do *Henry Hub*), os custos de regaseificação para inserção do GNL na rede de gasodutos e os custos de frete (transporte marítimo entre os EUA e a fonte do GNL), obtendo-se, portanto, os valores de preços de GNL na fonte. A partir deste preço na fonte, são adicionados os custos de frete da fonte para o destino, os custos de regaseificação e os custos de transporte em gasodutos do destino, gerando-se, finalmente, os preços de gás natural no destino.

<sup>4</sup> É utilizada a estimativa de preços para um ano no médio-prazo – no caso presente, a do ano de 2010 – com o intuito de se evitar uma estimativa de preços para o curto-prazo influenciada por eventuais oscilações de preços atuais.

<sup>5</sup> Evidentemente, trata-se de um preço final teórico, visto que o preço final real será consequência de negociações e condições contratuais que venham a ser efetivamente firmadas.

Tabela 2 – Cálculo *netback* de preços de GNL (em 2010) – Bacia do Atlântico (moeda maio 2007)

Valores (US\$/MBtu)	Fonte		
	Trinidad y Tobago	Nigéria	Argélia
<b>Preço Henry Hub (EUA)</b>	<b>9,03</b>	<b>9,03</b>	<b>9,03</b>
Custo transporte em gasoduto (EUA)	0,10	0,10	0,10
Custo regaseificação	0,60	0,60	0,60
Custo frete (EUA - fonte)	0,38	0,98	0,84
Preço GNL na fonte	7,95	7,35	7,49
<b>Nordeste</b>			
Custo frete (opção considerada - NE)	0,28	0,44	0,56
Custo regaseificação NE	0,72	0,72	0,72
Custo transporte em gasoduto (NE)	0,45	0,45	0,45
Preço de GNL internalizado - NE	9,40	8,96	9,22
<b>Sudeste</b>			
Custo frete (opção considerada - SE)	0,52	0,55	0,75
Custo regaseificação SE	0,69	0,69	0,69
Custo transporte malha gasoduto (SE)	0,25	0,25	0,25
Preço de GNL internalizado - SE	9,41	8,84	9,18

A Tabela 3 apresenta as estimativas de preços de gás natural via GNL, para as Regiões Nordeste e Sudeste, para o período entre 2008 e 2017. Os preços foram calculados considerando-se a Nigéria como a fonte de GNL por ter apresentado o menor preço entre os possíveis fornecedores estudados.

Tabela 3 – Estimativas de preços de gás natural, via GNL (moeda maio 2007)

Ano	Brent (US\$/bbl)	HH (US\$/MBtu)	Nigéria (US\$/MBtu)	Nordeste (US\$/MBtu)	Sudeste (US\$/MBtu)
2008	102,26	9,38*	7,70	9,31	9,19
2009	97,70	9,53	7,85	9,46	9,34
2010	90,19	9,03	7,35	8,96	8,84
2011	87,05	8,81	7,13	8,74	8,62
2012	84,54	8,64	6,96	8,57	8,45
2013	81,90	8,45	6,77	8,38	8,26
2014	79,40	8,28	6,60	8,21	8,09
2015	77,37	8,13	6,45	8,06	7,94
2016	75,78	8,02	6,34	7,95	7,83
2017	74,61	7,94	6,26	7,87	7,75

\* valor médio realizado até outubro

#### 1.4. Competitividade do Gás Natural no Brasil

A necessidade de importação de gás natural para o atendimento da demanda doméstica esperada (termelétrica e não termelétrica) no decênio em estudo, está corroborada pela decisão da implantação dos dois primeiros terminais em Pecém (CE) e Baía de Guanabara (RJ), além da visualização da necessidade de um terceiro e um quarto terminal, com localizações ainda por definir.

A oferta de gás natural, segundo sua fonte, é classificada em: (i) gás de produção nacional; (ii) gás importado boliviano; (iii) gás importado via GNL (no Nordeste e no Sudeste). Quantidades complementares de gás, para atendimento de eventuais desequilíbrios entre a demanda e oferta de gás, serão consideradas supridas por importação via GNL<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> Os volumes de importação de gás via GNL, neste decênio, estarão sujeitos a variações que dependerão dos resultados das ofertas oriundas das novas descobertas do pré-sal e dos ritmos possíveis das instalações destes sistemas de produção.

O mercado de gás natural no Brasil vem observando um grande crescimento nos últimos anos, influenciado por vários fatores, entre eles, a competitividade do gás frente aos energéticos substitutos.

Entre os energéticos substitutos, o óleo combustível de alto teor de enxofre (OC ATE) é o referencial para a determinação da relação de competitividade de preços com o gás natural<sup>7</sup>. Foram elaboradas projeções de preços de OC ATE (ex refinaria) em conformidade com a curva de correlação entre os valores de óleo combustível e de petróleo *Brent*. Para a realização desta correlação, utilizou-se a média mensal do preço do OC ATE, em US\$/bbl, fornecido pelo *Platts*, compreendendo o período de agosto de 1998 a maio de 2007 (corrigidos para preços de maio de 2007) e a média mensal de petróleo *Brent*, em US\$/bbl, fornecido pelo *Platts*, compreendendo igual período (corrigidos para preços de maio de 2007).

Em decorrência de sinalizações do mercado e da Petrobras, foi considerada uma relação de competitividade de 100% entre o gás natural (no citygate) e o óleo combustível (ex refinaria), seu principal energético substituto.

A inclusão de novos suprimentos com custos, historicamente, superiores aos praticados no país resultará em uma elevação do preço de gás natural para o mercado interno, de forma que sua competitividade, frente aos outros derivados líquidos, deverá ser afetada em relação às condições atuais, o que certamente resultará em menores crescimentos desta demanda.

## 1.5. Projeção de Preços

### 1.5.1. Projeção dos Preços de Gás Natural de Origem Importada via GNL sob a hipótese de competitividade GN / OC ATE de 100%

Considerada a relação de competitividade de 100% entre os preços de gás natural nos citygates e o OC ATE (ex refinaria) (internalizado), calcularam-se os preços de gás natural que atendem a esta relação, estabelecendo-se um escalonamento linear de competitividade entre 2008 e 2012, ano em que a relação de competitividade efetivamente alcança o valor de 100%, obtendo-se os valores apresentados na Tabela 4.

Tabela 4 – Projeção de Preços do Gás Natural – Hipótese de Competitividade de 100% (US\$ maio 2007)

Ano	<i>Brent</i> (US\$/bbl)	<i>Henry Hub</i> (US\$/MBtu)	OC (ATE) (US\$/MBtu)	GN ( 100% OC ) (US\$/MBtu)
2008	102,26	9,38	11,08	8,20*
2009	97,70	9,53	10,68	8,60
2010	90,19	9,03	10,01	8,71
2011	87,05	8,81	9,73	9,10
2012	84,54	8,64	9,51	9,51
2013	81,90	8,45	9,27	9,27
2014	79,40	8,28	9,04	9,04
2015	77,37	8,13	8,86	8,86
2016	75,78	8,02	8,71	8,71
2017	74,61	7,94	8,61	8,61

\*média estimada de preços de gás praticados no Brasil

### 1.5.2. Perspectivas de Gás Natural de Origem Boliviana

Utilizando-se curvas de correlação entre o petróleo *Brent* e os óleos combustíveis componentes da fórmula de cálculo de preços de gás natural de origem boliviana, calcularam-se as projeções de preços de gás natural<sup>8</sup>, apresentados na Tabela 5.

<sup>7</sup> O óleo combustível é o energético substituto mais utilizado para os segmentos industrial de geração elétrica, os mais importantes em termos de volumes de gás natural, o que havia sido ratificado por grupo de trabalho para a determinação de projeções de demandas, em 2006, formado por representantes da EPE, Petrobras, IBP, ABEGÁS, ABRAGET e Companhias Distribuidoras de Gás Canalizado.

<sup>8</sup> Os preços de gás apresentados representam o somatório das parcelas de commodity e de transporte, não incluem impostos (PIS/COFINS e ICMS) e referem-se aos preços nos city gates (para a formação do preço final ao consumidor deve-se acrescentar as margens de distribuição).

Tabela 5 – Estimativa de Preços de Gás de Origem Boliviana (moeda maio 2007)

Ano	Brent (US\$/bbl)	Gás (US\$/MBtu)
2008	102,26	7,41*
2009	97,70	8,06
2010	90,19	7,68
2011	87,05	7,35
2012	84,54	7,18
2013	81,90	7,02
2014	79,40	6,86
2015	77,37	6,72
2016	75,78	6,61
2017	74,61	6,53

\*média de valores realizados nos 3 primeiros trimestres

## 2. Expansão da Oferta de Gás Natural

### 2.1. Introdução

A estimativa de oferta futura de gás natural no Brasil, para o período 2008/2017, decorre das previsões de produção nacional dos campos (descobertos, contingentes e novas descobertas) e das importações via gasodutos e via GNL.

Ressalta-se que, mesmo as previsões de produção dos campos descobertos ainda possuem características de incertezas, devido à incorporação de volumes vinculados às reservas ainda não provadas. Estes volumes podem ser superiores ou inferiores às estimativas atuais, e também devido aos cronogramas de implantação dos novos sistemas de produção sujeitos a modificações, notadamente os projetos de grande impacto, como os campos das novas áreas nos Estados do Espírito Santo, Rio de Janeiro e São Paulo.

A oferta de gás importado via gasodutos refere-se à importação de gás da Bolívia e eventualmente da Argentina para o atendimento da termelétrica de Uruguaiana - RS. Já a oferta via GNL, refere-se aos projetos de importação de gás para as Regiões Nordeste e Sudeste do país, sendo que dois deles já estão definidos (Ceará e Rio de Janeiro) e outros dois em vias de definição.

### 2.2. Metodologia

A partir das previsões de produção de gás associado e gás não associado dos campos descobertos e de novas descobertas, foram determinados os volumes de oferta mediante a aplicação de índices médios de disponibilidade sobre a produção. Estes índices foram obtidos com base nos históricos dos volumes de gás natural utilizados nas seguintes atividades:

- Consumo no processo produtivo de petróleo e gás natural;
- Injeção em projetos de recuperação secundária do petróleo;
- Absorção via transformação em líquidos nas UPGNs;
- Queima (gás não aproveitado);
- Compensações de inertes (N<sub>2</sub> e CO<sub>2</sub>).

Desta forma, a oferta a que se refere este plano são os volumes de gás disponibilizados nos "pontos de oferta" significando a diferença entre a produção bruta, subtraída das cinco parcelas listadas anteriormente. Para a determinação destes índices foram diferenciados os campos de gás associado e não associado, localizados em terra ou no mar.

### 2.3. Capacidade de Oferta de Gás Natural Nacional e Importado

Os volumes anuais de oferta de gás natural no Brasil foram calculados a partir das previsões de produção dos campos descobertos com reservas definidas, das estimativas dos campos em fase de avaliação (recursos contingentes) e das perspectivas da produção proveniente de novas descobertas, agrupadas nos denominados “pontos de oferta”.

Em cada estado haverá tantos “pontos de oferta” quantas forem as unidades ou grupos de unidades de processamento de gás natural. Mais precisamente, as estimativas de ofertas consideraram os seguintes pontos de ofertas de gás natural ao mercado: Urucu e Silves (futuro) no Amazonas; Lubnor no Ceará; Guamaré no Rio Grande do Norte; Pilar em Alagoas; Carmópolis e Atalaia em Sergipe; Catu, Candeias e São Francisco na Bahia; Lagoa Parda, Cacimbas e Ubu no Espírito Santo; Cabiúnas no Rio de Janeiro e Merluza e Caraguatatuba em São Paulo.

As Tabelas 6, 7 e 8 apresentam, respectivamente, a previsão de oferta de gás natural referente aos campos já descobertos<sup>9</sup>; a previsão de oferta referente às novas descobertas; e a previsão de importação de gás, via gasodutos da Bolívia e via GNL. A importação via GNL foi considerada neste plano em 2009 para o Nordeste (Pecém)<sup>10</sup> e para o Sudeste (Rio de Janeiro).

**Tabela 6 – Capacidade da oferta nacional de gás natural – Campos descobertos (milhões de m<sup>3</sup>/dia)**

Regiões	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Norte		6,7	6,3	6,7	6,7	6,8	6,7	9,4	9,0	9,0
Nordeste	10,3	12,6	12,1	11,6	11,0	10,4	9,6	8,8	8,6	8,4
S-SE-CO	20,3	29,9	47,6	49,9	53,9	58,4	62,2	63,9	65,2	66,5
• Descobertos	20,3	29,9	47,5	48,4	50,5	52,3	53,4	52,3	50,9	49,5
• Contingentes			0,1	1,5	3,4	6,1	8,9	11,6	14,3	17,0
<b>Total Brasil</b>	<b>30,6</b>	<b>49,2</b>	<b>66,0</b>	<b>68,2</b>	<b>71,6</b>	<b>75,6</b>	<b>78,5</b>	<b>82,1</b>	<b>82,8</b>	<b>83,9</b>

\*Os subtotais apresentados nas regiões S-SE-CO se justificam pela ocorrência de recursos contingentes. Nas regiões N e NE todos os recursos reportados são descobertos.

**Tabela 7 – Capacidade da oferta nacional de gás natural – Novas Descobertas (milhões de m<sup>3</sup>/dia)**

Regiões	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Norte	-	-	-	-	-	-	0,0	0,1	0,1	0,1
Nordeste	-	-	-	-	-	-	2,1	6,2	9,4	10,4
S-SE-CO	-	-	-	-	-	-	6,2	12,4	15,5	15,5
<b>Total Brasil</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>8,3</b>	<b>18,7</b>	<b>25,0</b>	<b>26,0</b>

**Tabela 8 – Capacidade de oferta de gás natural – Importado (milhões de m<sup>3</sup>/dia)<sup>11</sup>**

Origem	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Gasodutos – S-SE-CO	29,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1	30,1
GNL - Nordeste	-	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
GNL – S-SE-CO	-	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0	14,0
GNL - Novos	-	-	-	-	-	11,0	11,0	15,0	15,0	15,0
<b>Total Brasil</b>	<b>29,1</b>	<b>50,1</b>	<b>50,1</b>	<b>50,1</b>	<b>50,1</b>	<b>61,1</b>	<b>61,1</b>	<b>65,1</b>	<b>65,1</b>	<b>65,1</b>

<sup>9</sup> Inclui campos em avaliação e piloto de Tupi (Recursos contingentes)

<sup>10</sup> O sistema de Pecém encontra-se em fase de pré-operação.

<sup>11</sup> Considerado um terminal novo no sudeste (11,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia) e outro no nordeste (4,0 milhões de m<sup>3</sup>/dia).

Os Gráficos 2, 3, 4 e 5 apresentam as ofertas de gás natural consideradas para as regiões Norte, Nordeste, Sul/Sudeste/Centro-Oeste e para a Malha Integrada do Brasil que exclui a Região Norte.

Gráfico 2 – Capacidade de Oferta Total da Região Norte<sup>12</sup>

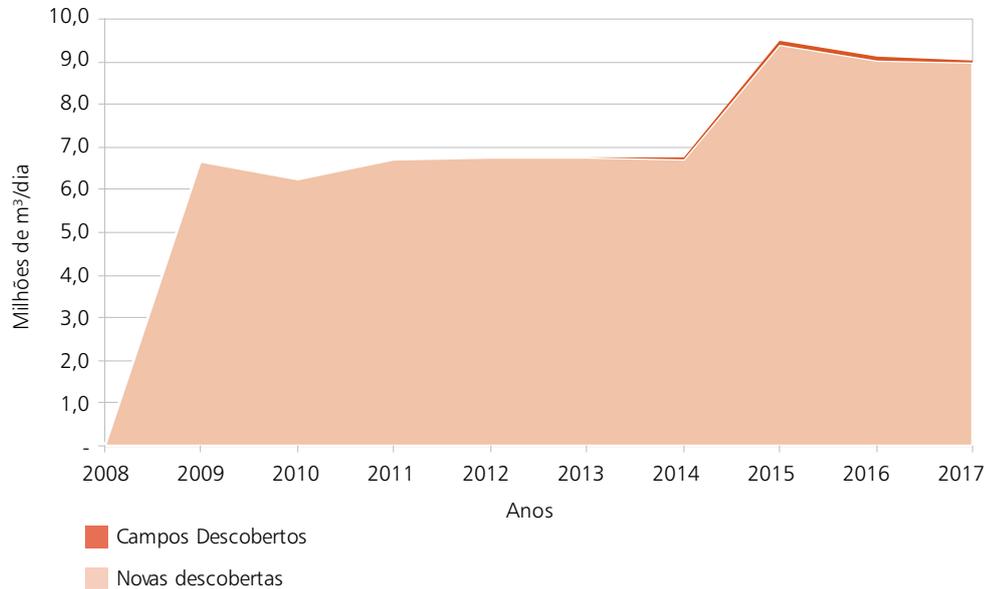
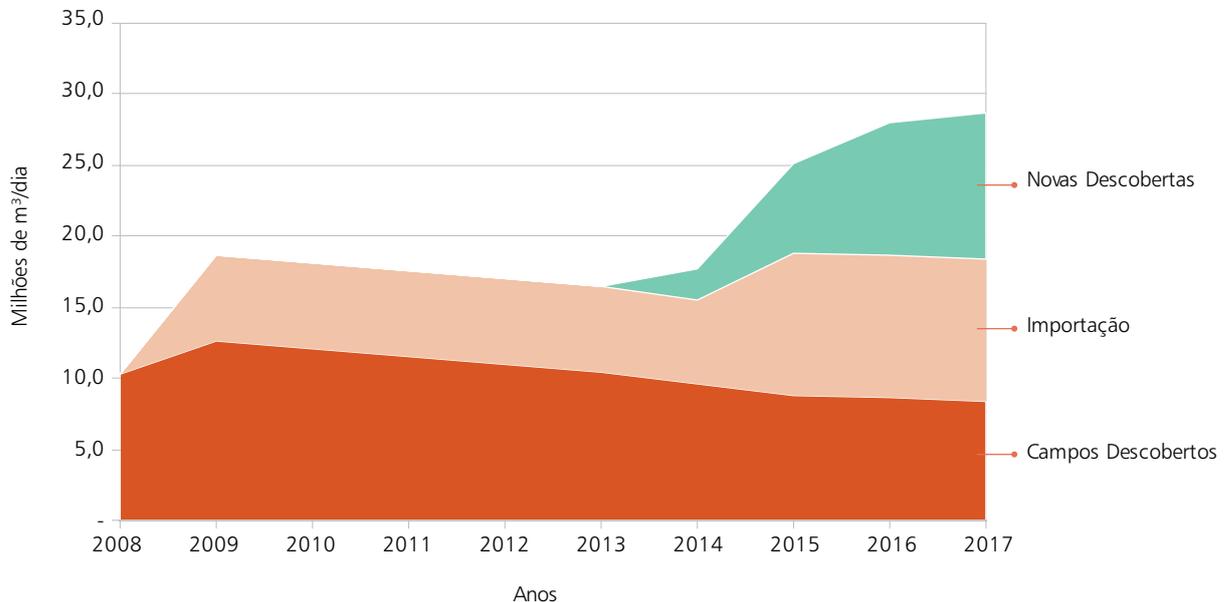
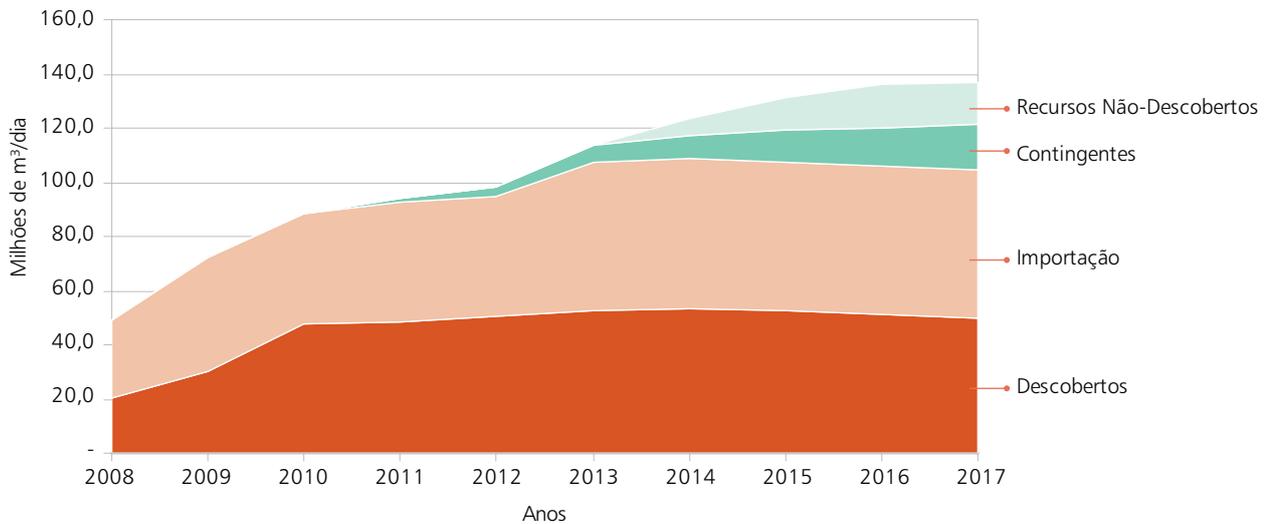
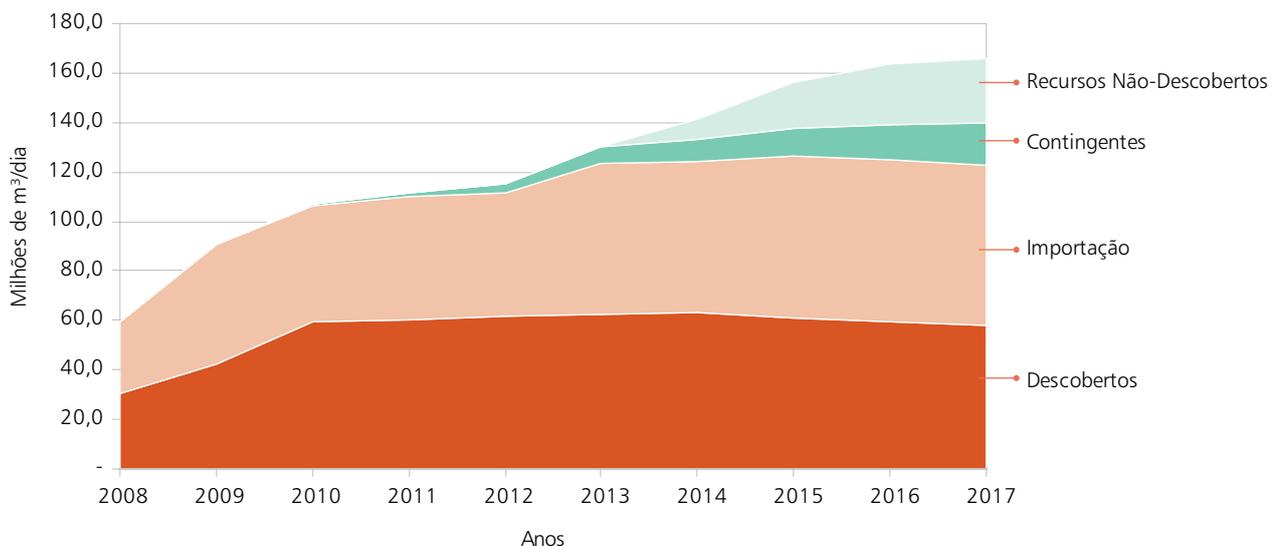


Gráfico 3 – Capacidade de Oferta Total da Região Nordeste



<sup>12</sup> A oferta de gás natural no Estado do Amazonas representa o potencial, em Urucu, que inclui os campos de gás não associado já considerando a redução equivalente ao teor de inertes. Este perfil de oferta é passível de alterações em função da política da empresa operadora diante do comportamento do mercado a ser atendido, ao longo do decênio e do requerimento de estações de recompressão para o aumento da capacidade do gasoduto.

Gráfico 4 – Capacidade de Oferta Total das Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste

Gráfico 5 – Capacidade de Oferta Total Brasil<sup>13</sup> (Malha Integrada)

### 3. Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural

Nos últimos anos, o gás natural vem tendo uma participação crescente na matriz energética brasileira. As perspectivas para os próximos anos indicam que esta participação será ainda maior. A entrada de novas áreas produtoras e a necessidade de atender o crescimento das demandas, tanto as não termelétricas quanto as termelétricas, resultará num aumento dos volumes produzidos, importados, transportados e comercializados de gás natural por todo o país.

Para tal é necessário que a infraestrutura de transporte seja suficiente para a necessária movimentação do gás natural desde a fonte produtora até os mercados consumidores de forma otimizada e confiável.

Para que seja possível a proposição de soluções para a ampliação da infraestrutura de transporte de gás natural no Brasil são primordiais que estejam bem definidos e quantificados os possíveis desequilíbrios entre oferta

<sup>13</sup> Exclui região Norte

e demanda em cada uma das regiões brasileiras, para a avaliação das necessidades específicas de ampliações no sistema de transporte em cada área.

Destaca-se que os balanços de oferta e demanda de gás natural apresentados neste plano consideram o Termo de Compromisso firmado entre a Petrobras e a ANEEL, em 04/05/2007. Este termo prevê um nível mínimo de atendimento garantido, até meados de 2012, no fornecimento de gás natural para as termelétricas com contratos e os dois últimos leilões com a previsão de entrada de seis novas térmicas a gás natural em 2011 e 2013.

Com este propósito serão apresentados, nas seções que se seguem, os balanços de gás natural das três grandes regiões brasileiras com suas respectivas previsões de ofertas e demandas. São elas: Região Norte, Região Nordeste e o agrupamento das Regiões Sudeste, Sul e Centro Oeste. As demandas não-termelétricas englobam as demandas das distribuidoras e o consumo do sistema Petrobras no segmento *downstream* e as demandas termelétricas englobam as térmicas a gás e as térmicas bicombustíveis. No balanço final do Brasil, que considera as malhas integradas (exclui a Região Norte), é feita a consideração do atendimento de novas térmicas, denominadas de "indicativas", que na hipótese considerada como factível, adicionaria mais 5.500 MW até 2017.

Vale destacar a importância de serem observados, em separado, os balanços de gás natural da Região Nordeste e das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste, pelo fato da interligação entre essas redes de transporte ainda não estar plenamente concluída<sup>14</sup>. Esta consideração permitirá visualizar a importância da movimentação de gás entre estas regiões.

Por outro lado, optou-se por analisar as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste em conjunto pelo fato da malha de gasoduto de transporte destas regiões apresentar um grau mais elevado de integração, permitindo a movimentação de gás entre elas, apesar dos limites restritivos atuais para a Região Sul. Excluíram-se também deste conjunto os sistemas isolados de importação de gás para as termelétricas de Uruguaiana e Cuiabá por tratar-se, até então, de importação de cunho específico e com sistemas de fornecimento isolados.

Será apresentado um balanço independente para a Região Norte por ser um sistema isolado e não possuir interligação com o restante da rede de transporte de gás natural.

Ao final da seção, é apresentado o balanço consolidado de gás natural brasileiro elaborado a partir dos dados constantes dos cenários de ofertas e demandas previstos para as três regiões integradas anteriormente estudadas.

### 3.1. Estados da Região Norte

Na Região Norte, a oferta de gás está condicionada ao término da construção do sistema de transporte desde as áreas produtoras até Manaus<sup>15</sup>. A maior parcela do volume ofertado será proveniente da Bacia do Solimões (Pólo de Urucu e área do Juruá), cuja destinação será o atendimento, principalmente, do mercado de Manaus (Tabela 9). Ressalte-se que a ocorrência de áreas e campos de gás não associado nesta região permite que a oferta tenha uma flexibilidade (vazão x tempo) ao longo do período analisado, podendo ser ajustada à medida que a demanda for ocorrendo ou de acordo com os prazos contratuais.

Tabela 9 – Região Norte: Projeção da oferta de gás natural por origem (mil m<sup>3</sup>/dia).

Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Oferta Regional Líquida	0	6.663	6.256	6.728	6.744	6.752	6.734	9.415	9.045	8.973
Importação	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Novas Descobertas	0	0	0	0	0	0	29	57	71	72
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>6.663</b>	<b>6.256</b>	<b>6.728</b>	<b>6.744</b>	<b>6.752</b>	<b>6.763</b>	<b>9.472</b>	<b>9.116</b>	<b>9.045</b>

Adicionalmente, a Região Norte apresenta um potencial complementar localizado e isolado de produção na área de Silves (campos de Azulão e Japim)<sup>16</sup>.

<sup>14</sup> A conclusão do Gasene está prevista para 2010.

<sup>15</sup> Atualmente, grande parte do gás processado em Urucu é reinjetada nas jazidas, em consequência da inexistência da infraestrutura de transporte para escoamento da produção até os mercados consumidores, condição esta que será solucionada a partir do ano de 2009, quando se completará a ligação Coari-Manaus.

<sup>16</sup> Quanto ao potencial de produção de gás da área de Silves, já existe outorga na ANEEL para a construção de uma usina termelétrica de 169 MW a gás natural, na modalidade de Produtor Independente de Energia (PIE) (Banco de informação de geração, [www.aneel.gov.br](http://www.aneel.gov.br)).

Com relação à demanda da Região Norte espera-se também o início do atendimento do mercado não termelétrico por parte da Companhia Distribuidora local – CIGAS, após a construção de redes de distribuição visando à utilização do gás natural para fins comerciais em Manaus. A Tabela 10 mostra as previsões de demanda total incluindo a demanda termelétrica e a não termelétrica.

Tabela 10 – Região Norte: Projeção da demanda de gás natural por origem (mil m<sup>3</sup>/dia)

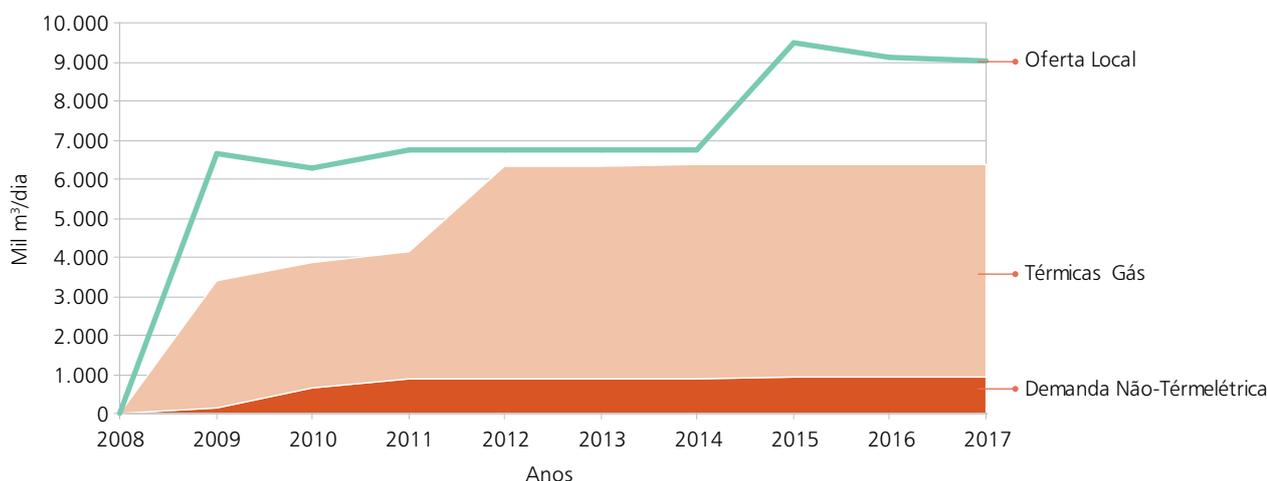
Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Não-Termelétrica	0	141	629	881	895	899	905	910	913	913
Termelétrica Total	0	3.247	3.247	3.247	5.445	5.445	5.445	5.445	5.445	5.445
<b>Total</b>	<b>0</b>	<b>3.388</b>	<b>3.876</b>	<b>4.128</b>	<b>6.340</b>	<b>6.344</b>	<b>6.350</b>	<b>6.355</b>	<b>6.358</b>	<b>6.358</b>

O Balanço da Região Norte (Tabela 11 e Gráfico 6) mostra que a mesma possui oferta capaz de atender plenamente a demanda projetada. A principal dificuldade que se impunha ao aproveitamento destas reservas era o isolamento das áreas produtoras e consumidoras, cuja solução se dá com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

Tabela 11 – Região Norte: Projeção do Balanço de Gás Natural (mil m<sup>3</sup>/dia)

Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Oferta Total	0	6.663	6.256	6.728	6.744	6.752	6.762	9.472	9.116	9.045
Demanda Total	0	3.388	3.876	4.128	6.340	6.344	6.350	6.355	6.358	6.358
<b>Saldo</b>	<b>0</b>	<b>3.275</b>	<b>2.380</b>	<b>2.600</b>	<b>404</b>	<b>408</b>	<b>412</b>	<b>3.117</b>	<b>2.758</b>	<b>2.687</b>

Gráfico 6 – Região Norte: Projeção do Balanço de Gás Natural



### 3.2. Estados da Região Nordeste

Observando o comportamento da previsão de oferta de gás na Região Nordeste, verifica-se uma queda gradual no referido período. O início da produção do campo de Manati foi um evento de relevância que elevou consideravelmente os níveis de oferta da região no curto prazo. Entretanto, constata-se que após este fato, a oferta dos campos descobertos na região mantém tendência declinante natural, mantida no restante do decênio, como pode ser visto na Tabela 12.

Esta tendência poderá ser revertida dependendo da concretização da expectativa de oferta proveniente de novas descobertas a partir de 2014. Caso as previsões das novas descobertas não se confirmem, a importação de

gás via GNL será uma alternativa para a manutenção dos níveis de oferta para a região, o que ainda propiciará maior flexibilidade de atendimento ao mercado termelétrico local.

Tabela 12 – Região Nordeste: Projeção da oferta de gás natural por origem (mil m<sup>3</sup>/dia)

Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Oferta Regional Líquida	10.319	12.599	12.080	11.576	10.973	10.425	9.576	8.847	8.606	8.351
Importação	0	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	6.000	10.000	10.000	10.000
Novas Descobertas	0	0	0	0	0	0	2.073	6.233	9.356	10.399
<b>Total</b>	<b>10.319</b>	<b>18.599</b>	<b>18.080</b>	<b>17.576</b>	<b>16.973</b>	<b>16.425</b>	<b>17.649</b>	<b>25.080</b>	<b>27.962</b>	<b>28.750</b>

Pelo lado da demanda há uma tendência de expressivo aumento, tanto no segmento termelétrico quanto no não-termelétrico, como apresentado na Tabela 13.

No aumento da demanda de gás natural no segmento termelétrico, destaca-se a entrada em operação da Termoauçu, no Rio Grande do Norte ocorrida em 2008 e de refinaria do Nordeste em 2013.

Tabela 13 – Região Nordeste: Projeção da demanda de gás natural por origem (mil m<sup>3</sup>/dia)

Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Não-Termelétrica	8.615	12.079	14.955	16.351	18.448	22.629	23.230	24.172	24.442	24.622
Termelétrica Total	1.704	8.637	8.637	10.131	10.131	14.250	14.250	14.250	14.250	14.250
<b>Total</b>	<b>10.319</b>	<b>20.716</b>	<b>23.592</b>	<b>26.482</b>	<b>28.579</b>	<b>36.879</b>	<b>37.480</b>	<b>38.422</b>	<b>38.692</b>	<b>38.872</b>

A Tabela 14 mostra a projeção do balanço regional de gás natural da Região Nordeste, confrontando-se com as previsões de ofertas e demandas anteriormente comentadas.

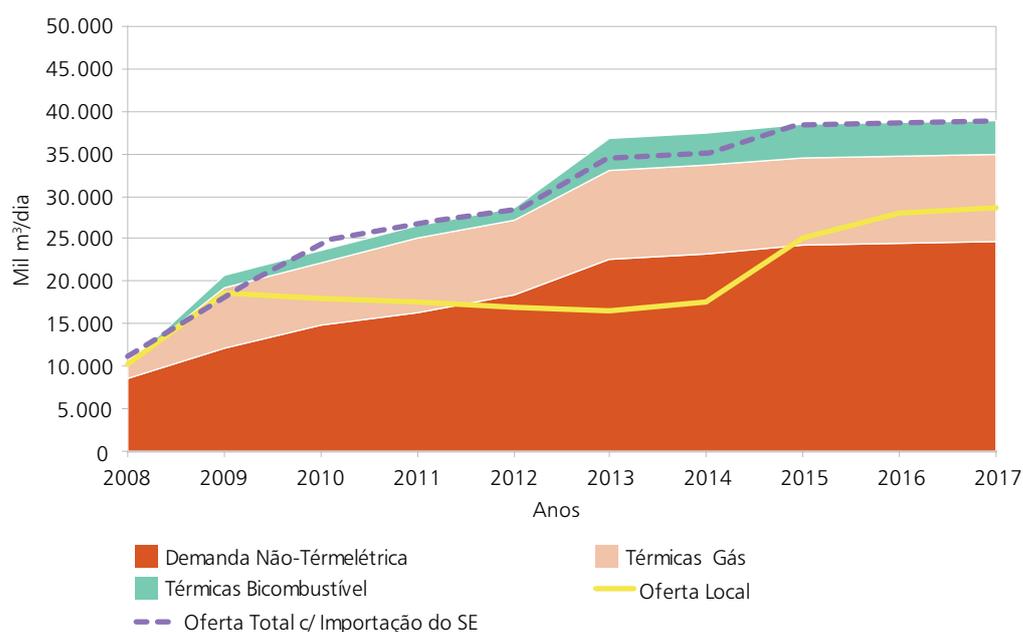
Tabela 14 – Região Nordeste: Projeção do Balanço de Gás Natural (mil m<sup>3</sup>/dia)

Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Oferta Total	10.319	18.599	18.080	17.576	16.973	16.425	17.649	25.080	27.962	28.750
Demanda Total	10.319	20.716	23.592	26.482	28.579	36.879	37.480	38.422	38.692	38.872
<b>Saldo</b>	<b>0,0</b>	<b>(2.117)</b>	<b>(5.512)</b>	<b>(8.906)</b>	<b>(11.606)</b>	<b>(20.454)</b>	<b>(19.831)</b>	<b>(13.342)</b>	<b>(10.730)</b>	<b>(10.122)</b>

Durante todo o período, observa-se no Nordeste a necessidade adicional de gás natural em função da tendência de crescimento da demanda principalmente não termelétrica. O balanço negativo no ano de 2009 significa que as térmicas bicombustíveis, se necessário, operarão a óleo e não a gás. Já a partir de 2010 a necessidade adicional do nordeste será atendida pelo sudeste via Gasene e complementarmente pela importação adicional de GNL.

O Gráfico 7 mostra que o balanço de gás natural da Região Nordeste estará atendido, desde que as térmicas bicombustíveis Eletrobolt, Santa Cruz, Campos e Willian Arjona operem com o combustível alternativo e não a gás, em 2013. Neste mesmo período, as térmicas bicombustíveis da Região Nordeste Camaçari e/ou Fortaleza devem operar com combustível alternativo.

Gráfico 7 – Região Nordeste: Projeção do Balanço de Gás Natural



Nota: O ano 2008 indica a estimativa de realização, enquanto os demais indicam os valores potenciais.

### 3.3. Estados das Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste

Do ponto de vista da oferta, é importante destacar o aumento da produção de gás das Bacias de Campos, do Espírito Santo e de Santos, os quais, além de abastecer a Região Sudeste, atenderão às necessidades da Região Sul e Região Nordeste, após a conclusão do Gasene.

Outro destaque do próximo decênio será a complementação da oferta interna da região com o início da operação do terminal de importação de GNL, já definido, na Baía de Guanabara, no Rio de Janeiro, o que complementar e propiciará maior segurança e flexibilidade ao abastecimento da região.

É importante ressaltar que o presente plano considera que a importação de gás natural da Bolívia será mantida nas condições contratuais atuais do Gasbol, de 30,1 milhões de m³/dia ao longo de todo o período analisado.

Na Tabela 15 são apresentadas as projeções da oferta total de gás natural no período decenal para as Regiões Sudeste, Sul e Centro-Oeste.

Tabela 15 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção da oferta de gás natural por origem (mil m³/dia)

Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Oferta Regional Líquida	20.292	29.917	47.568	49.877	53.896	58.428	62.220	63.889	65.202	66.511
Importação - Gasbol	29.100	30.100	30.100	30.100	30.100	30.100	30.100	30.100	30.100	30.100
Importação - GNL	0	14.000	14.000	14.000	14.000	25.000	25.000	25.000	25.000	25.000
Novas Descobertas	0	0	0	0	0	0	6.217	12.433	15.542	15.542
<b>Total</b>	<b>49.392</b>	<b>74.017</b>	<b>91.668</b>	<b>93.977</b>	<b>97.996</b>	<b>113.528</b>	<b>123.536</b>	<b>131.423</b>	<b>135.843</b>	<b>137.153</b>

Ressalta-se que uma parcela da oferta proveniente da Bacia do Espírito Santo estará limitada até que as interligações das malhas de transporte do sudeste estejam integralmente concluídas. Estas condições de transporte só estarão atendidas após a ampliação da ligação entre Cabiúnas e a Refinaria Duque de Caxias – Reduc.

Com relação à demanda (Tabela 16) o destaque é a elevação do consumo previsto para Regiões Sudeste e Sul devido à ampliação tanto da demanda termelétrica quanto da não termelétrica. Neste contexto, são de grande relevância a inclusão do consumo de gás para o Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro (Comperj), em Itaboraí, a partir do ano de 2012; os aumentos das demandas de gás na Reduc ditado pelos novos projetos no refino com uso do gás natural e a previsão da implantação de duas novas unidades de fertilizantes em 2013 e 2015.

Tabela 16 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção de demanda por origem (mil m<sup>3</sup>/dia)

Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Não-Termelétrica	35.560	43.671	49.057	53.870	59.542	64.826	67.471	70.781	70.348	70.013
Termelétricas	13.832	20.238	23.311	24.535	24.537	37.455	38.555	38.555	38.555	38.555
<b>Total</b>	<b>49.392</b>	<b>63.909</b>	<b>72.368</b>	<b>78.405</b>	<b>84.079</b>	<b>102.281</b>	<b>106.026</b>	<b>109.336</b>	<b>108.903</b>	<b>108.568</b>

O sistema de oferta apresentará forte crescimento até 2017 em função da entrada das novas unidades de produção de petróleo e gás nas Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos e da instalação do terminal de GNL no Rio de Janeiro. O progresso das informações geológicas das áreas do pré-sal nas Bacias do Espírito Santo, Campos e Santos, além dos campos considerados recursos contingentes, poderá alterar o quadro de oferta destas áreas.

Após a conclusão das obras de infraestrutura que interligarão o Espírito Santo ao restante da malha nacional de gasodutos, este estado deverá se tornar um dos principais fornecedores de gás natural para o restante do país uma vez que possui uma previsão de produção de gás muito superior à demanda local projetada.

A oferta de gás das Bacias de Campos e de Santos, como já foi constatada, apresentará aumentos significativos no decênio. Contudo, observa-se que nos estados próximos a estas bacias haverá também um significativo crescimento da demanda que absorverá grande parte da oferta adicional delas proveniente.

Observa-se ainda que, nos próximos dez anos, a importação de gás natural da Bolívia manterá sua importância no cenário nacional, pois continuará sendo uma alternativa para o fornecimento de gás às regiões que apresentam limitação na oferta, como por exemplo, a Região Sul.

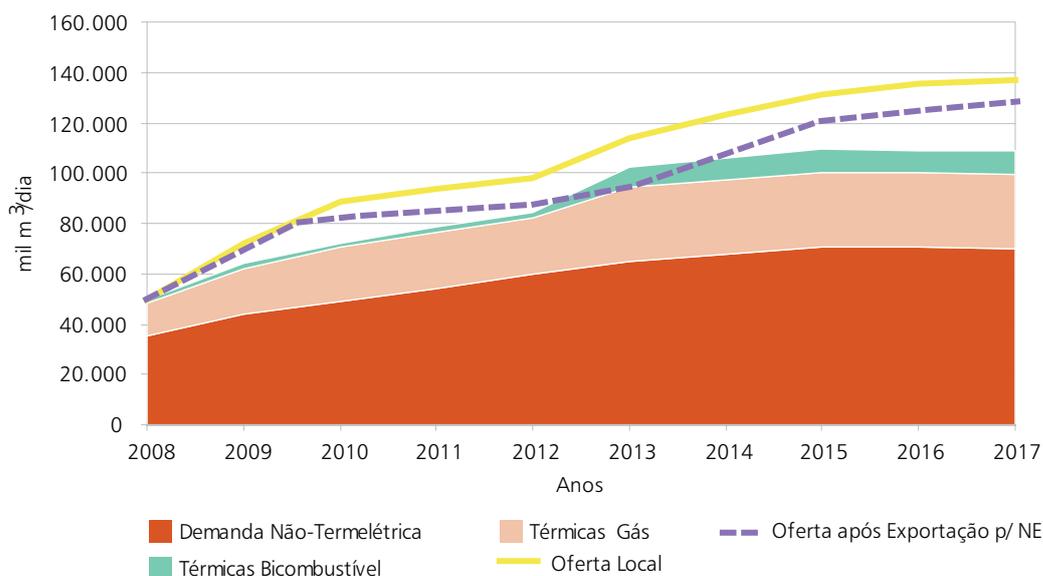
A Tabela 17 mostra a projeção do balanço regional de gás natural da Região Sudeste, Sul e Centro-Oeste, confrontando-se com as previsões de ofertas e demandas anteriormente comentadas.

Tabela 17 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção do Balanço de gás natural (mil m<sup>3</sup>/dia)

Descrição	Período									
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Oferta	49.392	74.017	91.668	93.977	97.996	113.528	123.536	131.423	135.843	137.153
Demanda	49.392	63.909	72.368	78.405	84.079	102.281	106.026	109.335	108.902	108.568
<b>Saldo</b>	<b>0</b>	<b>10.108</b>	<b>19.300</b>	<b>15.572</b>	<b>13.917</b>	<b>11.247</b>	<b>17.510</b>	<b>22.088</b>	<b>26.941</b>	<b>28.585</b>

O Gráfico 8 mostra o balanço de gás natural da Região Sudeste, Sul e Centro-Oeste onde se observa que a oferta local, que se compõe da oferta interna, da importação da Bolívia e da importação de GNL, é superior à demanda.

Gráfico 8 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção do Balanço de gás natural



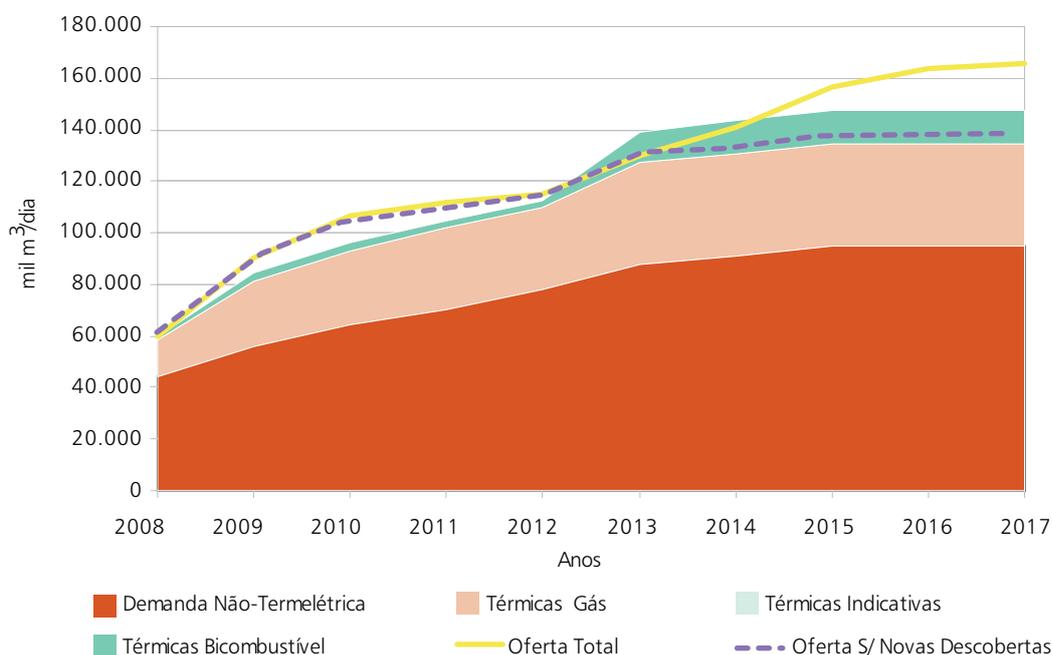
Nota: O ano 2008 indica a estimativa de realização, enquanto os demais indicam os valores potenciais.

### 3.4. Balanço de Oferta e Demanda do Brasil – Malha Integrada

O Gráfico 9 mostra o balanço consolidado de gás natural da malha integrada no Brasil, excluindo-se a Região Norte por não estar interligada às demais.

A partir do ano de 2012, parte das demandas das termelétricas bicomcombustíveis deverá operar com combustíveis alternativos. Este quadro pode mudar caso haja aumento da oferta interna pela antecipação de entrada em operação das áreas em avaliação (recursos contingentes) ou por acréscimo no volume de GNL importado por meio dos terminais até então existentes ou dos novos terminais já visualizados como necessários. A quantificação desta oferta adicional dependerá da decisão quanto à oportunidade de atender ou não às demandas das termelétricas bicomcombustíveis com gás natural.

Gráfico 9 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (Exclui Região Norte) (Sem Térmicas Indicativas)



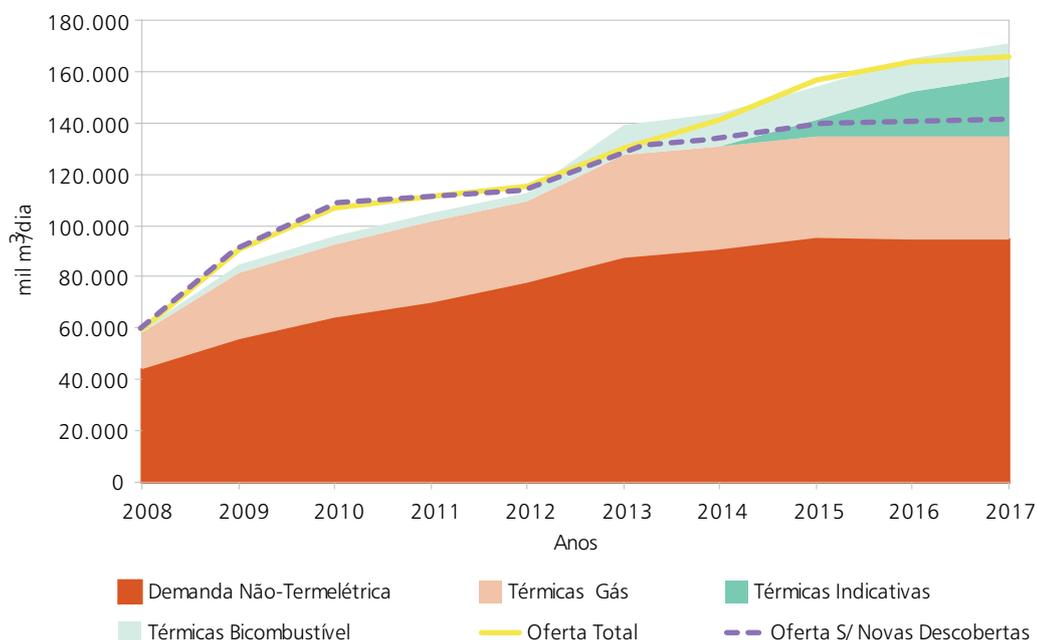
Nota: O ano 2008 indica a estimativa de realização, enquanto os demais indicam os valores potenciais.

Neste plano, duas alternativas foram estudadas levando-se em conta que os prazos de obtenção de licenças ambientais de novos empreendimentos de geração hídrica têm sido maiores que os normalmente utilizados nos estudos de planejamento do setor elétrico.

A primeira alternativa mostrou ser necessário um montante de oferta de gás natural adicional equivalente a uma potência de 5.500 MW, e a segunda de 9.000 MW até o final do período, dependendo dos diferentes valores de CVU adotados para as térmicas a gás natural.<sup>17</sup>

O Gráfico 10 apresenta os resultados da alternativa considerada como mais factível atualmente, onde há um acréscimo de demanda de gás natural para atender o cenário de 5.500 MW adicionais de térmicas indicativas para o período de 2008-2017, correspondendo a uma demanda adicional 23,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2017. Esta demanda seria atendida considerando a oferta total, incluindo as novas descobertas de gás natural neste período.

**Gráfico 10 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (Exclui Região Norte)  
(Com Térmicas Indicativas – Cenário Factível de 5,5 GW)**

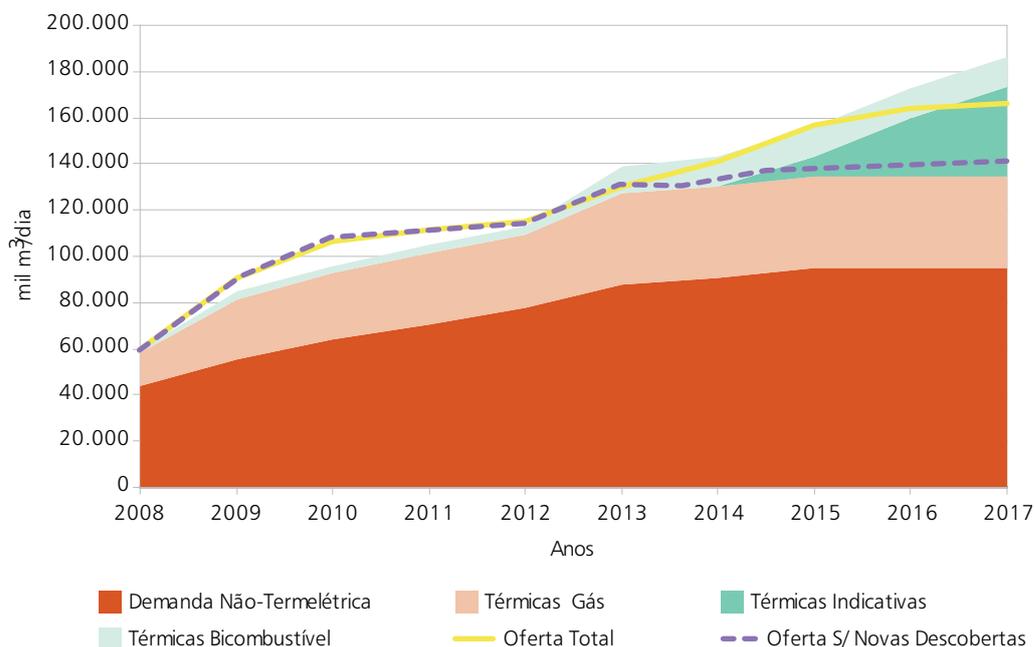


Nota: O ano 2008 indica a estimativa de realização, enquanto os demais indicam os valores potenciais.

O Gráfico 11 apresenta os resultados da outra alternativa, a qual apresenta um acréscimo de demanda de gás natural para atender o cenário de 9.000 MW adicionais de térmicas indicativas para o período de 2008-2017, correspondendo a uma demanda adicional de 38,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2017. Esta demanda só poderia ser atendida considerando a oferta total, incluindo as novas descobertas de gás natural e acréscimo de importação de GNL neste período.

<sup>17</sup> Ver Capítulo III.1

Gráfico 11 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (Exclui Região Norte)  
(Com Térmicas Indicativas – Cenário Factível de 9,0 GW)



### 3.5. Considerações Finais

A Região Norte, por não estar interligada às demais, é totalmente independente quanto ao atendimento de sua demanda onde se constata que as reservas são capazes de atender ao crescimento do mercado local no período deste plano. Para se concretizar o suprimento de gás, no entanto, é necessário o término da implantação da infraestrutura de transporte, a qual será viabilizada com a construção do gasoduto Coari-Manaus, previsto para entrar em operação em 2009 (Gráfico 6).

Na Região Nordeste, no médio prazo, haverá queda na oferta regional líquida, associada ao declínio natural dos campos e aumento na demanda, especialmente no segmento não termelétrico e *downstream*. Esta previsão corrobora a decisão da importação de GNL e a interligação, via gasodutos, com regiões superavitárias em gás natural, como a Bacia do Espírito Santo (Gráfico 7).

Na Região Sudeste, Sul e Centro-Oeste há uma significativa elevação da capacidade de oferta nos anos que se seguem, em função do expressivo crescimento nas produções das Bacias do Espírito Santo, de Campos e de Santos, além da instalação do terminal de importação de GNL na Baía de Guanabara, cujo início de operação está previsto para o ano de 2009. Para este plano, a importação da Bolívia foi mantida na capacidade atual, sem expansão adicional (Gráfico 8).

A alternativa de novas térmicas indicativas no cenário de 5.500 MW, considerada como mais factível atualmente, acrescentaria uma demanda de gás de 23,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2017, que seria atendida pela oferta total, incluindo as novas descobertas de gás natural.

A alternativa de novas térmicas indicativas no cenário de 9.000 MW acrescentaria uma demanda de gás de 38,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2017. Esta demanda só poderia ser atendida considerando a oferta total, incluindo as novas descobertas de gás natural e acréscimo de importação de GNL neste período.

## 4. Infraestrutura de Transporte de Gás Natural

### 4.1. Introdução

Para a avaliação da infraestrutura foram consideradas as demandas das companhias distribuidoras, as termelétricas (a gás e bicompostíveis) e as demandas do sistema Petrobras no segmento *downstream* (Refinarias e Fafens). Pelo lado da oferta, foram consideradas as decorrentes dos campos descobertos, áreas em avaliação, no-

vas descobertas e a importação de gás via gasodutos e GNL. Foi considerada a importação de GNL na vazão de 20 milhões de m<sup>3</sup>/dia nos terminais de Pecém (CE) e Baía de Guanabara (RJ) além de dois outros cuja instalação deverá ocorrer provavelmente nos anos de 2013 e 2015, totalizando no mínimo 35 milhões de m<sup>3</sup>/dia. Foram elaborados balanços volumétricos das previsões de oferta e demanda de gás natural por sistemas regionais e interdependentes de infraestrutura para o transporte.

## 4.2. Panorama Atual

### 4.2.1. Estados da Região Norte

A Região Norte do país conta com um único gasoduto na região produtora de petróleo e gás de Urucu, no Estado do Amazonas, interligando esta região produtora até a localidade de Coari<sup>18</sup> (Tabela 18).

Atualmente, todo o volume de gás disponível está sendo reinjetado nos campos produtores até que se conclua a construção do gasoduto Coari–Manaus e do duto de GLP Urucu-Coari. O balanço energético dessa região considera o volume de gás para atendimento às demandas das termelétricas de Manaus e as previsões da distribuição de gás pela Companhia Distribuidora Local - CIGAS.

A área de Urucu já possui instaladas UPGNs que totalizam uma capacidade de processamento de 9,6 milhões de m<sup>3</sup>/dia, através de três unidades independentes (Tabela 19).

Estado	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m <sup>3</sup> /dia
AM	Urucu - Coari <sup>19</sup>	18	281	0
<b>Total</b>			<b>281</b>	

Fonte: MME [2].

Estado	UPGN	Capacidade	Total
		Mil m <sup>3</sup> /dia	
AM	UPGN Urucu I	600	
	UPGN Urucu II	6.000	
	UPGN Urucu III	3.000	
<b>Total</b>			<b>9.600</b>

Fonte: MME [2].

### 4.2.2. Estados da Região Nordeste

A Tabela 20 e a Tabela 21 apresentam as principais características das instalações de transporte e de processamento de gás da Região Nordeste do país, com uma extensão total de 1.924 km de gasodutos com diâmetros variáveis de 8 a 26 polegadas, já com as inclusões dos recentes novos gasodutos Serra do Mel – Açu, Carmópolis – Pilar, Atalaia – Itaporanga e Catu – Itaporanga.

A Região Nordeste já possui instaladas UPGNs que totalizam uma capacidade de processamento de 23,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia, distribuídas nos Estados do Ceará, Rio Grande do Norte, Alagoas, Sergipe e Bahia.

<sup>18</sup> Este gasoduto está sendo utilizado no transporte de GLP e será liberado para o transporte de gás natural após a conclusão do gasoduto Coari-Manaus e do duto para transporte de GLP Urucu-Coari.

<sup>19</sup> Duto atualmente utilizado para o transporte de derivados.

Tabela 20 – Sistema de Transporte Existente – Região Nordeste<sup>20</sup>

Estados	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m <sup>3</sup> /dia
CE/RN	Guamaré - Pecém (Gasfor)	10 e 12	383,0	2.000
RN/PB/PE	Guamaré - Cabo (Nordestão)	12	424,0	2.000
RN	Serra do Mel - Açú	14	31,0	2.320
PB	Santa Rita – São Miguel do Taipu	8	25,0	1.300
AL/PE	Pilar - Cabo (Gasalp)	12	204,0	2.600
SE	Atalaia - Itaporanga	14	29,0	3.100
	Carmópolis - Pilar	26	177,0	16.000
BA/SE	Catu - Atalaia (Gaseb)	14	224,0	1.300
	Catu - Itaporanga	26	196,0	12.000
	Itaporanga - Carmópolis (Catu-Carmópolis trecho 2)	26	67,0	12.000
BA	Catu - Camaçari I	14	32,0	1.200
	Catu - Camaçari II	18	32,0	2.000
	Candeias - Camaçari	12	37,0	1.000
	Candeias - Aratu	12	20,0	1.000
	Candeias - Down	14	15,0	1.500
	Dow -Aratu - Camaçari	14	28,0	1.000
<b>Total</b>			<b>1.924,0</b>	

Fonte: MME [2].

Tabela 21 – UPGNs Existentes – Região Nordeste

Estados	UPGN	Capacidade	Total
		Mil m <sup>3</sup> /dia	
CE	Lubnor	350	350
	Guamaré I	2.000	
RN	Guamaré II	2.000	6.000
	Guamaré III	2.000	
AL	Pilar	1.800	1.800
SE	Carmópolis	350	3.150
	Atalaia	2.800	
BA	Catu	1.400	11.880
	Candeias	1.980	
	Bahia	2.500	
	São Francisco	6.000	
<b>Total</b>		<b>23.180</b>	

Fonte: MME [2] / ANP [3]

#### 4.2.3. Estados da Região Sudeste

A Tabela 22 e a Tabela 23 apresentam as principais características das instalações de transporte e de processamento de gás da Região Sudeste, com uma extensão total de 2.195 km de gasodutos, com diâmetros variáveis de 8 a 28 polegadas.

Atualmente, a Região Sudeste já possui instaladas UPGNs que totalizam uma capacidade de processamento de 23,7 milhões de m<sup>3</sup>/dia, já incluídas a nova unidade de Cacimbas, no Estado do Espírito Santo, e a quarta unidade de Cabiúnas, no Rio de Janeiro.

<sup>20</sup> Não considerados os ramais para atendimento às térmicas.

Tabela 22 – Sistema de Transporte Existente – Região Sudeste

Estado	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m³/dia
ES	Lagoa Parda - Vitória	8	100,0	1.400
	Serra - Viana (Gasvit)	8	46,0	300
	Cabiúnas - Vitória (Gascav)	28	303,0	20.000
	Cacimbas - Vitória	16/26	130,0	20.000
RJ	Cabiúnas - Reduc I (Gasduc I)	16	183,0	8.300
	Reduc - Volta Redonda (Gasvol)	14/18	101,0	1.500/5.100
RJ/SP	Volta Redonda - Recap (Gaspal)	22	325,0	2.000
RJ/MG	Reduc - Regap (Gasbel)	16	357,0	3.600
SP/RJ	Campinas - Rio (trecho Taubaté - Japeri)	28	255,0	8.600
SP	Campinas – Rio (trecho Paulínia – Taubaté)	28	200,0	8.600
SP	Cubatão - Capuava (Gasán)	12	42,0	1.300
	Campinas - Guararema (Gasbol)	24	153,0	12.000
<b>Total</b>			<b>2.195,0</b>	

Fonte: MME [2].

Tabela 23 – UPGNs Existentes – Região Sudeste

Estados	UPGN	Capacidade	Total
		Mil m³/dia	
ES	Lagoa Parda I	400	1.900
	Lagoa Parda II	1.500	
RJ	Cabiunas I	3.500	14.900
	Cabiunas II	600	
	Cabiunas III	5.400	
	Cabiunas IV	5.400	
	Reduc I	2.500	
	Reduc II	2.000	
SP	Cubatão	2.400	2.400
<b>Total</b>			<b>23.700</b>

Fonte: MME [2] / ANP [3]

#### 4.2.4. Estados da Região Sul e Centro Oeste

A Tabela 24 apresenta as principais características das instalações de transporte de gás da Região Sul, com uma extensão total de 1.226,2 km de gasodutos com diâmetros de 16 e 24 polegadas, correspondendo ao trecho sul do Gasbol.

Tabela 24 – Sistema de Transporte Existente – Região Sul

Estado	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m³/dia
SP/PR	Campinas - Araucária (Gasbol)	24	470,2	6.000
PR/SC	Araucária - Biguaçu (Gasbol)	20	277,2	4.800
SC	Biguaçu – Siderópolis (Gasbol)	18	179,4	2.400
SC/RS	Siderópolis - Porto Alegre (Gasbol)	16	249,4	1.800
RS	Uruguiana - Porto Alegre (Trecho 01)	24	25,0	12.000
	Uruguiana - Porto Alegre (Trecho 03)	24	25,0	12.000
<b>Total</b>			<b>1.226,2</b>	

Fonte: MME [2].

A Tabela 25 apresenta as principais características das instalações de transporte de gás da Região Centro-Oeste, com uma extensão total de 1.531,0 km de gasodutos com diâmetros de 18 e 32 polegadas, correspondendo ao trecho norte do Gasbol, incluindo o gasoduto de importação da Bolívia para o Estado de Mato Grosso, denominado de Lateral Cuiabá.

Tabela 25 – Sistema de Transporte Existente – Região Centro-Oeste

Estado	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m <sup>3</sup> /dia
MS/SP	Corumbá - Campinas (Gasbol)	32	1264,0	30.080
MT	Lateral Cuiabá	18	267,0	2.800
<b>Total</b>			<b>1.531,0</b>	

Fonte: MME [2].

Em resumo, constata-se, a partir das tabelas anteriormente apresentadas, que a rede nacional de gasodutos totaliza 7.157,2 km.

Estas regiões não possuem nenhuma UPGN instalada por movimentarem gás oriundo da Bolívia, já processado e especificado para o transporte.

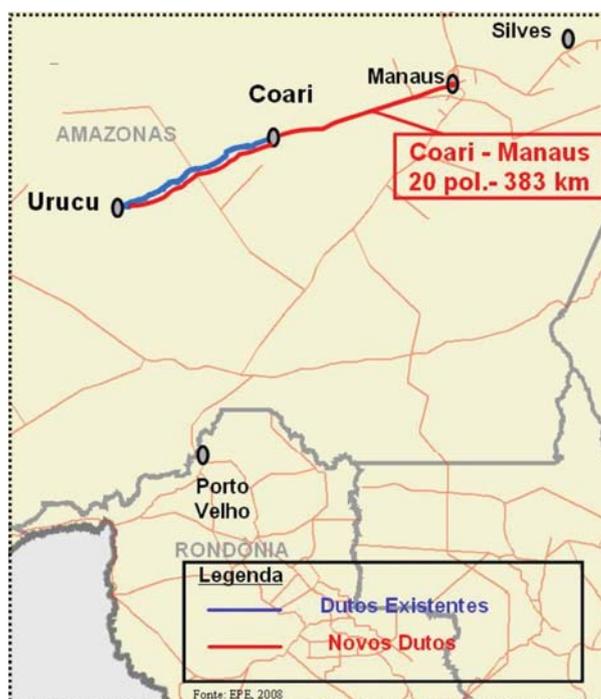
### 4.3. Expansão Prevista<sup>21</sup> da Infraestrutura de Transporte

A análise da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural considerou os projetos já definidos pelo Plangás/Petrobras, os projetos definidos pelo PAC e outras ampliações que se mostram necessárias, sendo que alguns desses projetos ainda estão em fase de estudos.

#### 4.3.1. Estados da Região Norte

A ampliação do sistema de transporte da Região Norte consiste na construção do gasoduto Coari Manaus, cuja conclusão está prevista para setembro de 2009 [2] (Figura 1 e Tabela 26), resultando na ampliação de 136% do sistema atual.

Figura 1 – Sistemas de Transporte -Ampliações – Região Norte



<sup>21</sup> Expansões com projetos já em implantação ou já aprovados.

Tabela 26 – Ampliação do Sistema de Transporte – Região Norte

Estado	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m <sup>3</sup> /dia
AM	Coari - Manaus	20	383,0	10.500
<b>Total</b>			<b>383,0</b>	

Fonte: MME [2].

#### 4.3.2. Estados da Região Nordeste

Para atender às necessidades de movimentação de gás nos Estados do Nordeste está prevista a construção do gasoduto Pilar (AL) Ipojuca (PE) com 24 polegadas de diâmetro e vazão de até 15.000 mil m<sup>3</sup>/dia. A previsão é que este gasoduto entre em operação em 2010 [2]. O resultado desta ampliação, não considerando o Gasene, significa um aumento percentual de 9,7%. A Figura 2 e a Tabela 27 mostram o sistema com as ampliações mencionadas.

No Estado do Rio Grande do Norte, o destaque foi a construção, já mencionada, do ramal de 31,0 km com 14 polegadas de diâmetro e vazão de 2.320 mil m<sup>3</sup>/dia, para o atendimento à Termoçu, concluído em 2008 [2].

Figura 2 – Sistemas de Transporte – Ampliações – Região Nordeste



Tabela 27 – Ampliação do Sistema de Transporte – Região Nordeste

Estados	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m <sup>3</sup> /dia
AL/PE	Pilar - Ipojuca	24	187,0	5.000 a 15.000
<b>Total</b>			<b>187,0</b>	

Fonte: MME [2].

Não há previsão da ampliação da capacidade de processamento de gás nesta área, já considerando em operação a recente instalação da unidade de São Francisco, pertencente ao projeto do campo de Manati.

#### 4.3.3. Estados da Região Sudeste

Para atender às necessidades de movimentação de gás nos Estados do Sudeste, está prevista a construção do grande gasoduto interligando as instalações do Estado do Espírito Santo ao sistema da Bahia (Gasene), além da recente inauguração do gasoduto Cabiúnas Vitória, assim como, outras ampliações nos Estados de Minas Gerais e São Paulo. Estas ampliações acrescentarão nos sistemas de transporte do Sudeste mais 1.734 km de novos dutos, significando um aumento de 79,0%, com a inclusão do Gasene (Figura 3).

Figura 3 – Sistemas de Transporte -Ampliações – Região Sudeste



O grande destaque é a construção do Gasene (Cacimbas-ES/Catu-BA), com capacidade de 20.000 mil m<sup>3</sup>/dia, que possibilitará o transporte de gás natural produzido no Estado do Espírito Santo para os Estados do Nordeste, a partir de 2010.

Quanto à capacidade de processamento de gás, as ampliações podem chegar a 13.000 mil m<sup>3</sup>/dia no Estado do Espírito Santo para atender as produções previstas para a área de Cacimbas e adjacentes, localizadas mais ao sul do Estado. Outros 15.000 mil m<sup>3</sup>/dia deverão ser instalados no Estado de São Paulo para atender às especificações do gás produzido nas áreas de Mexilhão, Tambaú e Uruguá.

Na Tabela 28 e na Tabela 29, a seguir, são apresentadas as ampliações anteriormente mencionadas.

Estado	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m <sup>3</sup> /dia
ES	Cacimbas - Catu	26	954,0	20.000
ES	Ramal Terminal Ubu	10	11,0	2.000
RJ/MG	Cabiúnas - Reduc (Gas-duc III)	38	183,0	10.000
RJ/MG	Gasbel II	16/18	267,0	6.900
RJ/MG	Japeri - Reduc	28	45,0	15.000
SP	Caraguatatuba - Taubaté	26	96,0	15.000
SP/MG	Paulínia - Jacutinga	14	80,0	5.000
SP	Gaspal II	22	60,0	12.000
SP	Gasán II	22	38,0	7.000
<b>Total</b>			<b>1734,0</b>	

Fonte: MME [2].

Estados	UPGN	Capacidade	Total
		Mil m <sup>3</sup> /dia	
ES	Cacimbas I	3.500	13.000
	Cacimbas II	3.500	
	Cacimbas III	3.500	
	Cacimbas IV	2.500	
SP	Caraguatatuba I	7.500	15.000
	Caraguatatuba II	7.500	
<b>Total</b>			<b>28.000</b>

Fonte: ANP [3].

#### 4.4. Expansão Indicativa da Infraestrutura de Transporte

A expansão indicativa a seguir apresentada resulta de hipóteses de ampliações levantadas pela EPE, sujeitas a alterações sob o ponto de vista dos transportadores.

##### 4.4.1. Estados da Região Sul

Para atender às necessidades de movimentação de gás para os Estados do Sul, uma alternativa seria a construção de três *loopings* a partir das estações de Araucária, Biguaçu e Siderópolis, além de novas estações de compressão em Paulínia, Itapetininga e Siderópolis<sup>22</sup>. Estas ampliações, ao serem implantadas, acrescentarão no sistema de transporte do Sul mais 321,0 km de novos dutos, significando um aumento de 26,2% (Figura 4 e Tabela 30).

<sup>22</sup> Como não há ainda manifestação formal dos carregadores em relação à ampliação do trecho sul do Gasbol, podem existir outras soluções diferentes da apresentada por este estudo, tanto em configurações quanto aos níveis de investimentos.

Outra alternativa seria a ampliação da infraestrutura através de um terminal de regaseificação de GNL. Caso este fosse instalado, o *looping* localizado a partir da estação de Araucária e as novas estações de compressão em Paulínia e Itapetininga seriam desnecessários.

Figura 4 – Sistemas de Transporte -Ampliações – Região Sul

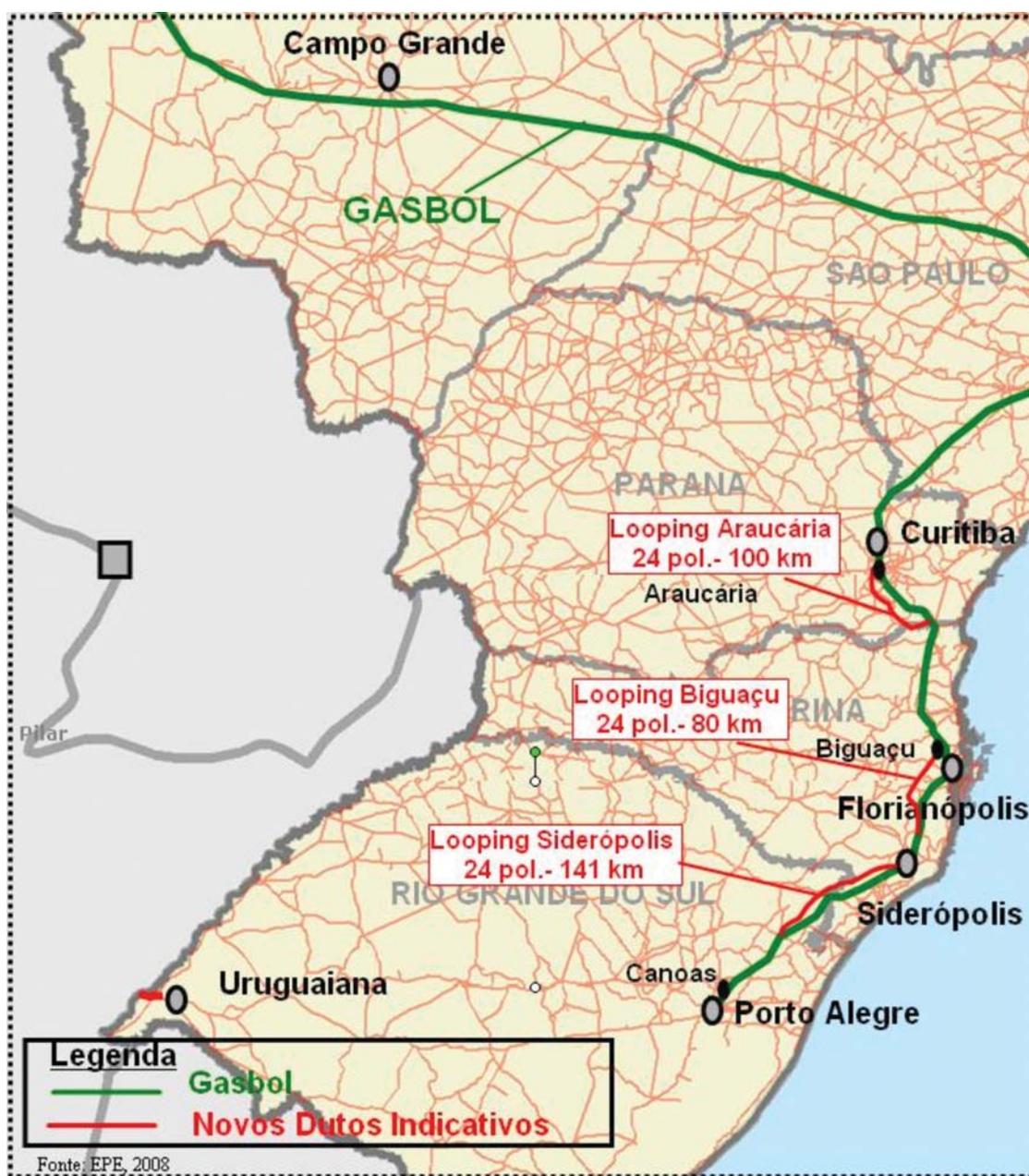


Tabela 30 – Indicação de Ampliação do Sistema de Transporte – Região Sul

Estado	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade
		Polegadas	km	Mil m <sup>3</sup> /dia
PR	Looping Araucária	24	100,0	9.000
PR/SC	Looping Biguaçu	24	80,0	9.000
SC	Looping Siderópolis	24	141,0	3.300
<b>Total</b>			<b>321,0</b>	

Todos os gasodutos listados na Tabela 30 são indicativos, sem projetos definidos.

Como resultado final, a ampliação da malha de transporte de gás natural totalizará 2.304 km de gasodutos planejados ou 2.625,0 km se forem considerados os gasodutos assinalados com indicativos, ampliando em 32,2% ou 36,7% respectivamente.

#### 4.5. Novos Sistemas em Estudo

Alguns Estados brasileiros, ainda não atendidos por gasodutos, pleiteiam a construção de infraestrutura de transporte de gás utilizando recursos da Conta de Desenvolvimento Econômico – CDE (Lei nº. 10483/2002). Nesses Estados, foram criadas companhias distribuidoras de gás canalizado que promoveram estimativas de mercados potenciais. Não obstante, as empresas interessadas não atenderam integralmente os requisitos estabelecidos para o enquadramento necessário para a obtenção dos recursos.

Conforme as regras definidas no manual de instruções da CDE, havendo insuficiência de recursos da CDE para atendimento de todos os pedidos, procedem-se análises de prioridade segundo os critérios definidos no mesmo manual. Há que se considerar que, em termos de atratividade econômica, estes projetos de gasodutos são de grande risco e requerem, portanto, análises de grande complexidade incluindo os benefícios indiretos de estímulo aos desenvolvimentos regionais.

Apresenta-se a seguir um resumo das estimativas de mercado potencial de gás natural elaborado pelas Companhias Distribuidoras destes Estados para o período 2008/2017, com a indicação das possíveis fontes supridoras.

##### 4.5.1. Estado do Pará

A Companhia de Gás do Pará estima a potencialidade de utilização de gás natural nos segmentos industrial, automotivo e cogeração no curto-médio prazo, de cerca de 0,6 milhão de m<sup>3</sup>/dia e, no médio-longo prazo, de cerca de 1,5 milhão de m<sup>3</sup>/dia.

Atualmente, estes dados estão sendo revisados através de estudo de levantamento de mercado detalhado para todo o Estado. O suprimento da demanda de gás do Pará foi idealizado pela Companhia Distribuidora Local a partir da interligação com o Maranhão (projeto do Gasoduto Meio Norte) ou mesmo por meio da importação de GNL.<sup>23</sup>

##### 4.5.2. Estado do Maranhão

A Companhia Maranhense (Gasmar) estima demandas potenciais de cerca de 1,3 milhão de m<sup>3</sup>/dia de curto prazo, 1,4 milhão de m<sup>3</sup>/dia em 2012 e 1,7 milhão de m<sup>3</sup>/dia em 2016.

O atendimento da demanda deste estado foi idealizado pela Gasmar a partir da concretização do projeto denominado de Gasoduto Meio Norte, ligando, no seu tramo principal, as cidades de Fortaleza (CE), Terezina (PI) e São Luís (MA), além de outros ramais.

##### 4.5.3. Estado do Piauí

A Companhia de Gás do Piauí (Gaspisa) estima demandas potenciais para os segmentos GNV, residencial e industrial de cerca de 22 mil de m<sup>3</sup>/dia no curto prazo, 66 mil de m<sup>3</sup>/dia em 2012 e 150 mil de m<sup>3</sup>/dia em 2016.

O atendimento da demanda deste Estado foi idealizado, como no Maranhão, a partir da concretização do projeto denominado de Gasoduto Meio Norte.

##### 4.5.4. Estado de Goiás e Distrito Federal

A Companhia Brasileira de Gás (Cebgas) e a Agência Goiana de Gás Canalizado (Goiasgas) realizaram estudos de demanda nos segmentos industrial, residencial/comercial e automotivo, onde foram identificados mercados potenciais de 50 mil m<sup>3</sup>/dia no curto prazo, 1,4 milhão de m<sup>3</sup>/dia em 2012 e 2,2 milhões de m<sup>3</sup>/dia em 2012 para a Goiasgas e 45 mil m<sup>3</sup>/dia no curto prazo, 0,6 milhão de m<sup>3</sup>/dia em 2012 e 0,8 milhão de m<sup>3</sup>/dia em 2012 para a Cebgas.

<sup>23</sup> Considerado também quando do estudo do Grande Gasoduto do Sul (importação da Venezuela)

O projeto foi idealizado a partir da concretização do Gasoduto do Brasil Central ligando São Carlos (SP), Goiânia e Brasília, com 885 km de extensão, além de dois outros ramais com mais 595 km.

#### 4.6. Expansão da Infraestrutura Via GNL

A instalação de terminais de regaseificação de GNL deve complementar e servir como alternativa às ampliações adicionais na infraestrutura de gasodutos até, pelo menos, que se confirmem os grandes volumes de gás associado e não associado das novas áreas do pré-sal ainda em avaliação.

Observando-se o perfil da demanda brasileira, verifica-se a tendência de aumento considerável das demandas termelétricas, e não-termelétricas no período. Neste cenário, a instalação de dois novos terminais de GNL, além do previsto atualmente para Baía de Guanabara e Pecém, será necessária, totalizando no mínimo 35.000 m<sup>3</sup>/dia.

O GNL, uma vez entregue em um terminal de regaseificação, também pode ser novamente transferido via terrestre para locais não atendidos pela malha de gasodutos, através de carretas criogênicas, aumentando assim a sua utilização.

O GNL é também comumente utilizado como um pulmão para períodos de elevação temporária da demanda de gás natural ou, ainda, quando a infraestrutura existente de gasodutos não permitir a movimentação entre áreas com disponibilidade excedente de oferta e áreas com demanda não atendida. Esta situação poderá ocorrer quando houver a necessidade de várias usinas termelétricas despachando simultaneamente.

#### 4.7. Estimativa de Investimentos

É previsto, para os próximos anos, um elevado montante de investimentos necessários à expansão da infraestrutura do gás natural consistindo de ampliações e construções de novos de gasodutos, instalações de terminais de GNL e unidades de processamento (UPGN) ou especificação (DPP) de gás natural. A Tabela 31 mostra o resumo dos investimentos previstos referentes a estes projetos até o ano de 2010.

Tabela 31 – Estimativa de investimentos.

Projetos	(2007-2010)-R\$ bilhões <sup>24</sup>	
	Previstos	Realizados*
Gasodutos <sup>25</sup>	8,9	5,6
GNL <sup>26</sup>	1,0	0,4
UPGNs <sup>27</sup>	7,6	2,4
<b>Total R\$ milhões</b>	<b>17,5</b>	<b>8,4</b>

Fonte: Petrobras. \* 3º trimestre/2008

## 5. Aspectos socioambientais

Os estudos concernentes ao PDE 2008-2017, no que se referem ao gás natural, consideraram aspectos de sua produção, sua utilização como fonte para geração de energia elétrica e a infraestrutura necessária para seu transporte. O Capítulo IV – “Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural” e o Capítulo III – “Oferta de Energia Elétrica – Parte 3 – Análise Socioambiental do Sistema Elétrico” abordaram as variáveis socioambientais relacionadas, respectivamente, à produção de gás natural e à geração de energia elétrica a partir dessa fonte. Os aspectos socioambientais da expansão da infraestrutura de transporte de gás natural constitui objeto específico de desenvolvimento deste item.

<sup>24</sup> Os valores de investimentos disponíveis são totalizados desde o ano de 2007.

<sup>25</sup> Refere-se aos gasodutos: Cacimbas-Vitória, Cabiúnas-Vitória, Cacimbas-Catu, Campinas-Rio, Caraguatubá-Taubaté, GASAN II, GASBEL II, GASDUC III, GASPAL II, Japeri-REDUC, Malha NE (Catu - Carmópolis, Carmópolis - Pilar, Açú - Serra do Mel e Atalaia - Itaporanga), Pilar-Ipojuca, Paulínia-Jacutinga, Urucu-Coari-Manaus.

<sup>26</sup> Refere-se aos Terminais de Pecém e Baía de Guanabara.

<sup>27</sup> Refere-se aos projetos de processamento de gás.

## 5.1 Introdução

As principais vantagens ambientais pelo uso do gás natural estão associadas à diminuta quantidade de óxidos de enxofre e de material particulado, resultantes de sua queima, além da redução substancial das emissões de dióxido de carbono, embora seu processamento gere emissões e efluentes que podem alterar a qualidade do ar, da água e da biota dos corpos receptores. O gás natural apresenta a menor capacidade de agressão ao meio ambiente dentre os combustíveis fósseis, como ilustrado na Tabela 32.

Tabela 32 – Fatores de emissão utilizados na estimativa das emissões de gases de efeito estufa

Combustível	Fator de Emissão (tCO <sub>2</sub> equivalente / MWh)		
	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O
Gás Natural <sup>(1)</sup>	0,44893	0,00099	0,00000
Carvão Nacional <sup>(2)</sup>	1,11593	0,00015	0,00288
Óleo Diesel	0,88905	0,00023	0,00149
Óleo Combustível	0,77388	0,00019	0,00093

Fonte: adaptado de LA ROVERE [10]

(1) Plantas a ciclo combinado.

(2) Carvão das minas de Jacuí e Candiota – RS.

Privilegiou-se, neste ciclo de planejamento, a análise do segmento de transporte, dada sua expressiva presença no território nacional, bem como sua importante contribuição para a indústria e para a geração de energia elétrica.

A análise espacializada da malha de gasodutos permite visualizar o caráter de rede integradora da distribuição do combustível no país, e identificar potenciais interferências socioambientais e limitações à sua implantação em uma etapa ainda preliminar de planejamento.

Do ponto de vista global do planejamento da oferta de energia no horizonte de dez anos, os estudos aqui apresentados contribuem para a elaboração de indicadores socioambientais para o Plano, visando dar início à consolidação dos aspectos de sustentabilidade, desejados para a nossa matriz energética.

## 5.2 Critérios e Procedimentos de Análise

A análise socioambiental da rede de gasodutos tomou como referência o mapeamento georreferenciado das principais características socioambientais do território nacional, ao qual foi acrescentada a malha de gasodutos existente e os gasodutos planejados.

Essas informações estão disponíveis em diferentes bases de dados oficiais e foram organizadas num sistema de informações georreferenciadas, destacando-se as áreas onde ocorrem concentração de projetos.

Foram executados os seguintes passos para o desenvolvimento do trabalho:

- indicação dos principais biomas e das áreas de cobertura vegetal;
- indicação de áreas ou regiões sensíveis socioambientalmente, destacando-se as áreas legalmente protegidas, as áreas com restrição de uso, as áreas consideradas prioritárias para conservação da biodiversidade e as áreas metropolitanas;
- coleta de informações sobre os projetos existentes;
- caracterização da malha de gasodutos existente e dos principais aspectos socioambientais, incluindo a elaboração de mapa da situação atual;
- coleta de informações sobre os projetos previstos no horizonte deste ciclo de planejamento;
- caracterização da malha de gasodutos planejada e dos principais aspectos socioambientais, incluindo a elaboração de mapa da situação planejada;
- levantamento dos prazos médios para realização de estudos, obtenção de licenças e construção de gasodutos e realização de análise processual;

- análise socioambiental da malha de gasodutos planejada, considerando os indicadores de sustentabilidade (empregos gerados no período, recursos dos impostos durante a construção – ISS e recursos da compensação ambiental);
- cálculo de emissões de gases de efeito estufa durante a fase *downstream* de produção e a geração não-termelétrica de energia.

Na elaboração dos mapas georreferenciados, os biomas foram considerados segundo a seguinte classificação oficial do IBGE: Amazônia, Caatinga, Cerrado, Mata Atlântica, Pantanal e Campos Sulinos.

Para as áreas de cobertura vegetal, utilizou-se como base a classificação do Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira - PROBIO/MMA. Optou-se pela organização das tipologias de cobertura vegetal em 3 classes para análise: “áreas antropizadas”, “áreas de vegetação nativa / massa d’água” e “áreas de tipologia indeterminada”.

Foram considerados como “áreas antropizadas” as seguintes tipologias: Agricultura e Pecuária, Área de Influência Urbana, Formações Pioneiras e Reflorestamento. Já as tipologias incluídas na classe “áreas de vegetação nativa / massa d’água” foram: Área de Tensão Ecológica, Estepe, Floresta Estacional Decidual, Floresta Estacional Semidecidual, Floresta Ombrófila Aberta, Floresta Ombrófila Densa, Floresta Ombrófila Mista, Savana, Savana Estépica, Vegetação Secundária e Massa d’água.

Dessa forma, a primeira classe se caracteriza por tipologias cujas configurações são determinadas por interferências de atividades humanas. Já a segunda classe engloba tipologias que, não obstante possíveis ações do homem, ainda são caracterizadas pela predominância da cobertura vegetal ou pela integridade do meio físico-biótico. A classe “áreas de tipologia indeterminada” refere-se a áreas cujas coberturas vegetais ou usos do solo não foram identificados, segundo a base cartográfica consultada.

Por fim, foram consideradas as Áreas Prioritárias para Conservação da Biodiversidade (APCBs) classificadas como de prioridade extremamente alta, visto que são, ambientalmente, as mais sensíveis, podendo ser interpretadas como aquelas que, possivelmente, serão transformadas em Unidades de Conservação.

### 5.3 Caracterização da Malha Existente

O gás natural, após ser explorado em campos de gás associado e não associado, é tratado, processado ou condicionado para atender às especificações exigidas para o seu transporte em unidades de processamento de gás natural, sendo levado através de gasodutos até às distribuidoras que se encarregam de levá-lo aos consumidores finais.

O transporte de gás natural é realizado, principalmente, através de gasodutos ou por barcaças e navios especiais, quando na forma de Gás Natural Comprimido – GNC – ou Gás Natural Liquefeito – GNL. O gás pode também ser importado, como já ocorre com o gás boliviano, tornando as distâncias entre a produção e o consumo ainda maiores.

Não obstante os altos investimentos necessários à construção de malhas de dutos, o transporte de gás por esse meio possui alta eficiência energética, uma vez que somente a carga se move. Além disso, apresenta reduzida vulnerabilidade a fatores externos, como intempéries climáticas ou eventuais obstruções de vias públicas, possibilitando, inclusive, o transporte permanente do produto, sem interrupções, 24 horas por dia.

A montagem e a instalação de gasodutos acarretam interferências e modificações no padrão de uso e ocupação do solo, entre outros impactos. Por outro lado, são o meio mais seguro de transporte de grandes volumes de gás natural a grandes distâncias, uma vez que sistemas de supervisão e controle aumentam a eficiência e a segurança das operações.

No parágrafo final do item 4.2.4, é apresentada uma descrição do atual sistema de gasodutos, que tem a extensão de 7.178,2 km, podendo ser considerada pequena para as dimensões do Brasil, que produz gás em estados distantes, como Amazonas, Alagoas, Rio de Janeiro e São Paulo. A Figura 5 apresenta a malha de gasodutos existentes e sua distribuição por biomas. Pode ser observada, nessa figura, que a malha é composta apenas por dutos ou trechos de gasodutos para atendimento a cada uma das regiões do Brasil. As regiões Sul e Sudeste têm a maior e mais complexa extensão de gasodutos do país e grande parte desses dutos está situada no bioma Mata Atlântica.

Na região Nordeste, os gasodutos seguem em paralelo ao litoral, percorrendo a região entre Salvador e Fortaleza. Além da Mata Atlântica, encontra-se na região o bioma Caatinga, também afetado pela passagem dos

gasodutos. Na região Norte, encontra-se apenas um gasoduto, que, inevitavelmente, interfere no bioma amazônico. Já no Centro-Oeste, localizam-se 2 gasodutos que transportam o gás vindo da Bolívia passando pelos biomas do Cerrado e Pantanal.

Figura 5 – Malha de gasodutos existentes e biomas no território nacional



Fonte: EPE, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006

A Tabela 33 apresenta as estimativas de áreas antropizadas e de áreas de vegetação nativas afetadas, em cada bioma, pela faixa de passagem<sup>28</sup> dos gasodutos existentes. Ressalta-se que 68,9% das áreas das faixas de passagem encontram-se em áreas antropizadas.

<sup>28</sup> Considerou-se uma faixa média de 20 metros.

Tabela 33 – Distribuição de gasodutos existentes, em cada bioma, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa

Biomas	Áreas afetadas pela malha de gasodutos existente – total: 143,6 km <sup>2</sup>					
	Antropizada		Vegetação nativa/massa d'água		Tipologia indeterminada	
	km <sup>2</sup>	%	km <sup>2</sup>	%	km <sup>2</sup>	%
Amazônia	-	-	5,6	3,9	-	-
Caatinga	9,2	6,4	7,5	5,2	-	-
Campos Sulinos	1,5	1,1	1,2	0,9	-	-
Cerrado	13,1	9,1	4,2	2,9	-	-
Mata Atlântica	68,7	47,8	19,8	13,8	2,5	1,8
Pantanal	6,5	4,5	3,2	2,2	0,6	0,4
<b>Total</b>	<b>99,0</b>	<b>68,9</b>	<b>41,5</b>	<b>28,9</b>	<b>3,1</b>	<b>2,2</b>

A Mata Atlântica concentra 64% da malha de gasodutos existente. Contudo, 68,7 km<sup>2</sup> da sua faixa de passagem, correspondente a aproximadamente 47% da malha total, afetam áreas antropizadas desse bioma. Computados em conjunto, Cerrado e Caatinga compreendem 23% da malha atual. Porém, 15% atravessam áreas antropizadas, enquanto as áreas de vegetação nativa desses biomas são afetadas por 8% dos gasodutos existentes.

Considerando a área total de vegetação nativa em todos os biomas, 41,5 km<sup>2</sup> são afetados, o que corresponde a 29% da área da malha atual. Para melhor compreensão da representatividade desta área, a faixa de passagem da malha total dos gasodutos (143,6 km<sup>2</sup>) ocupa 0,0017% da área total das referidas unidades bióticas.

#### 5.4 Caracterização da Malha Planejada

No item 4.3, foi visto que a região Sudeste apresenta a maior extensão de gasodutos planejados, seguida pela região Norte. Destaca-se, além das reduzidas extensões planejadas para as regiões Sul e Nordeste, a manutenção da atual malha de gasodutos da Região Centro-Oeste. A Figura 6 espacializa essas informações. Nela, a malha planejada de gasodutos é sobreposta aos diferentes biomas distinguidos no território nacional.

Os gasodutos planejados destacam-se na região Norte, conseqüentemente, no bioma amazônico e no Sudeste e Nordeste, no bioma Mata Atlântica. Observa-se a proposta de integração da malha com a construção do GASENE unindo o Sudeste ao Nordeste.

Figura 6 – Malha de gasodutos planejados e biomas no território nacional



Fonte: EPE, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006

A Tabela 34 mostra, para cada bioma, o quanto de área antropizada e de área de vegetação nativa são afetadas pela faixa de passagem dos gasodutos planejados.

Tabela 34 – Distribuição de gasodutos planejados, em cada bioma, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa

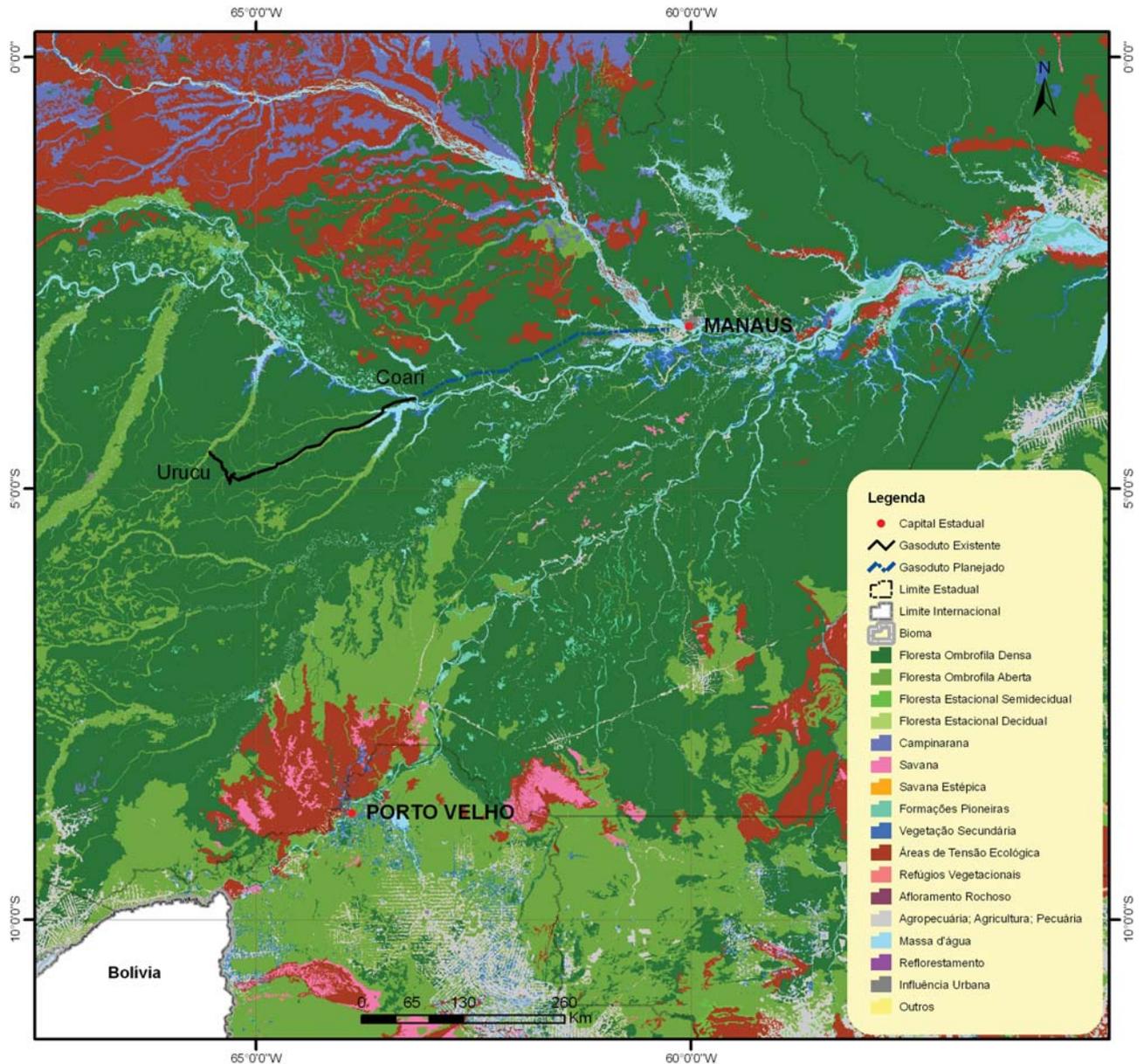
Biomas	Áreas afetadas pelos gasodutos planejados – total: 52,5 km <sup>2</sup>					
	Antropizada		Vegetação nativa/massa d'água		Tipologia indeterminada	
	km <sup>2</sup>	%	km <sup>2</sup>	%	km <sup>2</sup>	%
Amazônia	0,5	1,0	7,2	13,7	-	-
Caatinga	1,9	3,6	1,3	2,5	-	-
Cerrado	0,6	1,1	0,1	0,2	-	-
Mata Atlântica	28,5	54,3	11,3	21,5	1,0	1,9
<b>Total</b>	<b>31,5</b>	<b>60,0</b>	<b>19,9</b>	<b>37,9</b>	<b>1,0</b>	<b>1,9</b>

A Amazônia, que conta com 14,7% dos gasodutos planejados, terá 7,7 km<sup>2</sup> de área afetada, ou 0,0002% da sua área total, apenas. 1,0% da malha planejada situa-se em áreas antropizadas do bioma amazônico e 13,7% em áreas de vegetação nativa desse bioma. O bioma Mata Atlântica terá 40,8 km<sup>2</sup> ocupados por faixas de passagem dos gasodutos, 77,7% da malha planejada, sendo 54,3% em áreas antropizadas.

No caso dos biomas Caatinga e Cerrado, as áreas atravessadas por gasodutos serão, respectivamente, 3,2 km<sup>2</sup> e 0,7 km<sup>2</sup>, áreas relativamente pequenas levando em conta os biomas citados anteriormente. Não há gasodutos planejados que afetem os Campos Sulinos e o Pantanal.

A Figura 7 e a Figura 8 espacializam o trecho do gasoduto Urucu-Coari-Manaus.

Figura 7 – Região Norte – gasodutos e cobertura vegetal

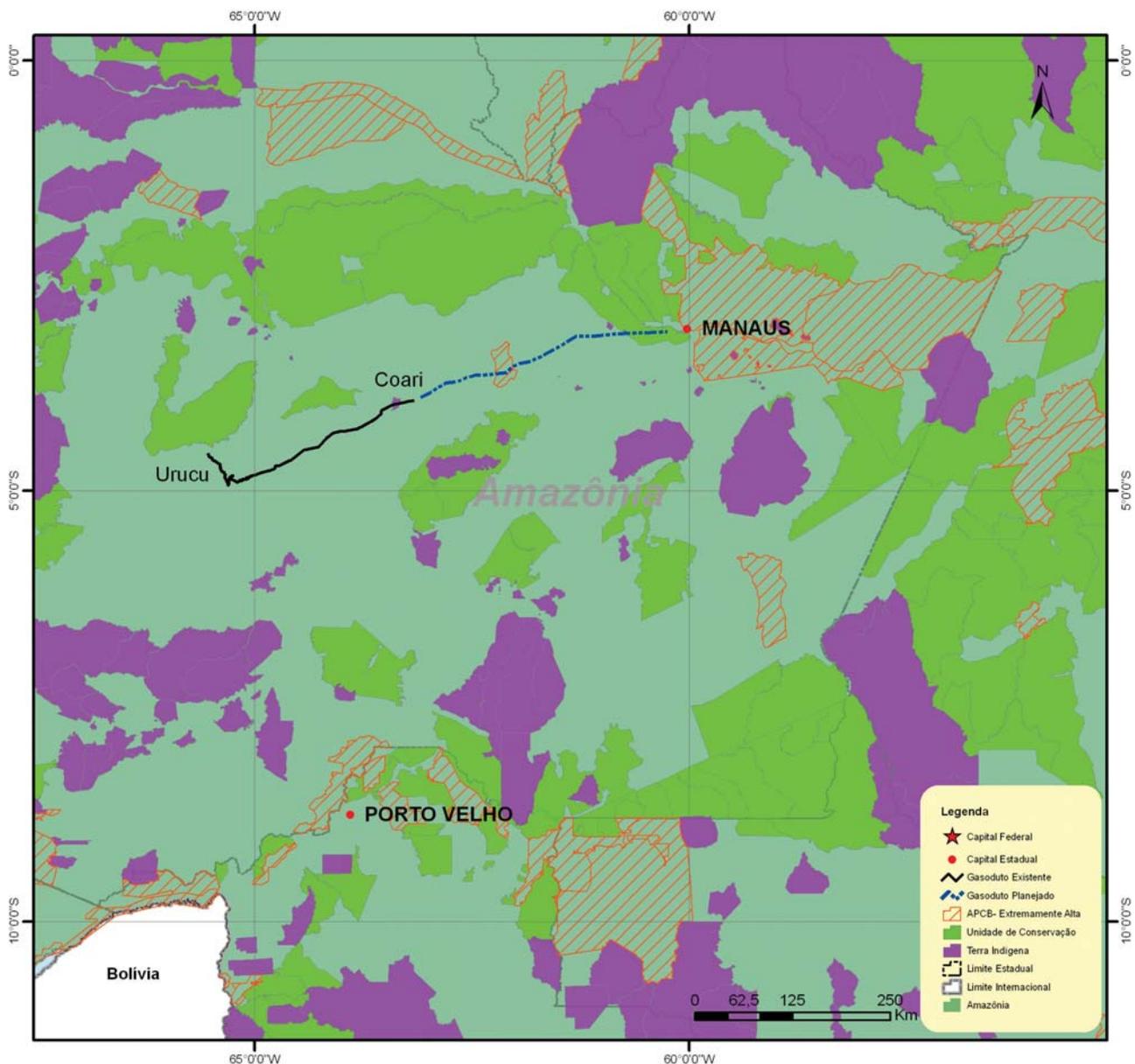


Fonte: EPE, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006.

A Figura 7 mostra informações relativas à Amazônia, comentadas anteriormente e constantes na Tabela 33 e na Tabela 34. A cobertura vegetal por onde passam os gasodutos existentes e planejados para a região Norte é constituída, predominantemente, por áreas de floresta. Entretanto, na Figura 8 percebe-se que o mesmo trecho evita, em geral, APCBs, terras indígenas e unidades de conservação.

Nota-se também que o trecho de 280 km entre Urucu-Coari no bioma amazônico, projetado para transporte de Gás Liquefeito de Petróleo – GLP, corresponde à duplicação de trecho já existente. Diante disto, é possível inferir que os impactos decorrentes de sua montagem e instalação serão reduzidos.

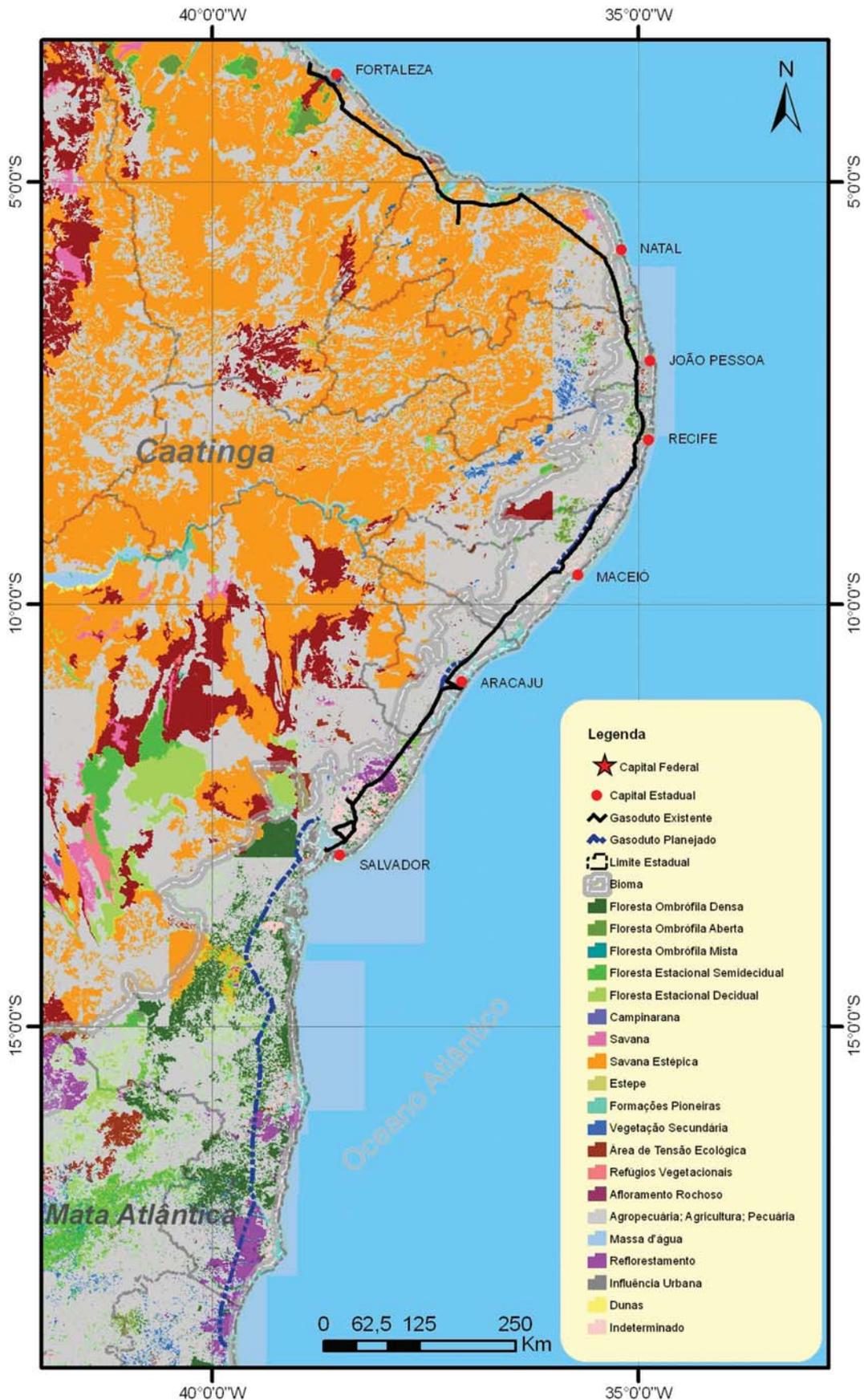
Figura 8 – Região Norte – gasodutos e áreas socioambientalmente sensíveis



Fonte: EPE, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006; FUNAI, 2006.

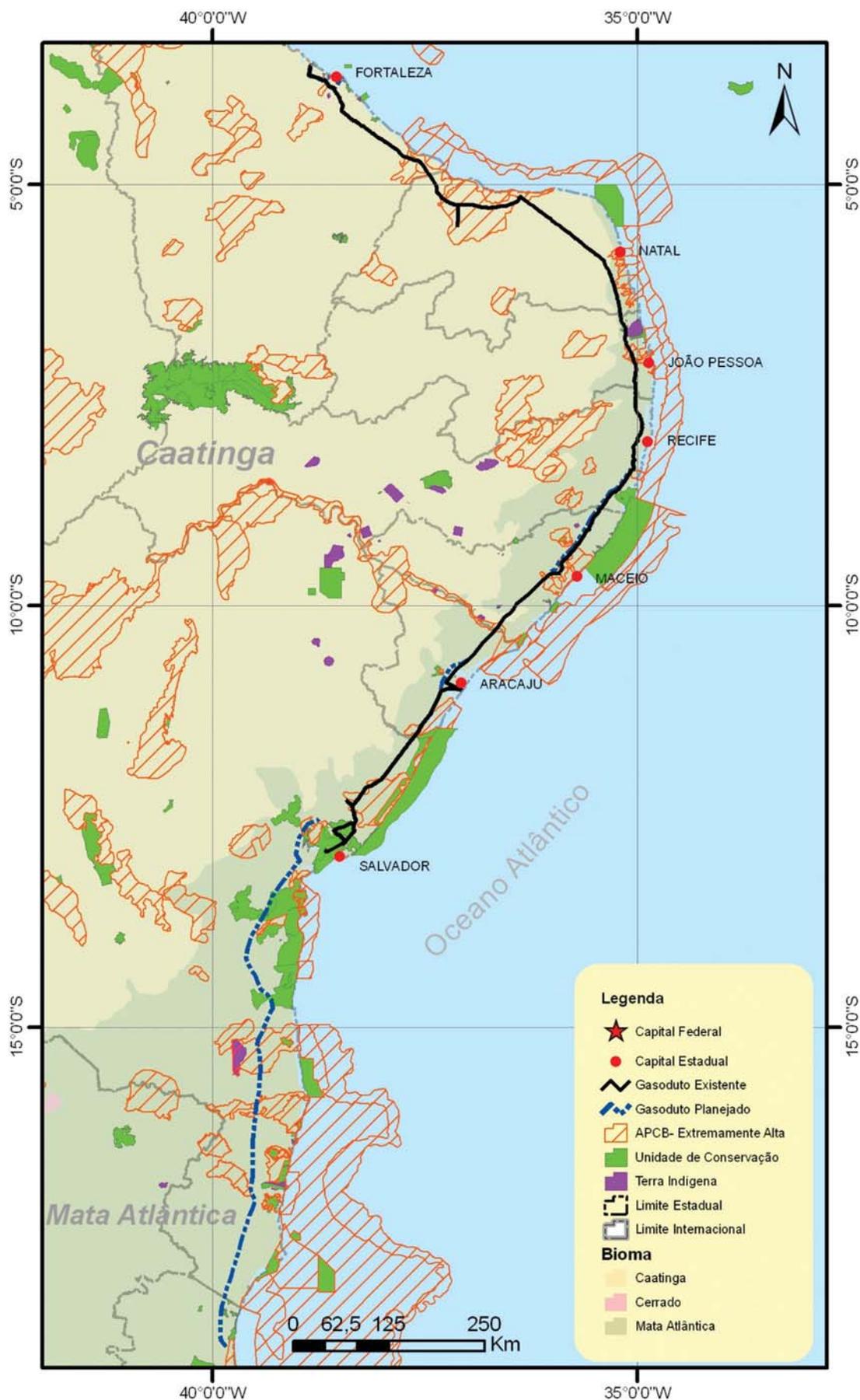
A seguir, na Figura 9 e na Figura 10, são apresentados os gasodutos existentes e planejados da Região Nordeste. Nela, fica evidenciada a tendência de expansão da malha em direção à região Sudeste. No que concerne à malha planejada, não obstante margee APCBs e Unidades de Conservação, ela se estende ao longo do litoral, área densamente antropizada. Conforme dados da Tabela 34, as classes "áreas antropizadas" e "áreas de vegetação nativa/massa d'água" do bioma Mata Atlântica contemplam, cada uma, respectivamente, 54,3% e 21,5% da malha planejada.

Figura 9 – Região Nordeste – gasodutos e cobertura vegetal



Fonte: EPE, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006.

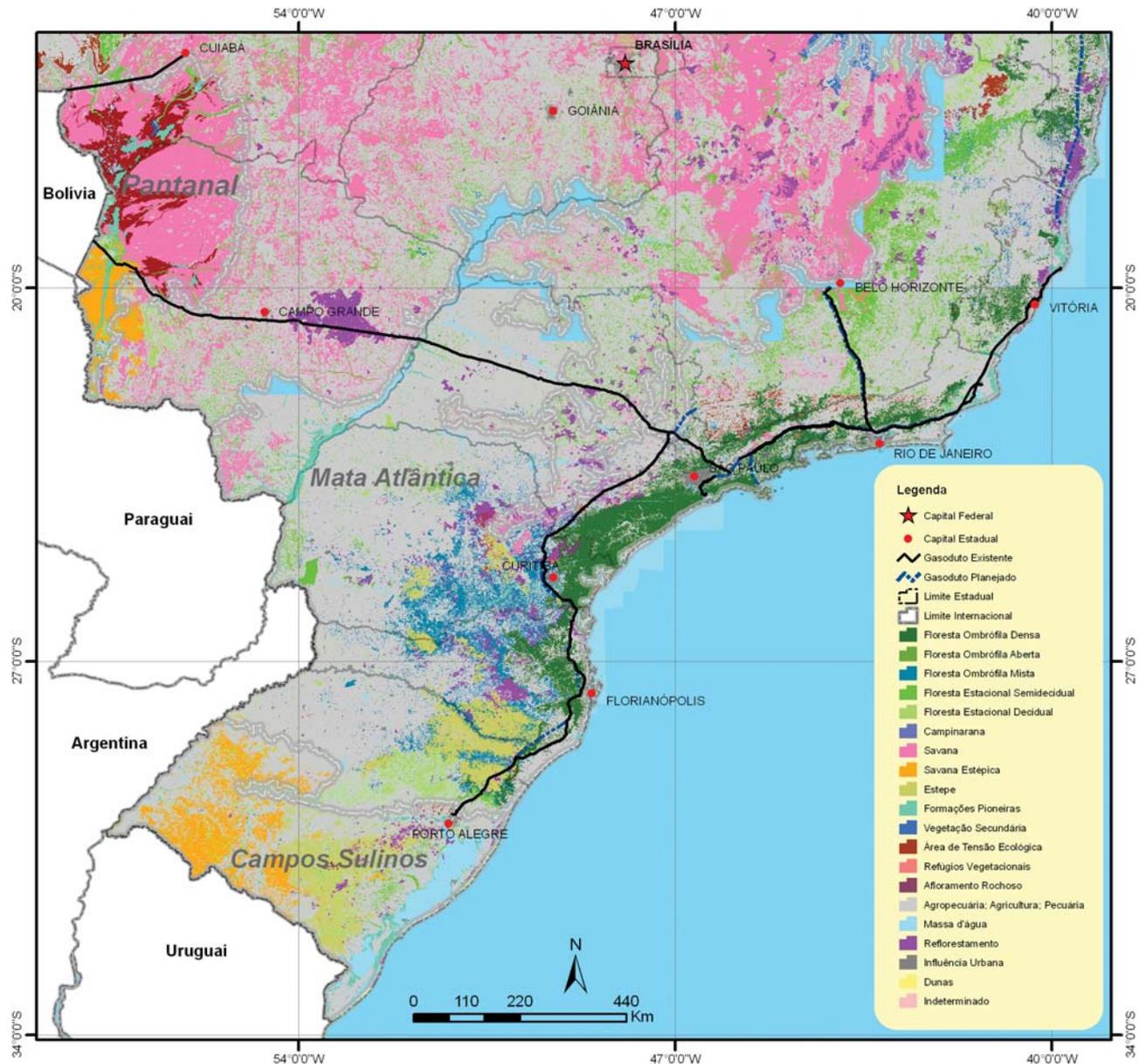
Figura 10 – Região Nordeste – gasodutos e áreas socioambientalmente sensíveis



Fonte: EPE, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006; FUNAI, 2006.

Figura 11 – Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul – gasodutos e cobertura vegetal

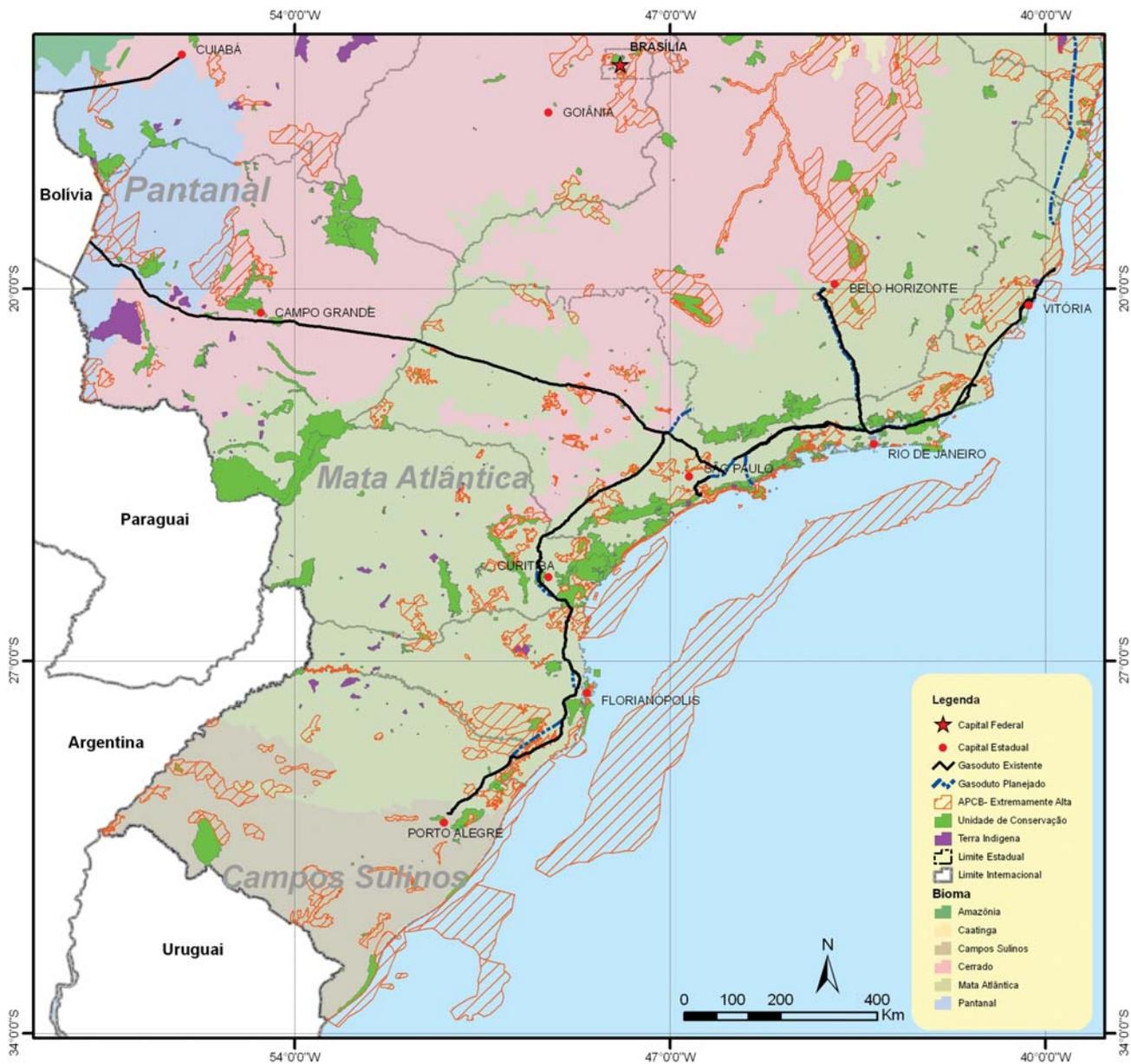
A Figura 11 e a Figura 12, a seguir, permitem visualizar a localização das malhas existente e planejada para as regiões Sudeste, Centro-Oeste e Sul.



Fonte: EPE, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006.

Há áreas, nas regiões Sudeste e Sul, com densa cobertura vegetal, em especial no sul fluminense e nos litorais dos estados de São Paulo e Santa Catarina. A Figura 11 permite observar que os traçados procuraram evitar as áreas mais sensíveis. A Figura 12 corrobora esta observação, visto que ilustra o contorno de algumas Unidades de Conservação pelos gasodutos, embora haja alguns trechos de cobertura vegetal afetados.

Figura 12 – Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul – gasodutos e áreas socioambientalmente sensíveis



Fonte: EPE, 2007; IBGE, 2003; MMA, 2006; FUNAI, 2006

Note-se ainda que, nas regiões Sul e Sudeste, especialmente nesta última, a malha de gasodutos planejada coincide, em boa parte, com a malha existente, o que indica trechos de duplicação.

## 5.5 Análise Processual

Para o período 2008-2010, os estudos da EPE, (item 4.3), indicam um conjunto de 13 projetos, com as respectivas datas previstas para entrada em operação (Tabela 35).

Tabela 35 – Gasodutos previstos para o período 2008-2010

Região	Estado	Gasoduto	Data prevista
Norte	AM	Coari-Manaus	Set/2009
	AL/PE	Pilar – Ipojuca	Abr/2010
	ES	Cacimbas – Catu	Mar/2010
Sudeste	RJ/MG	Cabiúnas - Reduc (Gasduc III)	Set/2009
		Gasbel II	Dez/2009
		Japeri – Reduc	Mar/2009
	SP	Caraguatatuba – Taubaté	Out/2010
	SP/MG	Paulínia – Jacutinga	Jul/2009
	SP	Gaspal II	Jun/2010
Sul		Gasán II	Jun/2010
	PR	Looping Araucária	A definir
	PR/SC	Looping Biguaçu	A definir
	SC	Looping Siderópolis	A definir

A análise processual teve por objetivo avaliar a possibilidade de atendimento às datas previstas para entrada em operação dos gasodutos, considerando a compatibilidade com os prazos necessários para obtenção de licenças ambientais, outras autorizações e outorgas e ainda a articulação com os órgãos responsáveis. A data de referência para a consolidação das informações foi outubro de 2008.

Foram estimados os prazos necessários para a elaboração dos estudos (EIA/RIMA e EAR), para a análise desses estudos e para a emissão das respectivas licenças ambientais (LP, LI e LO) por parte dos órgãos de licenciamento, bem como seus prazos de construção. Esses prazos, obtidos junto à Petrobras, são apresentados na Tabela 36

Tabela 36 – Prazos médios estimados para implantação de gasodutos

Atividade	Etapas	Meses
Realização de Estudos	EIA/RIMA	4 a 6
	EAR	
Análise dos estudos e obtenção de Licenças	Licença Prévia (LP)	3 a 6
	Licença de Instalação (LI)	4 a 6
	Licença de Operação (LO)	2
Construção		15 a 22

Fonte: Planilha “Ficha Resumo dos Empreendimentos” de 06/09/2006 encaminhada pela Petrobras para a EPE em novembro de 2006.

Esses prazos, somados, foram adotados como referência para se comparar e verificar a compatibilidade com as datas de entrada em operação dos gasodutos previstas no Plano.

Para as datas de início de construção e montagem, bem como para os prazos de construção, foram adotadas, como referência básica, as informações produzidas pelo Departamento de Gás Natural/MME, obtidas do “Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural” (set/2008).

Na atribuição de prazos para realização de estudos e obtenção de licença correspondente a cada projeto, foi considerado o prazo mínimo – 4 ou 3 meses, conforme o caso – para projetos com menos de 100 km de extensão e o prazo máximo – 6 meses – para projetos com mais de 100 km de extensão.

A adoção desse critério foi motivada pela constatação da considerável amplitude entre as extensões de cada projeto. Observa-se, por exemplo, que, enquanto Gasán II, Japeri-Reduc e Paulínia-Jacutinga têm, respectivamente, 38 km, 45 km e 80 km, os projetos de Coari-Manaus, e Cacimbas-Catu, por sua vez, se estenderão, por 383 km e 954 km. Assim, estabeleceu-se o limite de 100 km de extensão para atribuição de prazo máximo ou mínimo, dentre os informados pela Petrobras, com o intuito de introduzir diferenciações que pudessem aprimorar as estimativas da análise processual.

Ressalva-se que, para os projetos cujos prazos de construção não estavam disponíveis no “Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural”, foi adotado o mesmo critério utilizado no que concerne à realização de estudos e à obtenção das licenças. Neste caso, foram adotados como parâmetro os prazos médios de construção informados pela Petrobrás. Assim, dentre os referidos projetos, para os que têm extensão menor que 100 km, adotou-se o prazo de 15 meses, enquanto o prazo máximo de 22 meses foi adotado para os projetos com mais de 100 km de extensão.

Ao aplicar os critérios descritos, observou-se que as datas estimadas para início de operação dos gasodutos, já considerados os procedimentos de licenciamento ambiental, em geral, estão compatíveis com os prazos fixados pelos estudos deste ciclo de planejamento para a expansão da malha.

Entretanto, três gasodutos apresentaram um atraso maior do que 6 meses, em relação à data prevista no Plano: Pilar – Ipojuca, Gasbel II e Gasan II, indicando que esses projetos devem ter especial atenção no acompanhamento para sua viabilização segundo o prazo estabelecido pelo Plano. Todavia, ressalta-se que os gasodutos previstos estão incluídos no Plano de Aceleração do Crescimento – PAC, sendo considerados de relevância estratégica e objeto de ações conjuntas de diversos órgãos do governo federal para que sejam concretizados. Dessa forma, espera-se que os prazos necessários para a viabilização desses projetos, considerando os procedimentos de licenciamento ambiental, atendam às datas estimadas para início de operação dos gasodutos.

## 5.6 Análise Socioambiental da Malha Planejada

Constata-se que a expansão da malha de gasodutos de transporte no Brasil será de 2.625 km (aproximadamente 52 km<sup>2</sup> em faixas de passagem), acrescentando cerca de 36% à malha hoje existente.

Destaca-se que a expansão está localizada principalmente na região Sudeste, com cerca de 66% da malha de gasodutos prevista. A região contemplada com a segunda maior extensão de gasodutos previstos é a região Norte, com cerca de 14%. Para as regiões Nordeste e Sul, a previsão é de cerca de 12% e 7%, respectivamente, da expansão da malha de gasodutos.

Observa-se uma tendência de expansão da malha da região Nordeste para a Sudeste, com a ampliação do GASENE, que integra as regiões Nordeste e Sudeste, por meio da construção do trecho Cacimbas – Catu, com 954 km de extensão, que se somará ao trecho Cacimbas – Vitória (130 km), cuja operação iniciou-se em novembro de 2007.

Foram selecionados alguns indicadores para o Plano, abrangendo aspectos da dimensão social, ambiental e econômica, incluindo potenciais benefícios decorrentes da implantação de gasodutos. Os aspectos positivos passíveis de serem visualizados nesse horizonte estão relacionados aos aspectos socioeconômicos, ou seja, aos benefícios que os gasodutos podem trazer para o desenvolvimento local. Dessa forma, foram selecionados dois indicadores: um relativo aos empregos gerados no período e o outro, relativo aos recursos financeiros gerados pelos impostos – ISS - durante a construção dos gasodutos. Um terceiro indicador selecionado foram os recursos oriundos da compensação ambiental. Apesar destes recursos não indicarem necessariamente benefícios diretos, pode-se considerar que a disponibilização de uma quantidade significativa de recursos oriundos da compensação ambiental apresenta uma tendência de benefícios para as Unidades de Conservação em que esses recursos serão aplicados.

Estima-se que serão gerados cerca de 22.000 empregos diretos durante a construção dos gasodutos previstos para este ciclo de planejamento. Esta estimativa foi baseada numa relação de 10 empregos gerados para cada km de extensão do gasoduto, para aqueles projetos em que não se dispunha da informação do número de empregos gerados pela implantação do gasoduto.

Estima-se, ainda, que será gerada receita de cerca de R\$ 65 milhões, advinda de recursos do ISS dos serviços de construção e montagem e cerca de R\$ 18 milhões relativos aos recursos da compensação ambiental (0,5%). Para estimativa dos recursos de geração de impostos durante a construção dos gasodutos – ISS – foi adotada uma alíquota de referência de 3% do valor dos serviços de construção e montagem, cujo valor estimado é de 60% do custo de implantação do projeto. O valor dos recursos aplicados na compensação ambiental foi calculado em cima de 0,5% do custo de implantação do gasoduto. A tabela abaixo sintetiza esses indicadores.

Tabela 37 – Indicadores do Plano Decenal 2008-2017

Indicadores Sociais, Ambientais e Econômicos – Gás Natural	
Empregos gerados no período	22.000
Recursos do ISS dos serviços de construção e montagem	R\$ 65 milhões
Recursos da compensação ambiental (0,5%)	R\$ 18 milhões

A Tabela 38 consolida as informações referentes às malhas existente e planejada: extensão, percentual de presença no bioma relativo à malha nacional, área da faixa de passagem – considerando uma faixa média de 20 metros – e o percentual da área dos gasodutos relativo à área do bioma. A Tabela 39 apresenta, nas malhas existente e planejada, o quanto de área antropizada e de área de vegetação nativa são afetadas pela faixa de passagem dos gasodutos.

A partir das informações apresentadas, constata-se que a presença de gasodutos no bioma Mata Atlântica, diante dos demais biomas, aumenta 4 pontos percentuais em face do sistema existente, chegando a 67% da malha. Já no caso do bioma Cerrado, estima-se uma participação de 9,2% da malha, cerca de 3 pontos percentuais menor em relação à malha existente, em virtude da pequena extensão de gasodutos planejados para esse bioma, apenas 1,1% do total.

Tabela 38 – Distribuição de gasodutos planejados e existentes por bioma e respectivas áreas afetadas

Bioma(1)	Extensão de gasodutos planejados e existentes (km)	Percentual da malha nacional de gasodutos planejados e existentes	Faixa de passagem dos gasodutos planejados e existentes(2) (km <sup>2</sup> )	Percentual de área bioma / gasodutos planejados e existentes(2)
Amazônia	665,0	6,8	13,3	0,0003
Caatinga	995,0	10,1	19,9	0,0024
Campos Sulinos	135,0	1,4	2,7	0,0015
Cerrado	900,0	9,2	18,0	0,0009
Mata Atlântica	6.593,2	67,3	131,9	0,0119
Pantanal	515,0	5,3	10,3	0,0069
<b>Total</b>	<b>9803,2</b>	<b>100,0</b>	<b>196,1</b>	<b>0,0023</b>

Fonte: baseado em dados estimados a partir da digitalização realizada pela EPE. Dados de extensão total obtidos nas páginas de internet da Transpetro e da TBG.

(1) Classificação segundo IBGE.

(2) Área estimada com base no cálculo da faixa de passagem média de 20m.

Tabela 39 – Distribuição de gasodutos, existentes e planejados, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa

Malhas de gasodutos	Áreas afetadas por gasodutos existentes e planejados – total: 196 km <sup>2</sup>					
	Antropizada		Vegetação nativa/massa d'água		Tipologia indeterminada	
	km <sup>2</sup>	%	km <sup>2</sup>	%	km <sup>2</sup>	%
Existente	99	50,6	41,5	21,2	3,1	1,6
Planejada	31,5	16,0	19,9	10,1	1,0	0,5
<b>Total</b>	<b>130,5</b>	<b>66,6</b>	<b>61,4</b>	<b>31,3</b>	<b>4,1</b>	<b>2,1</b>

Constata-se a passagem de 10,1% da malha planejada pelo bioma Caatinga. Os biomas Campos Sulinos e Pantanal, por não serem contemplados com investimentos em gasodutos, passam a contar, respectivamente, 1,4% e 5,3% da malha de gasodutos projetada para 2017.

Destaca-se que, dos 196,1 km<sup>2</sup> ocupados pelas faixas de passagem no final do período, cerca de 66% estarão em áreas antropizadas, enquanto 31% estarão em áreas de vegetação nativa. O aumento do percentual da malha de gasodutos presente em áreas de cobertura vegetal – de 21%, na malha existente, para 31%, consideran-

do a malha planejada, deve-se, principalmente, à expansão da malha na região Norte, como pode ser observado na Figura 7, na Figura 9 e na Figura 11, em que é apresentada a cobertura vegetal dos biomas.

Constatou-se também, com o auxílio dos mapas apresentados anteriormente – Figura 8, Figura 10 e Figura 12 –, que os traçados das faixas de gasodutos existentes e planejadas evitam as áreas mais sensíveis – unidades de conservação federais, terras indígenas e densas áreas urbanas. Há, ainda, duplicação de trechos existentes, que totalizam cerca de 700 km de extensão, correspondentes a 14 km<sup>2</sup> de faixa de passagem. Nesses casos, a instalação e a montagem dos gasodutos utilizam faixa de passagem já existente, áreas, portanto, já antropizadas.

## 5.7 Emissão de Gases de Efeito Estufa

Neste subitem, são analisadas, por região, as emissões de gases de efeito estufa provenientes de outras atividades não termelétricas, ou seja, ao segmento *downstream* e às emissões não termelétricas. A análise das emissões das usinas termelétricas encontra-se no Capítulo III e do segmento *upstream*, no Cap. IV, “Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural”. Trata-se de uma contribuição complementar aos estudos realizados sobre a oferta de gás natural, visto que não está inserido, ainda, em uma metodologia sistematizada. Contudo, em face da relevância do tema e da disponibilidade das informações, considerou-se relevante a elaboração dos cálculos.

As emissões atmosféricas, dentre as quais se incluem os gases de efeito estufa (GEE): CO<sub>2</sub>, N<sub>2</sub>O e CH<sub>4</sub> – no segmento *downstream* estão, em geral, associadas a:

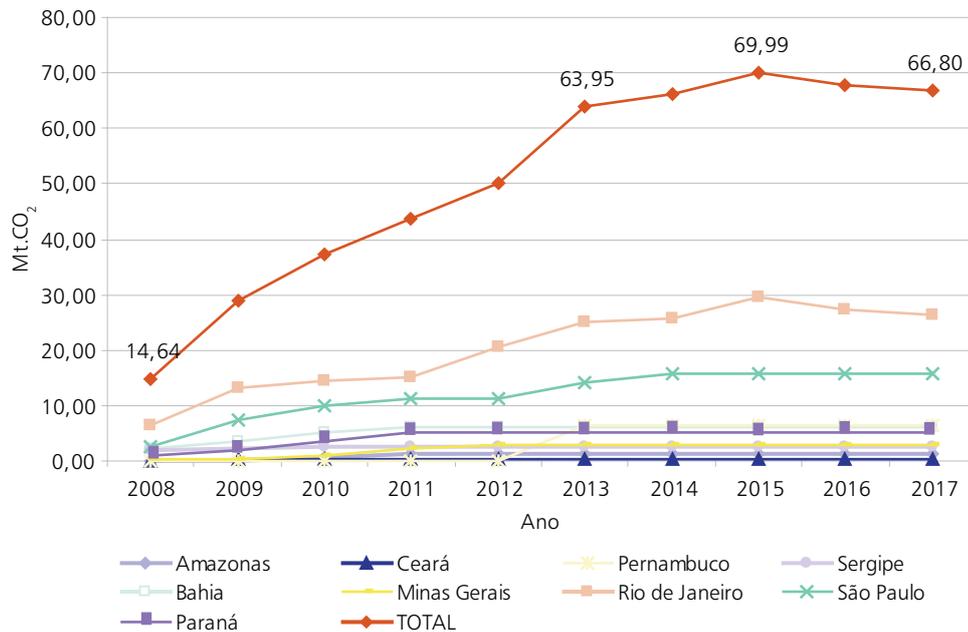
- queima de combustíveis para a produção de vapor necessário tanto ao processo de refino, como também à eventual auto-geração de energia elétrica;
- queima de combustíveis nos aquecedores de processo e nas caldeiras;
- emissões específicas associadas à tecnologia empregada em um determinado processo;
- emissões resultantes da queima incompleta dos efluentes direcionados para os flares;
- emissões fugitivas.

O gás natural tem usos residenciais, industriais, em transportes, em geração de eletricidade, dentre outros, todos eles emissores de GEE. Ressalta-se que, embora também utilizado como fonte de energia elétrica, o gás natural é usado, predominantemente, como fonte de energia térmica.

Nos estudos realizados para este ciclo de planejamento, foi calculada uma estimativa das emissões de gases de efeito estufa pelo segmento *downstream* da cadeia do petróleo e pelos setores não-termelétricos demandantes de gás natural para geração de energia. Os estudos foram realizados com base na metodologia de cálculo das emissões dos referidos gases na queima do gás natural, disponibilizada pelo Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas da Organização das Nações Unidas – IPCC/ONU [11]. Foram utilizados os dados apresentados no item 3, “Balanço de Oferta e Demanda de Gás Natural”.

Os gráficos apresentados doravante neste subitem resumem os cálculos de estimativa de emissões de gases de efeito estufa no segmento *downstream* e no setor não-termelétrico para o horizonte do presente ciclo de planejamento.

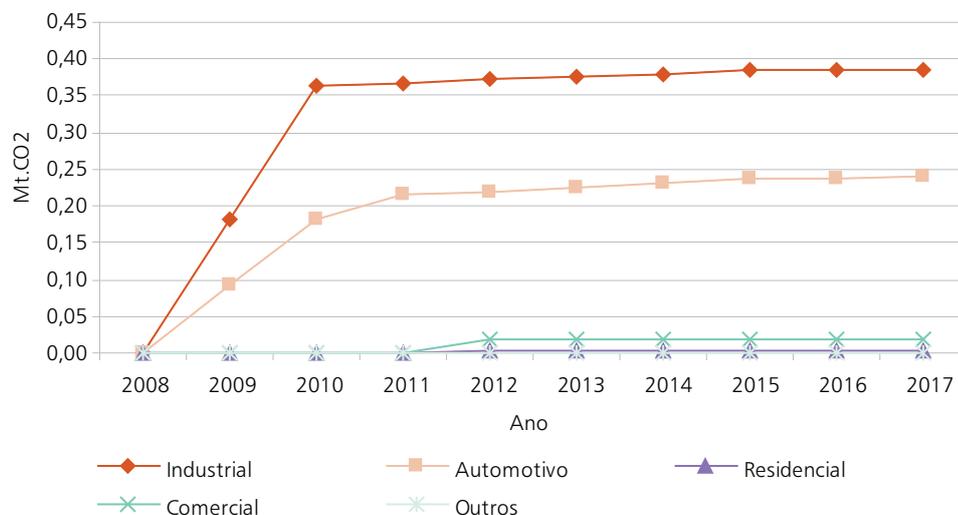
O Gráfico 12 apresenta a projeção de emissões de GEE, por estado da federação e o total nacional, no decênio.

Gráfico 12 – Emissões *downstream*, por Estado (2008-2017).

Esse gráfico mostra que as emissões de GEE relacionadas com o segmento *downstream* do gás natural, em 2017, serão maiores no Rio de Janeiro, seguidos por São Paulo, Pernambuco, Paraná, Bahia, Minas Gerais e Sergipe. Os demais estados apresentam emissões pouco expressivas. As emissões nacionais desse segmento, no ano de 2017, serão da ordem de 66,80 Mt.CO<sub>2</sub>eq. O total emitido ao longo do decênio 2008-2017 atinge cerca de 509 Mt.CO<sub>2</sub>eq.

A seguir, é apresentado o Gráfico 13 que ilustra, comparativamente, a evolução das emissões de GEE, ao longo do decênio, em cada segmento de utilização do gás natural na região Norte.

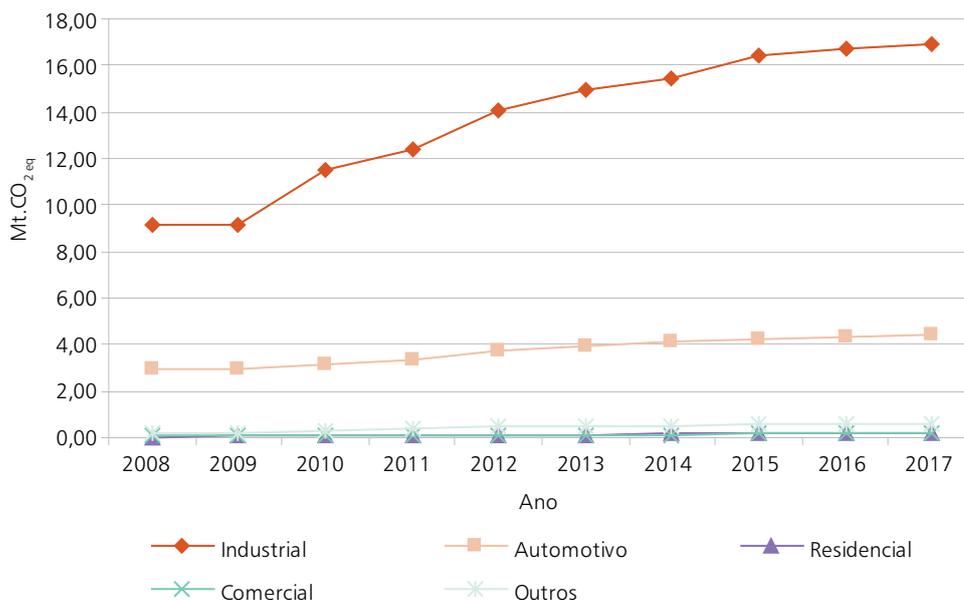
Gráfico 13 – Emissões não-termelétricas na região Norte (2008-2017)



Na região Norte, destaca-se o crescimento da demanda não-termelétrica de gás natural a partir de 2009, favorecido pelo início da operação do gasoduto Coari-Manaus e pela construção, por parte da distribuidora local – CIGAS, de redes de distribuição, visando à utilização do gás natural para fins comerciais em Manaus e demais municípios vizinhos do referido gasoduto. A demanda de gás natural para fins não-termelétricos esperada, em 2017, é de 331 mil m<sup>3</sup>/dia, que gerariam emissões da ordem 0,65 Mt.CO<sub>2 eq.</sub>. É importante notar que, comparativamente às demais regiões do país, as emissões de GEE na região Norte são bastante diminutas, tratando-se da região com menor volume de emissões referentes ao consumo não-termelétrico de gás natural.

O Gráfico 14 ilustra a emissão de GEE na região Nordeste, projetada para o decênio.

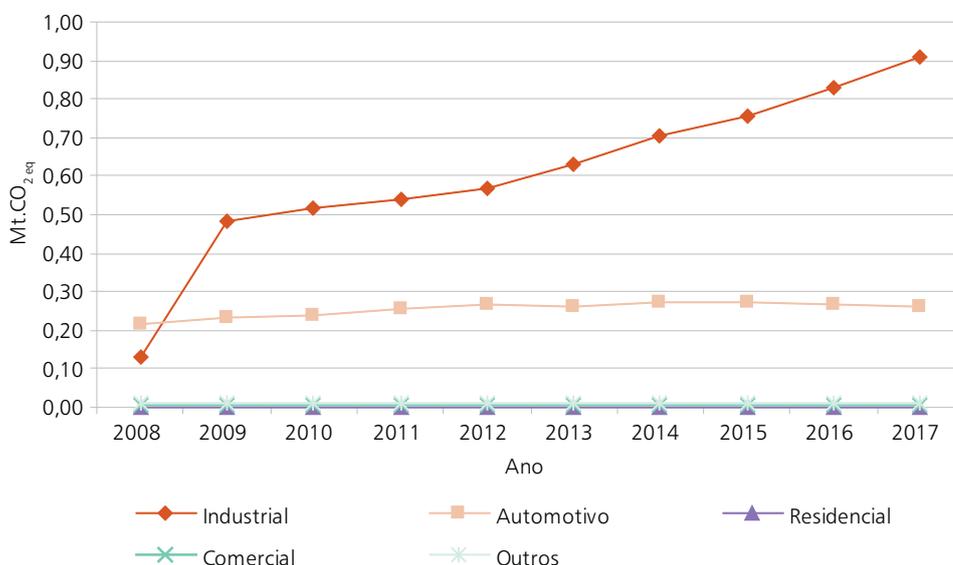
Gráfico 14 – Emissões não-termelétricas na Região Nordeste (2008-2017)



Na região Nordeste, conforme discutido no item 3.2, espera-se um aumento significativo da demanda no segmento não-termelétrico, expressos principalmente pelos setores industrial e automotivo. Estima-se que a demanda de gás natural nesse segmento, em 2017, seja da ordem de 11.450 mil m<sup>3</sup>/dia, que seria responsável pela emissão de 22 Mt.CO<sub>2 eq.</sub> no mesmo ano.

As emissões na Região Centro-Oeste, projetadas para o período 2008-2017, são ilustradas no Gráfico 15.

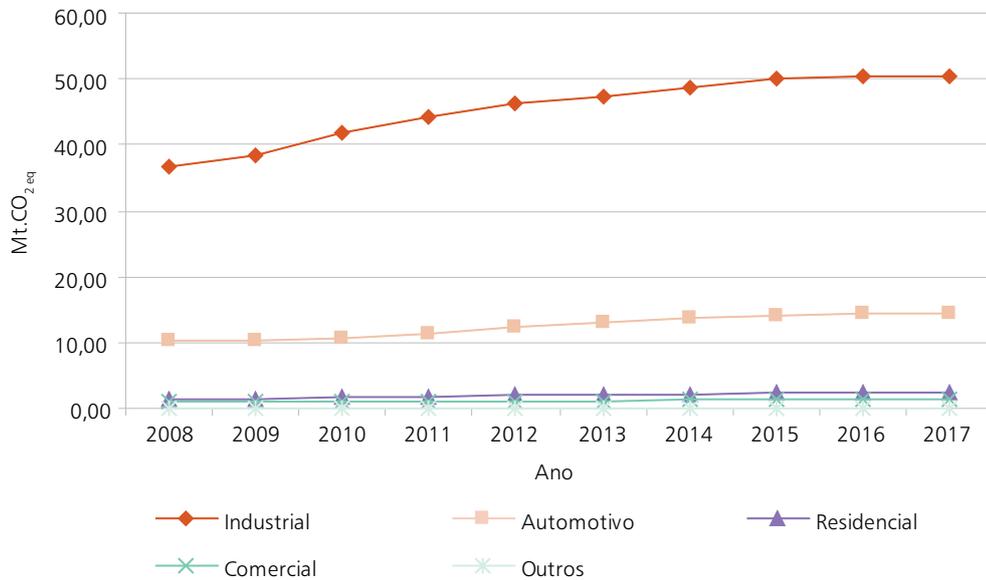
Gráfico 15– Emissões não-termelétricas na Região Centro-Oeste (2008-2017).



Na região Centro-Oeste, a exemplo das demais regiões, espera-se um aumento na demanda de gás natural para fins não-termelétricos. O setor industrial lidera esse aumento na demanda, que deverá passar de 190 mil m<sup>3</sup>/dia, em 2008, para 610 mil m<sup>3</sup>/dia, em 2017. A estimativa de emissões de GEE a partir do segmento não-termelétrico na região Centro-Oeste, em 2017, é de 1,19 Mt.CO<sub>2 eq.</sub>

O Gráfico 16 ilustra a emissão de GEE na região Sudeste.

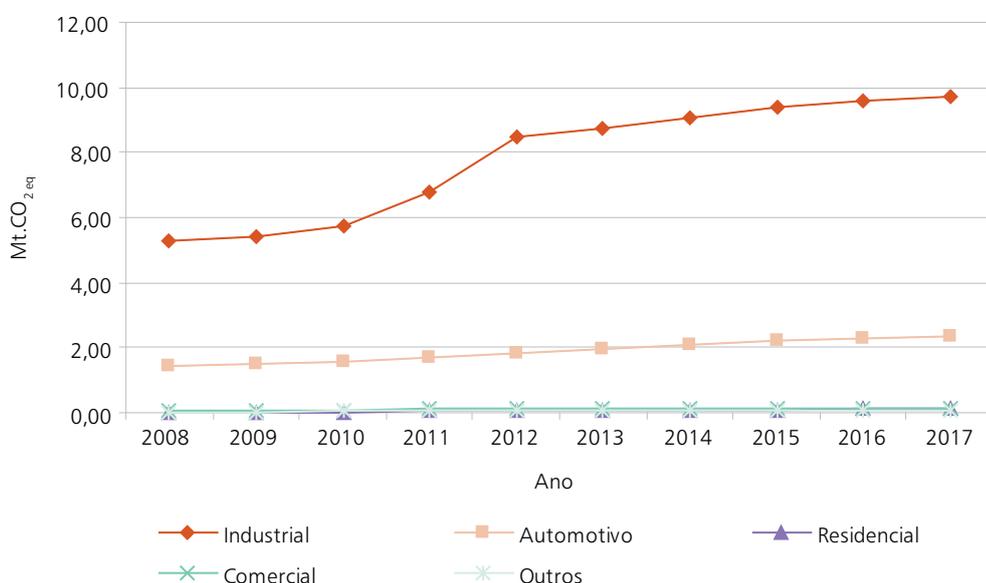
Gráfico 16 – Emissões não-termelétricas na região Sudeste (2008-2017)



Os dados mostram que a região Sudeste apresenta a maior demanda de gás natural para fins não-termelétricos do país e conseqüentemente o maior volume de emissões. Espera-se que a demanda de gás natural para fins não-termelétricos salte de 25.328 mil m<sup>3</sup>/dia, em 2008, para 35.113 mil m<sup>3</sup>/dia, em 2017. Conseqüentemente, estima-se um aumento nas emissões de GEE, que deverá atingir o patamar de 68,56 Mt. CO<sub>2 eq.</sub>, em 2017.

As emissões na região Sul, por setor, ao longo do decênio são apresentadas pelo Gráfico 17.

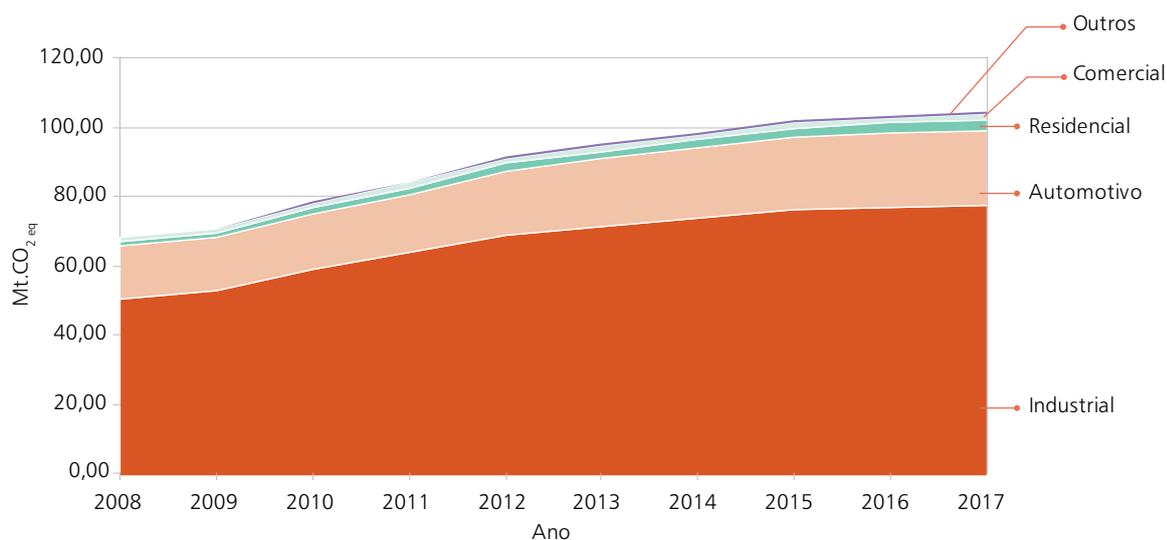
Gráfico 17 – Emissões não-termelétricas na região Sul (2008-2017).



Na região Sul, prevê-se um aumento de 81% na demanda de gás natural para fins não-termelétricos, passando de 3.502 mil m<sup>3</sup>/dia, em 2008, para 6.349 mil m<sup>3</sup>/dia, em 2017. Calcula-se que esse aumento na demanda seja responsável por emissões da ordem de 12,4 Mt. CO<sub>2</sub> eq., em 2017.

Pode-se observar que todas as regiões apresentam elevação das emissões de CO<sub>2</sub>, notadamente no setor industrial, seguido pelo automotivo, em decorrência do aumento da demanda pelo uso deste combustível prevista para o decênio. De acordo com o Gráfico 18, que evidencia essa tendência, em 2017, as emissões não-termelétricas de gases de efeito estufa serão da ordem de 105,5 Mt.CO<sub>2</sub> eq.. As emissões acumuladas ao longo de todo o decênio em tela pelo segmento não termelétrico somam 904 Mt.CO<sub>2</sub> eq.

Gráfico 18 – Participação por setor nas emissões não-termelétricas de GEE



## 5.8 Considerações Finais

No que concerne ao planejamento de gasodutos, conclui-se que, não obstante sua expansão pelos biomas Amazônia e Mata Atlântica, outras áreas não são contempladas: os biomas Pantanal e Campos Sulinos. Os biomas Caatinga, Cerrado e Costeiro têm percentuais reduzidos da malha planejada, para o atual ciclo de planejamento.

Constatou-se, também, por meio da análise dos gasodutos existentes e planejados, que a maior parte das faixas de passagem (66,6%) estão situadas em áreas antropizadas, ou seja, que não mais possuem sua cobertura vegetal nativa. Além disso, os gasodutos evitam áreas de conservação, terras indígenas e áreas urbanas densamente povoadas.

Verificou-se, ainda, que os prazos para entrada em operação dos gasodutos planejados para o período 2008-2017 estão adequados aos prazos praticados, tanto em relação às atividades referentes à obtenção de licenças ambientais, quanto aos prazos previstos para instalação e montagem.

Constatou-se, por fim, que, em face do aumento da demanda de energia por setores não termelétricos, consumidores de gás natural, projetado para o horizonte deste ciclo de planejamento, as emissões de gases de efeito estufa, inclusive no segmento downstream, também aumentarão, com destaque para a indústria e o setor automotivo. Porém, ficam evidenciados os benefícios ambientais decorrentes do uso do gás natural ao considerar-se o hiato entre o seu fator de emissão de GEE e aqueles apresentados por outros combustíveis fósseis.

## Referências Bibliográficas

Nº.	TÍTULO
[1]	CERA, Cambridge Energy Research Associates <a href="http://www.cera.com">http://www.cera.com</a>
[2]	Ministério de Minas e Energia - MME, Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural, Out/2008
[3]	ANP, Boletim Mensal do Gás Natural, Junho/2008
[4]	Pedroso, A. N. – TNGPARTS, Resposta à Consulta Pública 01/2007, MME.
[5]	Luczynski, E., - Gás do Pará, Ofício Nº. 005/07, GDP, de 01/08/2007 - Resposta à Consulta Pública 01/2007, MME.
[6]	Travincas, T.C.T., Ofício, Gasmar, 017/2007, de 02/08/2007 - Resposta à Consulta Pública 01/2007, MME.
[7]	Oliveira, G.H.M.X, Ofício, 034/07, de 02/08/2007 - Resposta à Consulta Pública 01/2007, MME.
[8]	Sá, C.M.G; Lima, J.J.V, Ofício s/n – Goiasgas e Cebgas - Resposta à Consulta Pública 01/2007, MME.
[9]	EPE-DEE-RE-038/2006-r0 - Estudos associados ao Plano Decenal de Expansão de Energia – PDE 2007/2016. Procedimentos e critérios para os estudos socioambientais. Maio de 2006.
[10]	LA ROVERE, E. L.; AMERICANO, B. B. Greenhouse Gas Emissions Avoid by Procel: 1990 – 2020 - Final Report. Project Assessment of Global Environmental Impacts of Procel. PPE/COPPE/UFRJ. Rio de Janeiro, 1999.
[11]	IPCC – Intergovernmental Panel on Climate Change. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Vol. 4 – Agriculture, Forestry and Other Land Use. Disponível em <a href="http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp">www.ipcc-nggip.iges.or.jp</a>

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Previsões do <i>Henry Hub</i> (moeda maio 2007)	546
Tabela 2 – Cálculo <i>netback</i> de preços de GNL (em 2010) – Bacia do Atlântico (moeda maio 2007)	547
Tabela 3 – Estimativas de preços de gás natural, via GNL (moeda maio 2007)	547
Tabela 4 – Projeção de Preços do Gás Natural – Hipótese de Competitividade de 100% (US\$ maio 2007)	548
Tabela 5 – Estimativa de Preços de Gás de Origem Boliviana (moeda maio 2007)	549
Tabela 6 – Capacidade da oferta nacional de gás natural – Campos descobertos (milhões de m <sup>3</sup> /dia)	550
Tabela 7 – Capacidade da oferta nacional de gás natural – Novas Descobertas (milhões de m <sup>3</sup> /dia)	550
Tabela 8 – Capacidade de oferta de gás natural – Importado (milhões de m <sup>3</sup> /dia)	550
Tabela 9 – Região Norte: Projeção da oferta de gás natural por origem (mil m <sup>3</sup> /dia).	553
Tabela 10 – Região Norte: Projeção da demanda de gás natural por origem (mil m <sup>3</sup> /dia)	554
Tabela 11 – Região Norte: Projeção do Balanço de Gás Natural (mil m <sup>3</sup> /dia)	554
Tabela 12 – Região Nordeste: Projeção da oferta de gás natural por origem (mil m <sup>3</sup> /dia)	555
Tabela 13 – Região Nordeste: Projeção da demanda de gás natural por origem (mil m <sup>3</sup> /dia)	555
Tabela 14 – Região Nordeste: Projeção do Balanço de Gás Natural (mil m <sup>3</sup> /dia)	555
Tabela 15 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção da oferta de gás natural por origem (mil m <sup>3</sup> /dia)	556
Tabela 16 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção de demanda por origem (mil m <sup>3</sup> /dia)	557
Tabela 17 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção do Balanço de gás natural (mil m <sup>3</sup> /dia)	557
Tabela 18 – Sistema de Transporte Existente – Região Norte	561
Tabela 19 – UPGNs Existentes – Região Norte.	561
Tabela 20 – Sistema de Transporte Existente – Região Nordeste	562
Tabela 21 – UPGNs Existentes – Região Nordeste	562
Tabela 22 – Sistema de Transporte Existente – Região Sudeste	563
Tabela 23 – UPGNs Existentes – Região Sudeste	563
Tabela 24 – Sistema de Transporte Existente – Região Sul	563
Tabela 25 – Sistema de Transporte Existente – Região Centro-Oeste	564
Tabela 26 – Ampliação do Sistema de Transporte – Região Norte	565

Tabela 27 – Ampliação do Sistema de Transporte – Região Nordeste	566
Tabela 28 – Ampliação do Sistema de Transporte – Região Sudeste	567
Tabela 29 – Novas UPGNs – Região Sudeste	567
Tabela 30 – Indicação de Ampliação do Sistema de Transporte – Região Sul	568
Tabela 31 – Estimativa de investimentos.	570
Tabela 32 – Fatores de emissão utilizados na estimativa das emissões de gases de efeito estufa	571
Tabela 33 – Distribuição de gasodutos existentes, em cada bioma, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa	574
Tabela 34 – Distribuição de gasodutos planejados, em cada bioma, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa	576
Tabela 35 – Gasodutos previstos para o período 2008-2010	583
Tabela 36 – Prazos médios estimados para implantação de gasodutos	583
Tabela 37 – Indicadores do Plano Decenal 2008-2017	585
Tabela 38 – Distribuição de gasodutos planejados e existentes por bioma e respectivas áreas afetadas	585
Tabela 39 – Distribuição de gasodutos, existentes e planejados, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa	585

## Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Preços de Commodities	546
Gráfico 2 – Capacidade de Oferta Total da Região Norte	551
Gráfico 3 – Capacidade de Oferta Total da Região Nordeste	551
Gráfico 4 – Capacidade de Oferta Total das Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste	552
Gráfico 5 – Capacidade de Oferta Total Brasil (Malha Integrada)	552
Gráfico 6 – Região Norte: Projeção do Balanço de Gás Natural	554
Gráfico 7 – Região Nordeste: Projeção do Balanço de Gás Natural	556
Gráfico 8 – Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção do Balanço de gás natural	558
Gráfico 9 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (Exclui Região Norte)	558
Gráfico 10 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (Exclui Região Norte)	559
Gráfico 11 – Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada (Exclui Região Norte)	560
Gráfico 12 – Emissões <i>downstream</i> , por Estado (2008-2017).	587
Gráfico 13 – Emissões não-termelétricas na região Norte (2008-2017)	587
Gráfico 14 – Emissões não-termelétricas na Região Nordeste (2008-2017)	588
Gráfico 15 – Emissões não-termelétricas na Região Centro-Oeste (2008-2017).	588
Gráfico 16 – Emissões não-termelétricas na região Sudeste (2008-2017)	589
Gráfico 17 – Emissões não-termelétricas na região Sul (2008-2017).	589
Gráfico 18 – Participação por setor nas emissões não-termelétricas de GEE	590

## Lista de Figuras

Figura 1 – Sistemas de Transporte – Ampliações – Região Norte	564
Figura 2 – Sistemas de Transporte – Ampliações – Região Nordeste	565
Figura 3 – Sistemas de Transporte – Ampliações – Região Sudeste	566
Figura 4 – Sistemas de Transporte – Ampliações – Região Sul	568
Figura 5 – Malha de gasodutos existentes e biomas no território nacional	573
Figura 6 – Malha de gasodutos planejados e biomas no território nacional	575

Figura 7 – Região Norte – gasodutos e cobertura vegetal	577
Figura 8 – Região Norte – gasodutos e áreas socioambientalmente sensíveis	578
Figura 9 – Região Nordeste – gasodutos e cobertura vegetal	579
Figura 10 – Região Nordeste – gasodutos e áreas socioambientalmente sensíveis	580
Figura 11 – Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul – gasodutos e cobertura vegetal	581
Figura 12 – Regiões Sudeste, Centro Oeste e Sul – gasodutos e áreas socioambientalmente sensíveis	582



# OFERTA DE BIOCOMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS

# 7

<b>Apresentação</b>	<b>597</b>
1. Expansão da Oferta de Etanol	597
1.1. Introdução	597
1.2. Mercado Brasileiro de Etanol	597
1.3. Principais Mercados Internacionais para o Etanol Brasileiro.	598
1.3.1. Estados Unidos	600
1.3.2. Europa	602
1.3.3. Japão	603
1.3.4. Outros mercados	604
1.3.5. Potencial Total de Exportação	605
1.4. Produção do Etanol no Brasil	606
1.4.1. Expansão da capacidade industrial	608
1.4.1.1. Curto prazo	608
1.4.1.2. Médio prazo	611
1.5. Logística de Transporte do Etanol para Exportação	611
1.5.1. Capacidade Atual	611
1.5.2. Projetos e Investimentos para a Expansão	612
1.6. Considerações Finais	617
<b>2. Expansão da Oferta de Biodiesel</b>	<b>618</b>
2.1. Introdução	618
2.2. Perspectivas de Preços de Biodiesel	618
2.3. Potencial de Oferta de Biodiesel	621
2.3.1. Disponibilidade de Insumos para a Produção de Biodiesel	621
2.3.2. Disponibilidade de Capacidade de Processamento	625
2.4. Potencial de Consumo Além do Obrigatório	625
2.4.1. O Consumo Obrigatório de Biodiesel 2008-2017	626
2.4.2. O Potencial de Consumo do Setor Agropecuário	626
2.4.3. Atratividade da Autoprodução	627
2.5. A Infraestrutura de escoamento da Produção de Biodiesel	628
2.5.1. O Estoque Estratégico de Biodiesel	630
2.6. Balanço de Oferta e Demanda de Biodiesel	631
2.7. Considerações finais	632
<b>3. Aspectos Socioambientais</b>	<b>633</b>
3.1. Contextualização	633
3.2. Critérios e Procedimentos	634
3.3. Licenciamento Ambiental	635
3.4. Caracterização da Produção e Análise Socioambiental	635

---

3.4.1. Etanol	635
3.4.2. Biodiesel	641
3.5. Considerações Finais	650
<b>Referências Bibliográficas</b>	<b>654</b>
Lista de Tabelas	658
Lista de Gráficos	658
Lista de Figuras	659

## Apresentação

Este capítulo apresenta os resultados dos estudos de expansão da oferta de biocombustíveis líquidos carburantes, etanol e biodiesel, realizados pela EPE para o período 2008-2017.

São inicialmente abordados os aspectos de mercado para o etanol brasileiro e a expansão da capacidade de oferta. Em seguida, é tratada a logística de transporte desse energético e seu potencial de expansão, incluindo a estimativa de investimentos associados.

Posteriormente, são analisados aspectos de disponibilidade de insumos e de capacidade de processamento para a produção do biodiesel. Para a avaliação do potencial de consumo, elaborou-se a perspectiva de preços nacionais, de forma a verificar a competitividade desse energético nacional face ao diesel fóssil, bem como se investigou a existência de condições para que a demanda ultrapasse as metas obrigatórias pela Lei nº 11.097/2005. O estudo analisou a infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel para as regiões consumidoras, avaliando a capacidade de processamento das indústrias e o transporte do biocombustível das usinas até as bases das distribuidoras.

Finalmente, é apresentada a análise socioambiental referente às atividades de produção do etanol e do biodiesel.

## 1. Expansão da Oferta de Etanol

### 1.1. Introdução

O objetivo deste capítulo é estimar a expansão da oferta de etanol tendo em vista o abastecimento dos mercados nacional e internacional.

Para tanto, foram feitas avaliações abordando os seguintes temas: capacidade atual de produção; identificação dos projetos potenciais para expansão da oferta; influência das novas tecnologias - incluindo etanol de celulose; impactos ambientais e na produção de alimentos; projeções da demanda brasileira; estudo do mercado internacional e as estimativas de exportações.

Estimou-se a expansão da capacidade logística e os investimentos necessários para a distribuição do produto nos mercados interno e externo, a partir do levantamento da infraestrutura atual.

Nos itens a seguir, o etanol é também designado por álcool carburante (hidratado ou anidro).

### 1.2. Mercado Brasileiro de Etanol

A estimativa da produção de etanol nos próximos anos é resultado da projeção da demanda nacional, constituída pelas parcelas carburante e não carburante. No que tange ao consumo de etanol carburante, dois fatores são de extrema relevância: a expansão da frota de veículos flex-fuel e a competitividade do álcool hidratado com a gasolina automotiva.

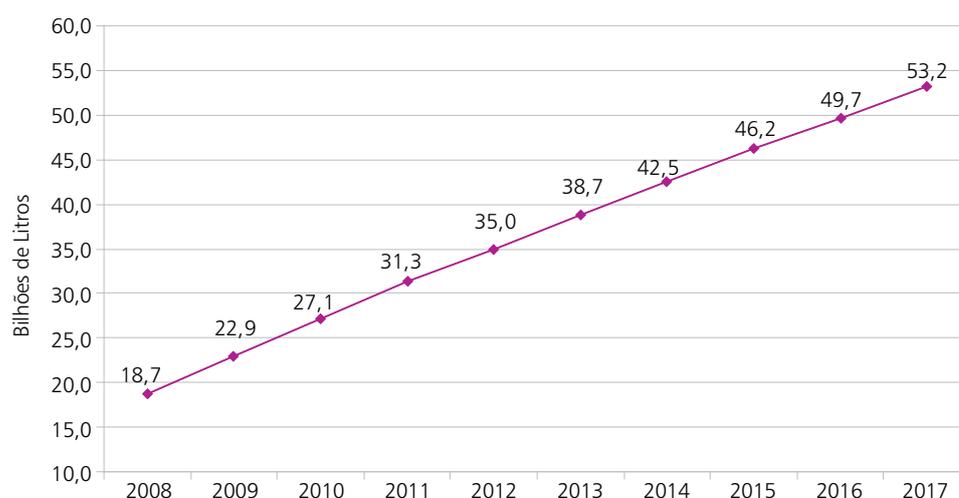
Observa-se que nos últimos anos, desde o lançamento do veículo flex-fuel no mercado nacional em 2003, houve uma retomada da demanda do etanol e, portanto, uma expansão do segmento sucroalcooleiro brasileiro. As vendas desta categoria de veículos atingiram 2.032.361 unidades em 2007, representando mais de 86,1% dos veículos leves vendidos no mercado interno<sup>1</sup> [6].

As estimativas do consumo por álcool hidratado e gasolina automotiva foram apresentadas no Capítulo II.

O Gráfico 1 ilustra a previsão do consumo de álcool carburante – hidratado e anidro - no Brasil para o período compreendido entre 2008 e 2017 [41] e para o cenário macroeconômico adotado nos estudos, conforme tratado no Capítulo II.

<sup>1</sup> Segundo a Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – ANFAVEA.

Gráfico 1 – Projeção de Consumo de Álcool Carburante no Brasil



Fonte: Elaboração EPE

Quanto à demanda de etanol não carburante, sua utilização no Brasil concentra-se basicamente na produção de bebidas, cosméticos, produtos farmacêuticos e químicos<sup>2</sup>. De acordo com o Balanço Energético Nacional, este consumo foi de 683 milhões de litros em 2007 [37].

Com o aumento sucessivo dos preços do petróleo e a busca por novos insumos ambientalmente sustentáveis, observa-se uma tendência de retorno dos projetos de álcoolquímica no país. Os principais projetos de implantação de unidades produtoras de resinas termoplásticas a partir de etanol anunciados por algumas empresas petroquímicas são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 - Projetos para produção de resinas termoplásticas a partir de Etanol

Empresa	Produto	Capacidade (103 t)	Operação	Local	Consumo de etanol (106 L)
Braskem	PE	200	2010	Triunfo/RS	500 (*)
Dow/Crystalsev	PEBDL	350	2011	Não definido	700 (*)
Solvay/Copersucar	PVC	60	2010	Santo André/SP	150

Fonte: [16], [79], [28]

(\*) Dados divulgados na imprensa a serem confirmados pelas empresas.

Caso os projetos sejam implantados de acordo com o cronograma estimado e havendo manutenção dos patamares de produção a partir de 2011, estima-se que a demanda de etanol álcoolquímico no Brasil será de 650 milhões de litros em 2010 e de 1,35 bilhão de litros no período compreendido entre 2011 e 2017.

### 1.3. Principais Mercados Internacionais para o Etanol Brasileiro.

As políticas de incentivo à produção e uso do etanol como combustível, por vários países, têm como principal objetivo a segurança energética, pois diversifica a matriz de insumos e reduz a dependência dos derivados de petróleo. Além disso, contribui para a redução dos impactos ambientais, sobretudo através da mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEEs), e ainda fortalece a economia rural.

<sup>2</sup> (compostos oxigenados – como ácido acético, acetato de etila e butanol)

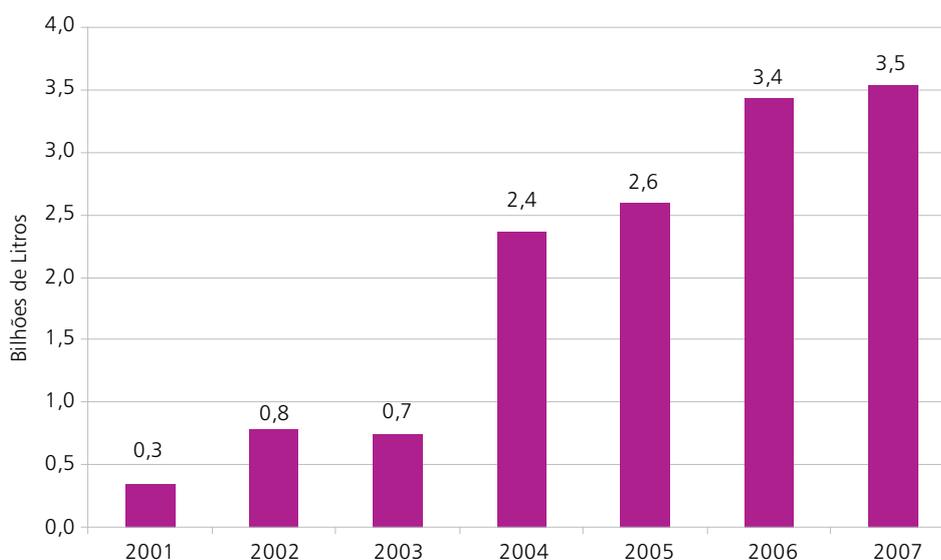
No mercado mundial de combustíveis, o etanol está sendo tratado como o combustível renovável mais viável, no curto prazo, para substituir a gasolina ou ser adicionado à mesma.

A existência de um crescente mercado no mundo para o etanol propicia uma oportunidade para a inserção da produção brasileira, haja vista a competitividade da indústria nacional.

Nos últimos anos, os maiores importadores de etanol produzido no Brasil foram a União Européia (UE) e os Estados Unidos.

Pode-se observar, no Gráfico 2, que o volume exportado em 2007 foi aproximadamente seis vezes superior à média anual exportada entre os anos de 2001 e 2003.

Gráfico 2 – Histórico de Exportação Brasileira de Etanol



Fonte: elaboração EPE a partir de MDIC [70].

Existem diversos fatores que dificultam o estabelecimento do etanol como uma commodity, essencial para o aumento do comércio mundial deste produto. Entre estes, destacam-se:

- os subsídios dados aos produtores (notadamente EUA e Europa);
- a ausência de um padrão internacional de especificação para o etanol combustível e de infraestrutura de logística; e
- a baixa disponibilidade de áreas agricultáveis para expansão agrícola, na qual os continentes Europeu e Asiático, além dos EUA, deverão apresentar maiores dificuldades.

Os efeitos da baixa disponibilidade de áreas para plantios energéticos são percebidos no setor alimentício. Nos últimos anos, os EUA utilizaram uma quantidade cada vez maior de milho para a produção do etanol, em detrimento do setor alimentício. Além disso, destinaram áreas originalmente utilizadas para plantios de outros produtos agrícolas para a produção daquela commodity.

Em relação à criação de um padrão internacional de especificação para o etanol combustível, uma força-tarefa composta de representantes de órgãos técnicos dos governos do Brasil, EUA e União Européia concluiu a primeira etapa de harmonizar as especificações técnicas do etanol em Fevereiro de 2008. Foram identificados pontos de convergência e divergência entre as normas de cada parte, a partir dos quais serão feitos trabalhos de padronização e avaliação dos impactos em cada mercado [84].

Nos itens a seguir, os EUA, Europa e Japão - que representam os maiores mercados - são analisados quanto à legislação em vigor, produção, consumo e necessidade de importação, embasando, desta forma, a avaliação da exportação brasileira de etanol.

Além disso, para cada mercado analisado, será citado o desenvolvimento da tecnologia de produção de etanol a partir de material lignocelulósico, embora seja esperado que o uso comercial desta tecnologia não represente volume significativo no horizonte decenal.

As pesquisas sobre processos de conversão de materiais lignocelulósicos em etanol podem resultar em um grande acréscimo aos volumes atualmente produzidos, o que ajudará os países produtores no cumprimento das metas energéticas de biocombustíveis.

### 1.3.1. Estados Unidos

As diversas Legislações norte-americanas de incentivo à indústria de etanol tiveram como objetivo a redução da dependência da gasolina como combustível. Em paralelo, órgãos ambientais de diversos estados decidiram banir o MTBE (Metil-Terc-Butil Éter) que era adicionado à gasolina. A sua substituição pelo etanol contribuiu para o aumento significativo do consumo e, conseqüentemente, da produção deste biocombustível.

Destacam-se as seguintes legislações e metas de incentivo à produção de etanol no período de 2005 a 2008:

O "Energy Policy Act of 2005", EAct 2005 [42] estabeleceu metas de consumo de combustível renovável até 2012. São contempladas diversas ações de estímulo ao uso de etanol, a exemplo da remuneração do formulador de combustíveis com US\$0,51 por galão de etanol adicionado à gasolina, de forma a compensar o alto custo de produção de álcool a partir do milho.

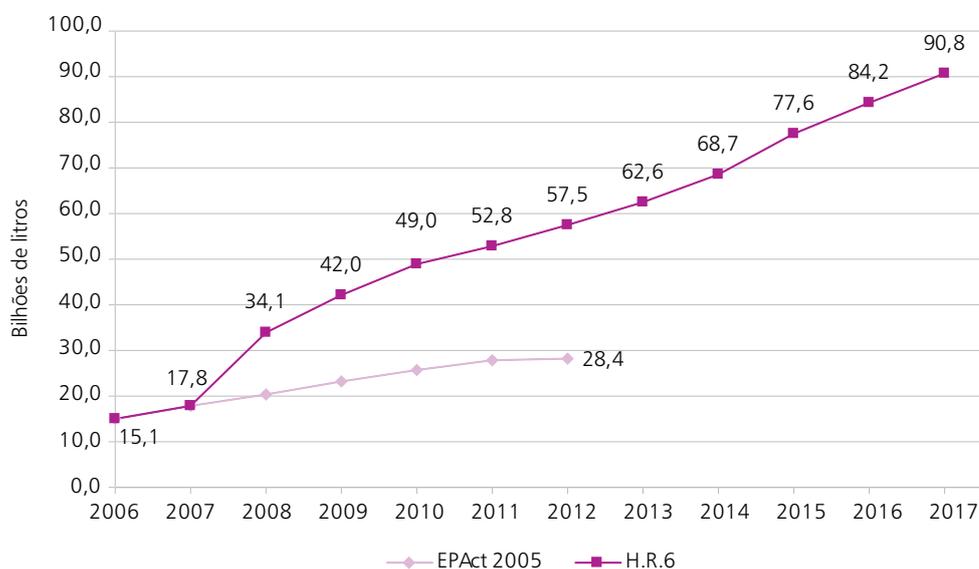
Para proteger a indústria nacional, o Congresso norte-americano estabeleceu uma taxa de US\$0,54 por galão de etanol importado [45], podendo haver isenção caso este seja oriundo de um dos 24 países que compõem o Caribbean Basin Initiative - CBI, "Iniciativa Caribenha".

Em 22 de maio de 2008, foi aprovada a Lei H.R.2419 - Food and Energy Security Act of 2008, que estende a tarifa de importação de etanol até 1º de janeiro de 2011 [43].

Em janeiro de 2007, o presidente dos EUA, George W. Bush, propôs uma meta de redução de 20% da utilização de gasolina nos próximos dez anos, conhecida por Meta 20 em 10 [46]. Como desdobramento desta meta, em 2007 foi assinado pelo presidente dos EUA o projeto de lei H.R.6, posteriormente convertido na lei Energy Independence and Security Act of 2007 (EISA) [44] que versa sobre combustíveis renováveis.

O Gráfico 3 ilustra, de modo comparativo, as metas de uso de etanol combustível nos Estados Unidos estipuladas no EAct 2005 e no H.R.6, evidenciando um aumento significativo dos valores envolvidos. A aplicação das metas deste último se estende até 2022, alcançando 136 bilhões de litros.

Gráfico 3 – Comparativo EAct 2005 e H.R.6



Fonte: elaboração EPE a partir de H.R.6 [44] e EAct 2005 [42].

Segundo a Renewable Fuels Association (RFA) [76], a produção de etanol nos Estados Unidos apresentou um crescimento de 267% no período de 2001 a 2007, sendo produzidos 6,7 e 24,6 bilhões de litros, respectivamente. Porém, como no mesmo período o consumo foi superior à produção - passando de 7,9 para 25,9 bilhões de litros -, houve a necessidade de importação.

A capacidade industrial instalada de produção de etanol, em janeiro de 2001, era de 7,3 bilhões de litros anuais, alcançando 20,8 bilhões de litros/ano em 2007 [76]. Em maio de 2008, a capacidade instalada americana chegou a 32,9 bilhões de litros que, somada à capacidade das novas usinas em construção, poderá alcançar 51,5 bilhões de litros anuais.

Este crescimento da capacidade industrial nos EUA resultou no aumento do preço do milho e, conseqüentemente, dos custos de produção do etanol. Desta forma, houve redução das margens líquidas da indústria de conversão deste biocombustível.

Para o atendimento do mercado interno, os EUA importaram 462 milhões e 1,96 bilhão de litros de etanol nos anos de 1997 e de 2007, segundo a United States International Trade Commission (USITC) [95]. O maior volume brasileiro exportado para este país ocorreu em 2006, totalizando 2,26 bilhões de litros de etanol (somando-se as exportações diretas com as realizadas via CBI) [70].

No entanto, o aumento das importações norte-americanas de etanol em 2006 foi causado pela brusca substituição do MTBE e pela existência de uma logística deficiente de escoamento do etanol produzido na região centro-oeste dos EUA para as regiões costeiras leste e oeste, o que aumentos de escala e de infraestrutura podem modificar.

Não obstante as intenções apresentadas pela Meta 20 em 10 do presidente americano e posteriormente a Lei H.R.6 e a situação do mercado interno de etanol dos Estados Unidos, é necessário analisar as projeções de oferta para atendimento ao mesmo.

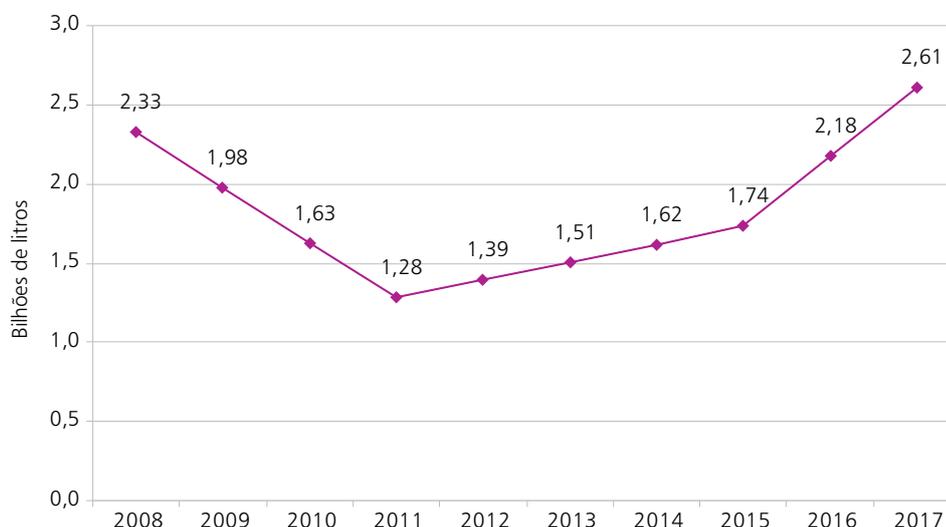
Quanto à tecnologia de lignocelulose, que poderia contribuir para a oferta de etanol, acredita-se que não deverá ter papel relevante antes de 2015.

Atualmente, o crescimento da produção de etanol dos EUA tem acompanhado a demanda interna e os projetos de novas destilarias devem atendê-la durante os próximos anos. Até junho de 2008, as exportações brasileiras para o CBI foram superiores àquelas observadas no mesmo período do ano anterior, devido à melhor atratividade em termos econômicos, visto que ao ser re-exportado, o etanol é internalizado nos EUA sem a taxa de US\$0,54/galão.

É importante ressaltar que existe um limite para as exportações de etanol via CBI equivalente a 7% do volume produzido pelos EUA no ano anterior.

Sendo assim, apesar da grande possibilidade de o Brasil continuar sendo o fornecedor preferencial do etanol importado pelos EUA devido ao seu custo competitivo, considerou-se um volume exportado entre 2,3 e 2,6 bilhões de litros, como apresenta o Gráfico 4. Tomou-se como referência as previsões elaboradas pela Energy International Administration (EIA) [34].

Gráfico 4 – Projeções de Importação – Estados Unidos



Fonte: elaboração EPE a partir de EIA [34].

Por ser ainda um mercado onde, predominantemente, os contratos não são de longa duração, fatores extraordinários poderão alterar as projeções no curto prazo. Por exemplo, as exportações do Brasil para os Estados Unidos sofreram um súbito aumento em maio de 2008 (169 milhões de litros), causado por uma quebra na safra do milho decorrente de um período de chuvas fortes nas regiões produtoras americanas e pelo comportamento sazonal do mercado de gasolina daquele país que aumenta no verão.

Outro fator de incerteza para as exportações de etanol para os EUA está relacionado à política a ser adotada para este combustível em seu próximo governo, do presidente recém-eleito Barack Hussein Obama.

Quanto à tecnologia de lignocelulose, o H.R.6 também estabelece metas para os biocombustíveis avançados derivados dessa matéria-prima, a partir de 2010, alcançando 20,82 bilhões de litros em 2017. Incentiva, ainda, a produção e distribuição destes, através de verbas para pesquisas e projetos afins, em especial, para a construção de biorrefinarias [44].

Em 2007, o Departamento de Energia dos Estados Unidos - DOE anunciou o plano de investimento de US\$ 385 milhões em seis projetos de biorrefinarias de etanol de lignocelulose até o ano de 2010, cuja capacidade é cerca de 492 milhões de litros de etanol ao ano. Em 2008, este órgão divulgou o investimento de US\$ 200 milhões em sete projetos de biorrefinarias de pequena escala, US\$ 375 milhões em centros de pesquisa biotecnológica, US\$ 7,7 milhões em biorrefinarias de demonstração de processo termoquímicos e US\$ 58 milhões em nove projetos de pesquisa em microorganismos e enzimas. A maioria destes projetos está prevista para ser concluída no ano de 2010 [26].

Paralelamente, o DOE investe em pesquisas sobre biocombustíveis através do Laboratório Nacional de Energias Renováveis (NREL, na sigla em inglês) [73], que pesquisa as etapas dos processos de conversão da lignocelulose, a conversão das pentoses e a diminuição de custos das enzimas. Merecem destaque os estudos sobre o processo de produção de etanol por conversão termoquímica, o qual se mostra adequado para tratar materiais com teor elevado de lignina.

### 1.3.2. Europa

O Parlamento Europeu, em conjunto com o Conselho da União Européia, estabeleceu através da Diretriz para Combustíveis Renováveis de 2003, a meta de participação destes em 2% do total de gasolina e diesel consumidos em cada país a partir de 2006. Para 2011, a meta é de 5,75%. O percentual pode ser atendido com o uso de biocombustível puro, misturas com combustível fóssil ou ETBE (Etil-Terc-Butil Éter). O percentual a ser atingido é apenas indicativo e não uma obrigação para os Estados-Membros.

Motivada pelo aumento da segurança do abastecimento e pela redução das emissões de gases de efeito estufa, a União Européia sinalizou recentemente que a participação das fontes renováveis será de 10% da matriz energética da área de transportes até 2020. Essa decisão poderá representar uma necessidade de cerca de 30 bilhões de litros de biocombustíveis em 2016.

Recentemente, a Comissão da Indústria e Energia do Parlamento Europeu votou favoravelmente ao projeto de lei<sup>3</sup> relativo à meta anteriormente citada. No entanto, considerou que pelo menos 40% da energia renovável empregada tivessem origem em fontes alternativas, mais sustentáveis e menos poluentes que as tradicionais, tais quais: hidrogênio, energia solar e biocombustíveis de segunda geração (ex.: etanol de lignocelulose). Para 2015, 5% da matriz energética para transportes viriam de fontes renováveis, sendo que 4% teriam origem em biocombustíveis tradicionais e o 1% restante nas fontes alternativas [90].

Existem dúvidas no que diz respeito ao cumprimento das metas de utilização de renováveis e com relação às parcelas ocupadas pelo biodiesel e pelo etanol para atendimento dessas metas, conforme citado.

A produção de etanol combustível passou de 528 para 1731 milhões de litros no período compreendido entre 2004/2007, segundo dados do European Bioethanol Fuel Association (EBIO) [30]. Em 2007, a França alcançou a posição de líder com 539 milhões de litros anuais contra 394 produzidos na Alemanha e 348 na Espanha. Nesses países, a produção é predominantemente oriunda de beterraba, cereais e excedentes de produção de vinho. A expansão do mercado europeu de etanol nos próximos anos deverá ser sustentada principalmente em função da produção do próprio continente.

Para analisar as perspectivas de exportação brasileira de etanol, é preciso verificar as possibilidades de produção interna da UE. Além disso, quanto à demanda, existem dúvidas no que diz respeito ao cumprimento das

<sup>3</sup> COM(2008) 19 Final - Proposta de Diretiva do Parlamento Europeu e do Conselho na Promoção do Uso de Energia de Fontes Renováveis.

metas de consumo de renováveis e em relação às parcelas ocupadas pelo biodiesel e pelo etanol para atendimento dessas metas, conforme citado.

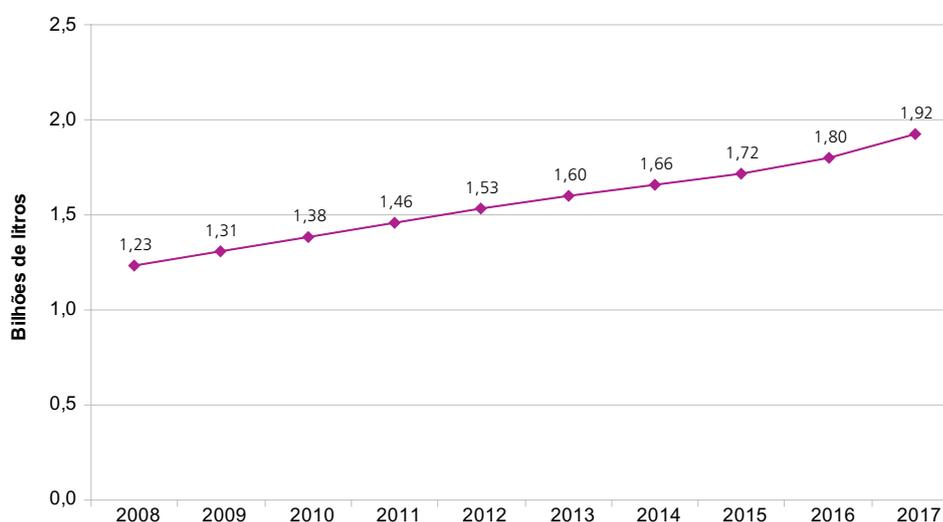
Visando o alcance dessas metas, a União Européia vem proporcionando suporte para atividades de P&D sobre etanol de lignocelulose.

Através da Plataforma de Tecnologias de Biocombustíveis Europeus - Biofuels TP [47], a União Européia vem acompanhando as principais propostas de tecnologias e projetos sobre biocombustíveis renováveis que vêm sendo conduzidos nos países membros, dentre os quais os de biorrefinarias de etanol de lignocelulose. Em paralelo, diversos projetos de usinas de produção de etanol de lignocelulose têm surgido nos países da região no ano de 2008.

No entanto, não obstante os investimentos supracitados, a expectativa é de que os volumes produzidos por esta rota tecnológica não sejam representativos no período decenal.

Para as previsões de importação na Europa, foram consideradas como referência as estimativas moderadas do F.O.Licht [50] a longo e médio prazo, conforme o Gráfico 5.

Gráfico 5 – Projeção de Importação de Etanol – União Européia



Fonte: elaboração EPE a partir de F.O.Licht [50]

Estima-se que, pela alta competitividade de seu produto, o Brasil será o fornecedor preferencial.

### 1.3.3. Japão

O governo japonês, em 2003, permitiu a adição de 3% (E-3) de etanol à gasolina em caráter experimental [94], a qual foi adotada por algumas cidades e, no momento, analisa a ampliação desse percentual como forma de atender às exigências do Protocolo de Quioto.

Os órgãos do governo japonês atualmente se concentram em delinear novas estratégias visando diminuir a dependência do país em combustíveis fósseis em, pelo menos, 20% até 2030. Ainda existem dúvidas quanto à escolha do combustível oxigenado a ser misturado à gasolina, etanol ou ETBE.

Uma das propostas que pode ser adotada pelo governo consiste na elevação do percentual da mistura etanol/gasolina dos atuais 3% para 10% em 2012. Neste caso, o Japão poderá importar aproximadamente seis bilhões de litros/ano de etanol. Por outro lado, as refinarias do Japão consideram o ETBE como uma oportunidade de utilização das plantas de MTBE desativadas desde 2001, quando o mesmo foi banido naquele país. Atualmente, existem 50 postos de distribuição de gasolina contendo 7% de ETBE, funcionando em caráter experimental desde 2007. Neste ano devem entrar em operação mais 50 novos postos.

O país produz cerca de 115 milhões de litros anuais de etanol sintético (de etileno) ou oriundo de fermentação do arroz. Com o desenvolvimento da indústria de produção de etanol de lignocelulose, o Japão poderá suprir o consumo interno de biocombustíveis necessário para suas metas estratégicas, como exposto anteriormente [81].

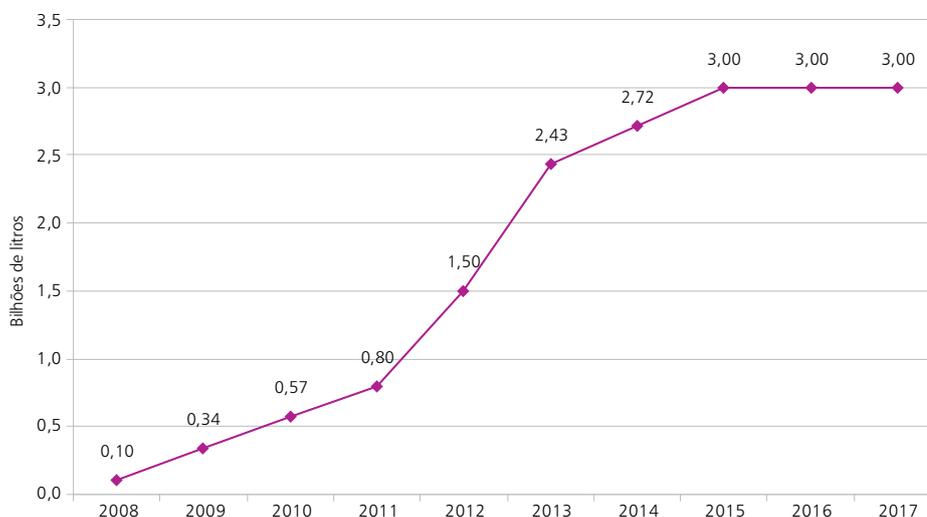
O Japão foi o segundo maior importador de etanol em 2005, com cerca de 500 milhões de litros, dos quais 315 milhões de litros são de origem brasileira. No ano de 2006, houve uma queda do volume exportado pelo Brasil para 225 milhões de litros e, em 2007, um aumento para 364 milhões, segundo dados do MDIC [70]. A tarifa de importação sobre o álcool combustível corresponde a 23,8% (alíquota OMC) e será reduzida gradativamente até o patamar de 10%, em 2010.

Apesar das incertezas a respeito da tomada de decisão do governo japonês, acordos importantes foram firmados entre a Petrobras e empresas japonesas para produção e exportação de etanol brasileiro, incluindo sua distribuição no mercado japonês.

Há um Memorando de entendimentos entre Petrobras e Mitsui, com vistas à exportação de até três bilhões de litros de etanol por ano, durante vinte anos [75]. Tal volume representaria cerca de 5% do total de gasolina consumida pelo Japão, embora o permitido por lei, desde 2003, seja de três por cento, conforme mencionado. Em novembro de 2007, a companhia brasileira havia adquirido 87,5% das ações da refinaria Nansei Sekiyu Kabushiki Kaisha (NSS). Esta aquisição tem potencial para impulsionar a comercialização de biocombustíveis nos mercados japonês e asiático, em função da existência de tanques de armazenamento de etanol da planta.

Com base nestes acordos, as perspectivas de exportação para o Japão evoluíram conforme o Gráfico 6.

Gráfico 6 – Projeção das Importações de Etanol – Japão



Fonte: elaboração EPE a partir de Petrobras [75].

#### 1.3.4. Outros mercados

A análise do contexto internacional considerou o potencial de exportação para outros países da Ásia, África e América Latina, os quais vêm sinalizando políticas de incentivo à utilização de etanol, tais como: China, Índia, Nigéria e Colômbia.

O governo chinês decretou, em 2005, a Lei de Energias Renováveis, que estabelece como objetivo principal a ampliação da participação das fontes renováveis de 7% para 10% da matriz energética do país até 2020 [94]. O início do programa ocorrerá somente em nove províncias do país, abrangendo parte do volume de gasolina distribuída nestes locais.

O Conselho Estatal Chinês reprovou o plano para biocombustíveis da Comissão Nacional de Desenvolvimento e Reforma<sup>4</sup>, elaborado em 2006, devido aos aumentos nos preços das commodities e preocupações sobre a segurança no suprimento de alimentos. Um novo plano está sendo elaborado pelo governo, cujas ações estão orientadas para a produção de álcool combustível produzido a partir de outras fontes não alimentícias, reduzindo assim a participação do milho como matéria-prima.

A China é o terceiro maior produtor de etanol do mundo e o primeiro do continente asiático, com cerca de 3,8 bilhões de litros anuais, dos quais 1,7 bilhão de litros foi utilizado como combustível em 2006, segundo a USDA [93].

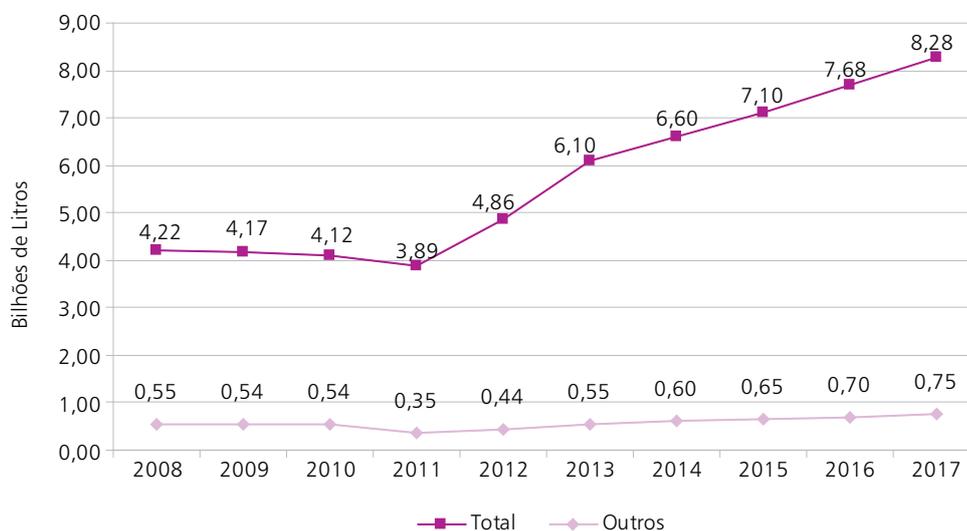
O consumo anual de gasolina na China é de aproximadamente 54 bilhões de litros. Dentro das metas estabelecidas pelo governo, a demanda de etanol alcançará o volume de 3,78 bilhões de litros quando o programa E10 estiver implantado nas províncias selecionadas. O país é um importador líquido de petróleo e enfrenta uma situação de demanda reprimida de gasolina e ainda um aumento significativo da frota de automóveis, fatos que direcionam o poder público no sentido da criação de uma estratégia para o uso combustível do etanol.

O Brasil também pode exportar pequenos volumes para outros países, como por exemplo, a Venezuela e a Nigéria.

Observa-se que Canadá e Índia, dentre outros, vêm desenvolvendo uma indústria de etanol, seja através de projetos de refinarias, do estabelecimento de infraestrutura e da aprovação de legislações referentes a biocombustíveis, os quais podem se tornar importantes para o mercado de etanol.

Este estudo considera que as exportações do etanol brasileiro para outros mercados, inclusive de pequena monta, representarão um volume equivalente a 15% do somatório dos principais mercados analisados, de 2008 a 2010. A partir de 2011, considerou-se 10% deste somatório, em cada ano. Os valores estimados para esses países deverão evoluir de 550 para 750 milhões de litros no período compreendido entre 2008 e 2017, como ilustra o Gráfico 7.

Gráfico 7 – Exportações Brasileiras de Etanol para Outros Países – 2008-2017



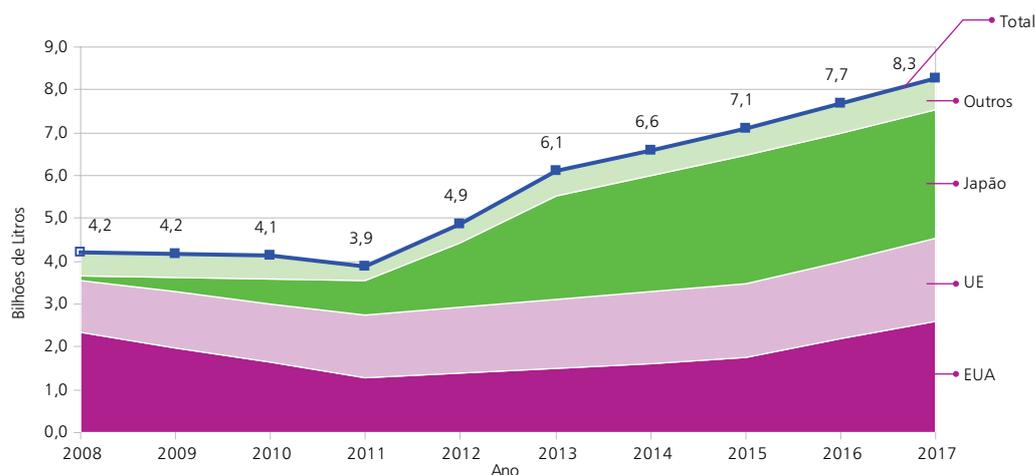
Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA [34], F.O.Licht [50], Petrobras [75].

### 1.3.5. Potencial Total de Exportação

O Gráfico 8 consolida as projeções de exportação do etanol brasileiro para uso carburante descritas para cada um dos principais mercados analisados (Estados Unidos, União Européia e Japão) e também para outros países, apresentando a sua evolução no período decenal. Contudo, não foi analisado neste estudo o mercado de etanol não carburante, o que poderia aumentar o total das exportações brasileiras no período.

<sup>4</sup> NDRC – National Development and Reform Commission

Gráfico 8 – Projeção Total das Exportações Brasileiras de Etanol – 2008-2017



Fonte: Elaboração EPE a partir de EIA [34], F.O.Licht [50], Petrobras [75].

Embora o Brasil tenha apresentado aumento nos volumes exportados de etanol, há muitas dificuldades a serem suplantadas para uma expansão maior desses valores. Cita-se a política protecionista dos países europeus e dos EUA e a especificação não-uniforme do produto, fatores que dificultam o estabelecimento do etanol como commodity no mercado mundial.

#### 1.4. Produção do Etanol no Brasil

O cenário internacional favorável ao aumento de demanda de etanol pode se configurar em uma oportunidade para o Brasil, haja vista o potencial de expansão agrícola e o grau de maturidade da indústria sucroalcooleira nacional. A competitividade desta indústria no país é reflexo, principalmente, do conhecimento acumulado em décadas de experiência no processo de produção de açúcar e álcool; do aproveitamento energético do bagaço e da pesquisa por técnicas industriais e agrícolas mais eficientes.

A cana-de-açúcar é uma cultura de clima tropical que se adaptou muito bem às condições edafoclimáticas brasileiras, sendo cultivada em larga escala em diferentes regiões do país e ocupando uma grande variabilidade de solos e ambientes de produção.

Para projetar a oferta de etanol, com perspectiva de atendimento à demanda nacional, é necessária a avaliação da produção brasileira e sua provável expansão.

A produção nacional de cana destinada à indústria sucroalcooleira na safra 2007/2008, segundo o MAPA [68] foi de 495,8 milhões de toneladas. A produção de álcool foi de 22,6 bilhões de litros, dos quais 8,3 bilhões são de álcool anidro e o restante hidratado. A produção de álcool aumentou em 27% com relação ao ano anterior.

Segundo a CONAB, a área plantada para a safra 2007/2008 foi de 6,96 milhões de hectares, com uma produtividade média de 78.969 kg de cana-de-açúcar por hectare [21]. No entanto, há possibilidade de expansão dos plantios energéticos no país, visto que, segundo o MAPA [64], existem 383 milhões de ha aptos para a agricultura e pecuária, dos quais 220 são áreas de pastagens, 72 são utilizados para plantios permanentes ou anuais e 91 são áreas passíveis para a expansão da agricultura, desde que atendidos os dispositivos legais e normativos referentes ao uso e ocupação do solo.

Estimativas da EMBRAPA<sup>5</sup> indicam que existe, ainda, um potencial de liberação de área equivalente a 20 milhões de ha, provenientes da elevação do nível tecnológico da pecuária [19].

Estes dados demonstram que, no momento, não existem limitações de áreas agricultáveis para serem utilizadas na produção de cana-de-açúcar. A área atualmente ocupada por esta cultura é de apenas 2% da terra arável

<sup>5</sup> EMBRAPA apud CGEE [19].

(1% para etanol). Tais dados sinalizam que não deverá haver, no Brasil, conflito entre usos da terra para a produção de gêneros alimentícios e geração de energia.

O MAPA vem desenvolvendo o Programa de Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar – ZAECANA [59]. Este é um projeto que tem a participação da EMBRAPA, CONAB e MMA, cujo objetivo é o de promover o zoneamento da cultura da cana pelos Estados, baseado na disponibilidade de áreas com condições edafoclimáticas e hidrológicas favoráveis para a cultura e que não estejam sob restrições ambientais.

O projeto tem a previsão de conclusão em 2008, e servirá de base para a organização e as políticas públicas que orientarão as futuras expansões da cultura de cana no país.

Em relação à capacidade industrial, o país dispõe de 393 usinas em operação cadastradas pelo MAPA até julho de 2008, sendo assim distribuídas: 252 unidades mistas (produzem açúcar e álcool), 126 produzem apenas álcool e 15 produzem somente açúcar [67]. Dadas as características acerca da situação da produção sucroalcooleira apresentadas anteriormente, mostra-se necessário avaliar as projeções da oferta de álcool elaboradas por instituições nacionais. Nesse contexto, foram consideradas aquelas do MAPA e da UNICA.

O MAPA elaborou um cenário de oferta de álcool até 2017, vislumbrando uma capacidade de produção agrícola e industrial apta a ofertar até 55,5 bilhões de litros de álcool, o que representaria um aumento superior a 165% em relação à produção estimada pela CONAB para 2007, de 21 bilhões de litros, conforme Tabela 2 [62].

Tabela 2 – Valores de Referência de Oferta de Etanol do MAPA

Valores de Referência de Oferta de Etanol do MAPA		2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Usinas em Op. (ano anterior)	Unidades	351	370	395	420	445	470	495	520	545	570	595	620
Cap. Inst.	t (milhão) (moagem)	450	488,0	538,0	588,0	638,0	688,0	738,0	788,0	838,0	888,0	938,0	988,0
Prod. de Açúcar	(milhões ton)	30,5	30,8	31,8	33,2	34,6	36,0	37,4	38,8	40,1	41,5	42,9	44,3
Prod. de Álcool	(bilhões de litros)	17,75	21,5	24,9	28,3	31,7	35,1	38,5	41,9	45,3	48,7	52,1	55,5
Novas Usinas	Unidades	19	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25	25

Fonte: MAPA [62].

As premissas adotadas pelo MAPA foram: ATR (Açúcar Total Recuperável) de 146 kg/t de cana; 1,72 kg de ATR para produzir um litro de álcool; entrada em operação de 25 novas usinas por ano, com capacidade média anual de dois milhões de toneladas de cana processada, sendo 80% utilizados para a produção de álcool.

O cenário elaborado pelo MAPA considerou que as condições que fizeram com que o mercado anunciasse 25 novas usinas por ano seriam mantidas ao longo do período decenal. As variáveis ligadas à demanda, tais como preço de álcool e demanda externa, não foram analisadas neste cenário.

As estimativas da UNICA [56] em relação à oferta de etanol para as safras de 2010/11, 2015/16 e 2020/21 são mostradas na Tabela 3.

Tabela 3 – Resumo das Estimativas da UNICA

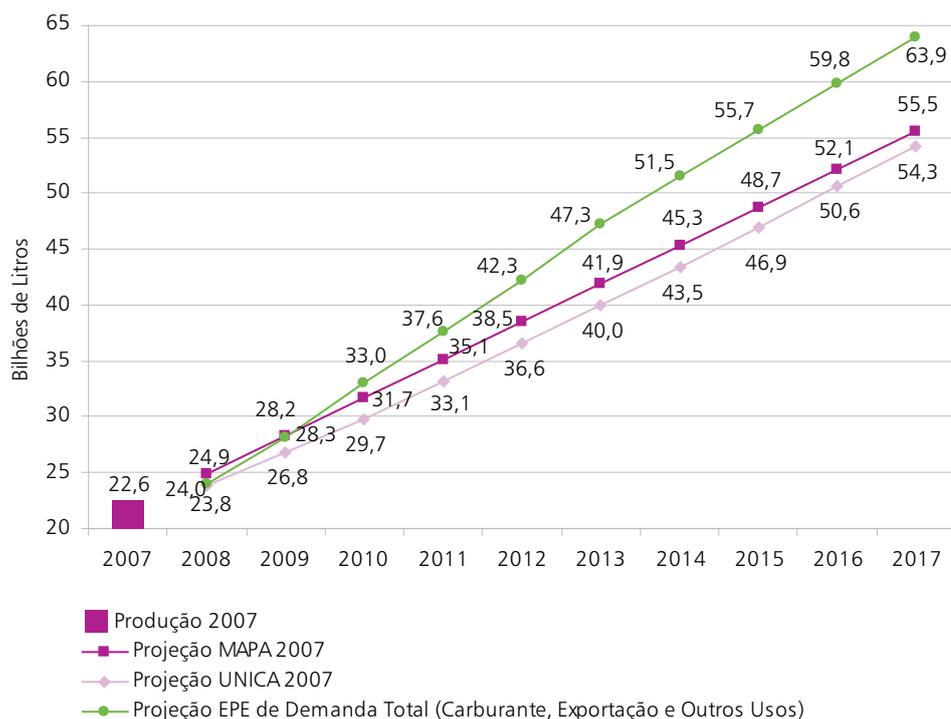
	2006/07	2010/11	2015/16	2020/21
<b>Produção cana-de-açúcar (milhões t)</b>	<b>430</b>	<b>601</b>	<b>829</b>	<b>1.038</b>
<b>Área cultivada (milhões ha)</b>	<b>6,3</b>	<b>8,5</b>	<b>11,4</b>	<b>13,9</b>
<b>Açúcar (milhões t)</b>	<b>30,2</b>	<b>34,6</b>	<b>41,3</b>	<b>45,0</b>
Consumo interno	9,9	10,5	11,4	12,1
Excedente para exportação	20,3	24,1	29,9	32,9
<b>Álcool (bilhões litros)</b>	<b>17,9</b>	<b>29,7</b>	<b>46,9</b>	<b>65,3</b>
Consumo interno	14,2	23,2	34,6	49,6
Excedente para exportação	3,7	6,5	12,3	15,7

Fonte: UNICA [56].

É importante considerar que a expansão da produção brasileira de álcool carburante acontecerá de acordo com o consumo no mercado carburante interno e externo. Com o objetivo de obter a projeção de demanda carburante no país, utilizou-se o Modelo de Demanda de Álcool elaborado pela EPE [41]. Esta demanda adicionada aos volumes projetados para exportação e outros usos (não carburante) representa o total requerido ao setor produtivo.

Desta forma, comparando-se a demanda total de álcool estimada pela EPE com as projeções do MAPA e da UNICA obtém-se o Gráfico 9.

Gráfico 9 - Projeções de produção de álcool - EPE 2007, MAPA e UNICA.



Fonte: elaboração EPE, a partir de EPE [41], MAPA [62], [66], UNICA [56].

Observa-se que as projeções de oferta elaboradas pelo MAPA e pela UNICA estão aquém dos valores de demanda calculados pela EPE, a partir de 2009. No entanto, segundo informações do MAPA, estes podem ser atendidos pelo setor produtivo, não havendo restrições relacionadas a áreas para plantio.

#### 1.4.1. Expansão da capacidade industrial

Para atendimento da demanda total projetada pela EPE, que em 2017 deverá ser de 63,9 bilhões de litros - conforme item anterior, é necessário que haja expansão da capacidade industrial brasileira.

Neste item, tal expansão foi analisada em dois períodos: no curto prazo, 2008-2010, e em médio prazo, 2011-2017, com metodologias distintas.

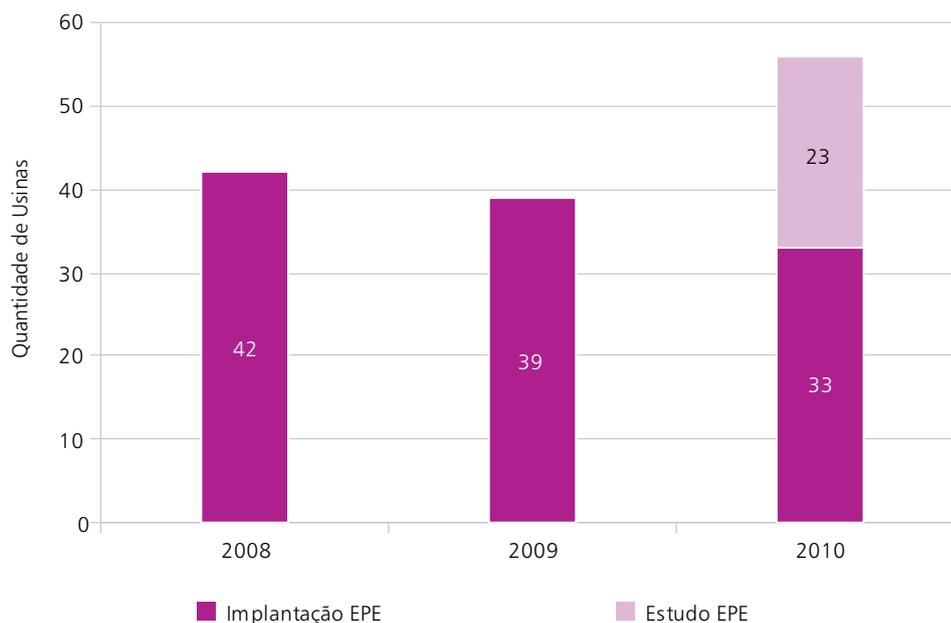
##### 1.4.1.1. Curto prazo

No curto prazo, foram considerados os projetos anunciados de novas usinas segundo várias fontes de informação.

Até julho de 2008, entraram em operação 23 usinas das 114 que estavam em implantação no começo deste ano, e existem 23 projetos em estudo que podem se viabilizar até o final do período, segundo o Gráfico 10.

Este total poderá ser somado às 370 usinas que estavam operando em janeiro de 2008.

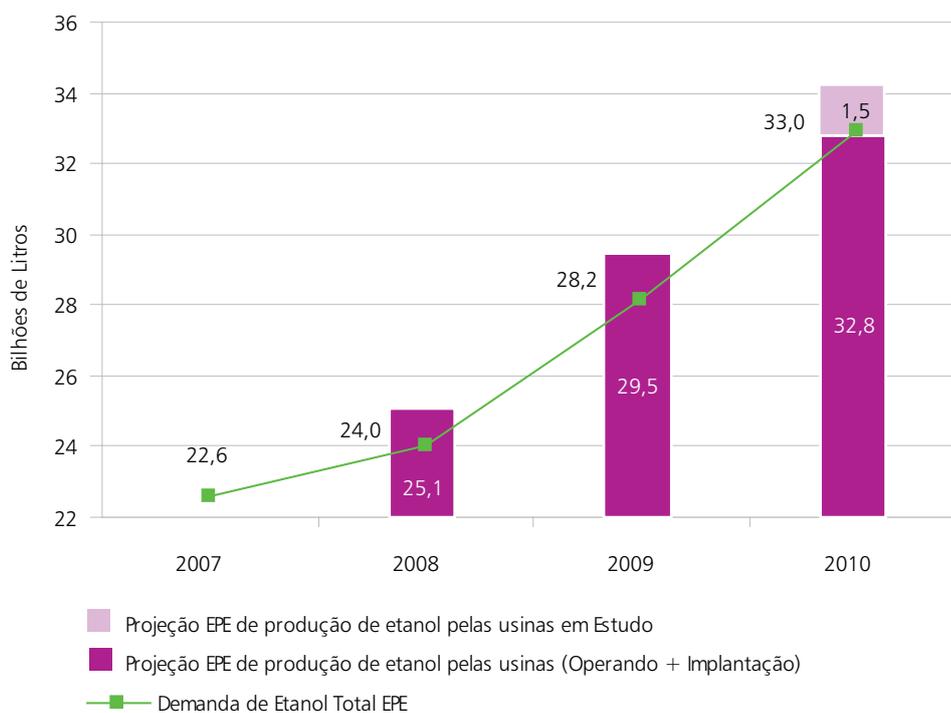
Gráfico 10 – Novas usinas em 2008, 2009 e 2010



Fonte: elaboração EPE a partir de EPE [41], UNICA [56], UDOP [87], CTC [23]

Para a comparação da demanda com a expansão da capacidade industrial, considerou-se como base a produção de 2007, de 22,6 bilhões de litros, e os volumes adicionais de produção de etanol pelas usinas que estão em implantação ou em estudo. O resultado está explicitado no Gráfico 11.

Gráfico 11 – Projeções de demanda total e da capacidade industrial de produção de etanol



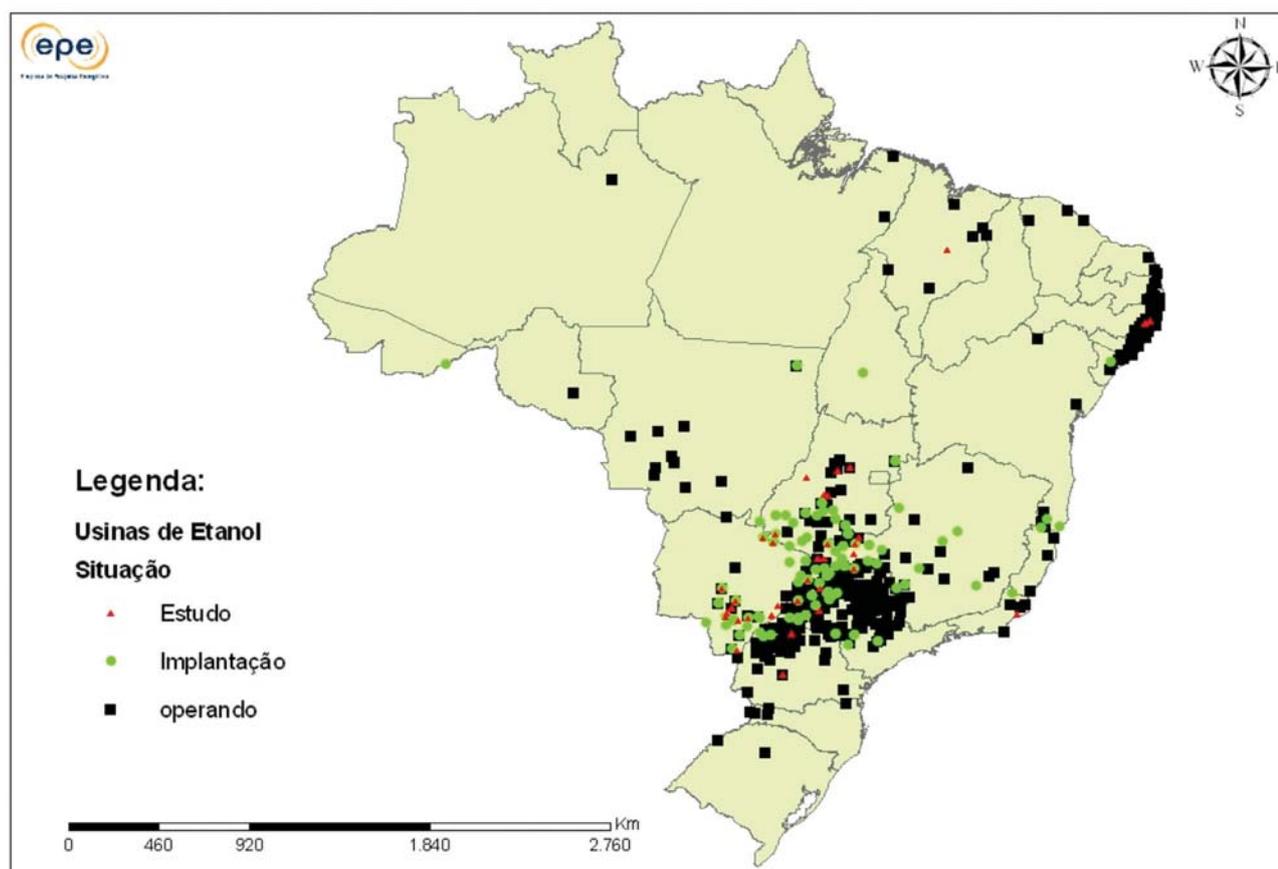
Fonte: elaboração EPE a partir de EPE [41], MAPA [65], UNICA [56], UDOP [87], CTC [23]

Observa-se que, caso as usinas em estudo previstas para 2010 não se viabilizem, existirá uma diferença entre demanda e oferta neste ano. No entanto, esta representa menos do que 1% da produção total, podendo assim ser suprida por mudanças no direcionamento do uso da cana-de-açúcar para a produção de etanol ou do açúcar, conforme a demanda específica de cada mercado.

Ressalta-se que a projeção de produção de etanol pelas usinas, mostrada no Gráfico 11, não contabilizou a evolução da produção daquelas que iniciaram suas atividades em 2006 e 2007, podendo-se inferir que a capacidade industrial se encontra acima daqueles valores.

A Figura 1 mostra a distribuição espacial das usinas atuais e das novas, até 2010, onde se observa um pequeno deslocamento do centro produtivo para a região central do país. Esse fato pode ser motivador de implantação de novos projetos de logística para o etanol, conforme é abordado no próximo item.

Figura 1 – Usinas de Etanol do Brasil



Fonte: Elaboração EPE a partir de MAPA [65], UDOP [87], CTC [23] (mapa disponível em [www.epe.gov.br](http://www.epe.gov.br))

Ressalta-se que, em um horizonte posterior aos próximos três anos, não é possível identificar projetos de novas usinas que tenham grande probabilidade de entrar em operação. Este fato decorre da característica da indústria sucroalcooleira, visto que uma usina pode ser implantada em três ou quatro anos.

Com relação ao aspecto de variações entre o balanço de oferta e demanda, já mencionado, existem diversas alternativas de equacionamento dessa relação por meio de ajustes de mercado e produção, dentre as quais:

- Percentual de álcool anidro na gasolina no mercado interno;
- Exportações. Algo factível, considerando a tendência dos países importadores de suprirem a sua demanda através da autoprodução. Além disso, não há comercialização relevante, no momento, de contratos firmes de longo prazo.
- Redirecionamento da cana-de-açúcar usada na produção de açúcar para a produção de álcool e vice-versa; e

Cabe ressaltar que existem, ainda, as variações, dentro do período de safra e entressafra, do consumo de álcool hidratado e gasolina pelos veículos flex-fuel.

#### 1.4.1.2. Médio prazo

No que tange ao médio prazo, 2011-2017, foi calculada a quantidade de usinas necessárias para o atendimento do aumento anual da demanda projetada pela EPE.

Neste estudo, foi adotada como premissa para novas usinas uma produção média específica crescente até 2017, como mostra a Tabela 4, de acordo com a tendência apresentada pelos projetos que entrarão.

**Tabela 4 – Capacidade Média de Produção de Etanol (10<sup>6</sup> litros/ano)**

2011-2012	2013-2014	2015-2016	2017
200	300	350	400

Fonte: elaboração EPE a partir de EPE [41], UNICA [56], UDOP [87], CTC [23], BRENCO [18] e ETH – ODEBRECHT [74]

A Tabela 5 apresenta o volume incremental de etanol e a quantidade adicional de usinas necessárias para suprir este incremento, calculada a partir dos dados da Tabela 4. Observa-se que o número de usinas decresce no período, como decorrência do aumento da capacidade das novas usinas.

**Tabela 5 – Estimativa para atendimento do Incremento de Demanda**

Ano	Incremento de Etanol (bilhões de litros)	Nº usinas necessárias
2011	4,67	23
2012	4,65	23
2013	4,98	17
2014	4,27	14
2015	4,18	12
2016	4,06	12
2017	4,14	10

Fonte: elaboração EPE a partir de EPE [41], UNICA [56], UDOP [87], CTC [23], BRENCO [18] e ETH – ODEBRECHT [74]

Para verificar a possibilidade de atendimento da expansão da capacidade industrial brasileira foram contatadas as principais indústrias de base do setor, as quais afirmaram ser possível o fornecimento de usinas completas<sup>6</sup>.

Ressalta-se que as estimativas de necessidade de novas usinas são apenas referências, visto que não contemplam os volumes adicionais de etanol produzidos por ampliação da capacidade de processamento de usinas existentes.

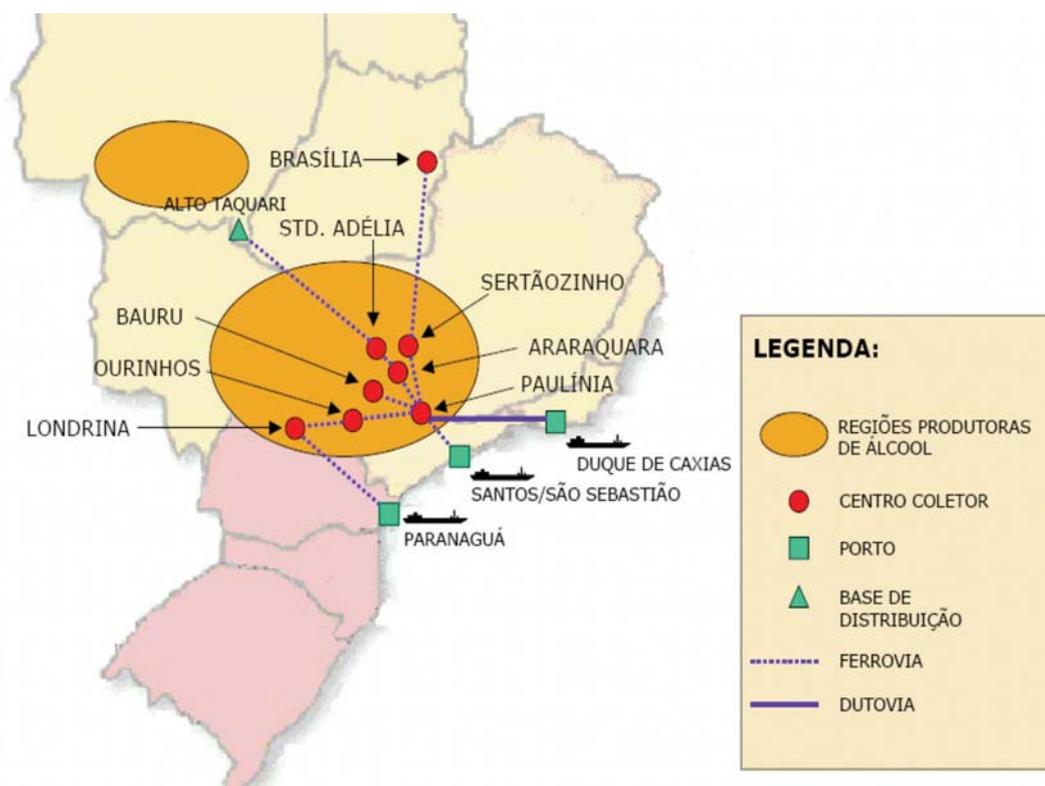
## 1.5. Logística de Transporte do Etanol para Exportação

### 1.5.1. Capacidade Atual

Um sistema multimodal, integrado de rodovias, ferrovias, dutos e terminais, é utilizado no Brasil para o escoamento de etanol, como exemplifica, apenas para o caso do Centro-Sul do país, a Figura 2 [82]. Registra-se que a atual capacidade instalada dos terminais em operação no País é de 3,6 milhões de m<sup>3</sup>/ano de etanol, dividida entre a Petrobras Transporte S.A. - Transpetro, com dois milhões e grupos privados com 1,6 milhão.

<sup>6</sup> Dedini e Sermatec.

Figura 2 – A infraestrutura logística de exportação da Região Centro-Sul



Fonte: TRANSPETRO [82].

### 1.5.2. Projetos e Investimentos para a Expansão

O PAC definiu investimentos em infraestrutura dutoviária para escoamento de etanol totalizando R\$ 890 milhões até o final de 2010 e, após esse ano, R\$ 1,53 bilhão para o trecho Senador Canedo - São Sebastião [15]. São previstos 1.171 quilômetros de dutos interligando o Centro-Oeste com o Sudeste ampliando a capacidade de exportação de etanol por Rio de Janeiro e São Paulo para doze milhões de m<sup>3</sup>/ano, vide Tabela 6.

A Transpetro propõe criar uma infraestrutura logística que envolva a construção de dutos exclusivos para o álcool e terminais aquaviários, tendo em vista as futuras exportações do produto. Segundo a empresa, essa infraestrutura garantirá a continuidade da vantagem competitiva do etanol brasileiro no mercado internacional.

O investimento, denominado pela Petrobras como “Programa Etanol”, está dividido em três grandes áreas de interesse, que são [83]:

- Programa Corredor de Exportação de Etanol, que abrange as regiões Sudeste e Centro-Oeste;
- Projeto Exportação - Região Sul; e
- Projeto Exportação - Região Nordeste.

A Tabela 6 apresenta os valores estimados para o Programa Etanol. Cabe ressaltar que esses valores podem ser alterados, uma vez que o escopo não está totalmente definido e o custo de construção tem variado.

Tabela 6 – Investimentos da Petrobras Transporte S.A. no Programa Etanol

Região	Terminal Marítimo	Capacidade (10 <sup>6</sup> m <sup>3</sup> )	Ano	Custo (106 US\$)
Sudeste	Ilha D'Água	4,00	2008	1.566
Centro-Oeste	São Sebastião	8,00	2010	
Sul	Paranaguá	5,00	-	*
Nordeste	Maceió	0,75	2010	4
<b>Total</b>		<b>17,75</b>		<b>1.570</b>

Fonte: Elaboração EPE a partir de [83] e [71].

\* Sem estimativa definida

Além dos investimentos da Petrobras e Transpetro, cabe enumerar investimentos com a participação de terceiros que estão sendo realizados no País, a saber: Projeto Brenco e Projeto Uniduto.

Alguns dos investimentos citados acima dependem, ainda, de decisão empresarial, levando em consideração o aumento do mercado consumidor de etanol e a efetivação de contratos a serem firmados entre fornecedores nacionais do produto e empresas nos mercados externos, que justifiquem os projetos planejados.

### Programa Corredor de Exportação de Etanol da Transpetro

A Figura 3 mostra o Programa Corredor de Exportação de Etanol da Transpetro.

Figura 3 – Programa Corredor de Exportação de Etanol Sudeste, Centro-Oeste e Sul



Fonte: TRANSPETRO [83]

O Programa Corredor de Exportação de Etanol da Transpetro, localizado na região Sudeste/Centro-Oeste, visa ampliar a capacidade de exportação do etanol produzido no Oeste e Noroeste de São Paulo, Sul de Goiás e Mato Grosso. O Programa compreende os seguintes subprojetos:

- Ampliação do sistema atual (trecho A da Figura 3) – REPLAN/Terminal Ilha D'Água, com remoção de gargalos através do aumento da capacidade de bombeio do duto entre a REPLAN e o Terminal de Guararema, bem como cobertura de tanques e substituição de interligações. Nesta fase movimentará álcool e derivados.
- Outro duto entre a Replan e a Ilha D'Água, a ser construído em uma segunda fase, para que este corredor fique dedicado a operar com álcool. Este mesmo duto será utilizado para a movimentação de álcool destinada a São Sebastião. Os investimentos previstos são da ordem de US\$ 50 milhões, com ampliação da capacidade de exportação de etanol para 4 milhões m<sup>3</sup>/ano, sendo a atual movimentação cerca de 1,2 milhão m<sup>3</sup>/ano;
- Duto Guararema/São Sebastião, com investimentos previstos da ordem de US\$ 150 milhões e elevação, em 2010, da capacidade de exportação para oito milhões m<sup>3</sup>/ano;
- Duto REPLAN/Guararema, com investimentos previstos da ordem de US\$ 235 milhões, utilizando dutos de 21" em 2010;
- Duto na faixa do Osbra - Senador Canedo/Uberaba (trecho D na Figura 3), Uberaba/Ribeirão Preto/REPLAN (trecho C da Figura 3), com investimentos previstos da ordem de US\$ 722 milhões.
- O Sistema Duto Hidrovia Tietê – Paraná (trecho B na Figura 3), com custo estimado em US\$ 410 milhões. No seu escopo, estão previstos a construção de seis terminais hidroviários, de alcoolduto e poliduto entre REPLAN e Santa Maria da Serra (ambos de aproximadamente 107 km), para transporte de álcool no sentido Hidrovia/Replan, com capacidade para cinco e meio milhões de m<sup>3</sup>/ano e diesel ou gasolina no sentido Replan/Hidrovia - dois milhões de m<sup>3</sup>/ano.

O alcoolduto entre Senador Canedo (GO) e Paulínia (SP) será construído pela PMCC Projetos de Transporte de Álcool S.A., que é composta pelas empresas Petrobras, Mitsui (japonesa) e Camargo Correa (acordo realizado em março de 2008). Além do alcoolduto, a PMCC construirá o trecho que interligará a hidrovia Tietê-Paraná ao Terminal de Paulínia.

Cabe destacar que, com a aquisição de uma refinaria em Okinawa em março de 2008, a Petrobrás pretende utilizar os terminais de armazenamento já existentes para exportar etanol para o Japão e para outros países asiáticos, uma vez que a demanda da região por esse tipo de combustível está aumentando. [29]

### Projeto Exportação - Região Sul

A Transpetro realizou estudos de viabilidade técnico-econômica para a construção de um duto de aproximadamente 2.000 km interligando Paranaguá à Nova Olímpia, passando por Campo Grande e Cuiabá, vide Figura 4. Como resultado dos trabalhos decidiu-se aguardar um cenário mais apropriado, uma vez que seria necessário praticamente dobrar a produção de álcool previsto para viabilizar o projeto.

Com esse investimento, estimava-se que a capacidade de exportação da região Sul alcançaria cinco milhões de m<sup>3</sup>/ano de etanol. Cabe destacar que o Porto de Paranaguá tem capacidade para navios de 35.000 a 40.000 tpb - tonelada de porte bruto, isto é, somente navios de porte até 52.000 m<sup>3</sup>.

No entanto, em novembro de 2008 o governador do Mato Grosso do Sul anunciou a intenção do projeto deste alcoolduto ser incluído no PAC e os estados de Mato Grosso do Sul e Paraná constituírem uma Sociedade de Propósito Específico para desenvolver o projeto em parceria com o governo federal.

Figura 4 – Alternativa de Escoamento Centro-Oeste - Sul



Fonte: MARTINS [69]

### Projeto Exportação - Região Nordeste

O Projeto Exportação - Região Nordeste, com investimentos estimados em US\$ 4 milhões, inclui a construção de dois novos tanques de armazenamento de 7.500 m<sup>3</sup> cada, um duto adicional de 12" e estações de carregamento de caminhões, para uma movimentação adicional da ordem de 120.000 m<sup>3</sup> nos próximos anos. A capacidade do terminal ficará em torno de 750.000 m<sup>3</sup>/ano. Como ocorrem renegociações de contratos com a autoridade portuária, o projeto permanece em espera. A previsão é para o início de 2010.

O Porto de Maceió tem capacidade para navios de 55.000 tpb.

### Projeto Brenco

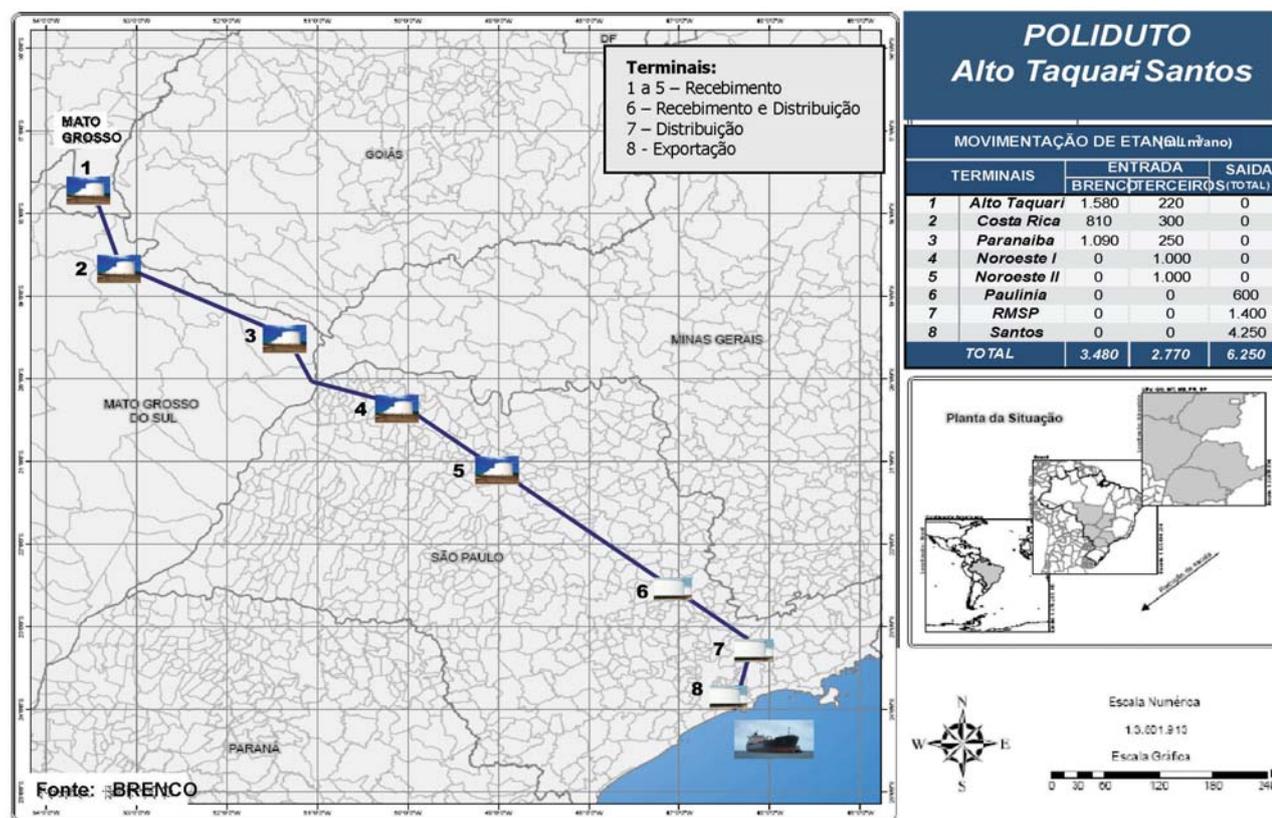
Além dos projetos do PAC, a Brenco - Companhia Brasileira de Energia Renovável planeja uma infraestrutura logística integrada, destinada ao escoamento da própria produção e de terceiros [17].

A companhia está implantando três pólos agro-industriais de produção de etanol em larga escala, na região Centro-Oeste, totalizando 12 usinas com capacidade de produção de 3,8 bilhões de litros de etanol/ano, com previsão de início das atividades em 2009 e plena capacidade em 2015. Também está prevista a geração de 690 MW a partir de cogeração. O valor estimado do investimento nas plantas é de R\$ 5,5 bilhões.

Para escoar esta produção, a Brenco criou a empresa CentroSul - Transportadora Dutoviária com o objetivo de implantar um poliduto, de aproximadamente 1.120 km, partindo de Alto Taquari/MT para o Porto de Santos/SP. Sua capacidade de exportação é de 4,25 milhões de m<sup>3</sup>/ano e a distribuição interna é de dois milhões de m<sup>3</sup>/

ano, o sistema conta ainda com oito terminais com capacidade de armazenagem total de 460 milhões de litros, vide Figura 5. O projeto foi orçado em US\$ 1 bilhão e deve entrar em operação em 2011. Existe a possibilidade de participação de outros sócios, que já demonstraram interesse no negócio. O processo de financiamento está em discussão com o BNDES e outros agentes financeiros internacionais.

Figura 5 - Características do Projeto Alto Taquari - Santos.



Fonte: BRENCO [17]

O projeto foi apresentado em janeiro de 2008 à ANP para a autorização da construção. Em maio de 2008 foi encaminhado o pedido de licenciamento prévio ao Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e Recursos Naturais Renováveis (IBAMA), que emitiu o Termo de Referência definitivo. A empresa está elaborando o EIA/RIMA e o Estudo de Análise de Risco (EAR) e procura sócios para a implantação dos Terminais, incluindo o Terminal portuário para exportação. Existe ainda a possibilidade de acordos com as usinas instaladas na área de influência do duto, com vistas ao armazenamento e ao transporte de seus produtos.

A Brenco e a CentroSul aventam a possibilidade de sinergia com outros projetos, seja pela construção conjunta ou até mesmo pelo compartilhamento de faixas de servidão de passagem.<sup>7</sup>

### Projeto UNIDUTO

No dia 18 de março de 2008, Cosan, Crystalsev e Copersucar, os três maiores grupos sucroalcooleiros do País (somam 66 unidades produtoras de álcool), anunciaram a criação da UNIDUTO Logística, para elaborar e executar o projeto de um alcoolduto para a exportação do combustível. O grupo São Martinho passou a integrar a UNIDUTO Logística, a partir de junho, quando integralizou o capital na empresa de cerca de 6% das ações. Cada acionista terá direito de movimentar o volume de etanol proporcional a sua respectiva participação no capital social da empresa.

<sup>7</sup> Atualizado com relação ao Caderno de Energia EPE – Perspectivas para o Etanol no Brasil, lançado em setembro.

A UNIDUTO tem como objetivo o desenvolvimento, construção e operação de um sistema de transporte de etanol por dutos a partir de terminal portuário do litoral do estado de São Paulo, até a cidade de Paulínia, com ramificações para as cidades de Conchas e Ribeirão Preto [25].

O trecho Ribeirão Preto – Santos, com comprimento de 405 km, contará com um investimento de R\$ 1,6 bilhão e a previsão de término é 2011.

## 1.6. Considerações Finais

As motivações para o estabelecimento das políticas de produção e uso de biocombustíveis no mundo são: a segurança energética, reduzindo o uso de derivados de petróleo, em grande parte importados de regiões politicamente instáveis, a redução dos impactos ambientais decorrentes do uso de combustíveis fósseis e o fortalecimento da economia rural.

Vários países modificaram sua legislação estabelecendo metas de produção, percentuais de adição à gasolina e incentivos fiscais para o etanol carburante. Apesar dos avanços, ainda existem muitas dificuldades (protecionismo dos mercados europeu e americano somado a especificação não-uniforme do produto) a serem ultrapassadas antes que o etanol se estabeleça como uma commodity no mercado mundial.

Além disso, a recente crise de alimentos que ocorre no mundo, causada por diversos fatores, tem suscitado insinuações de que os biocombustíveis estariam contribuindo para agravar o problema. No entanto, os dados existentes apontam que os principais motivos contribuintes para a crise são:

- Aumento do consumo de alimentos pelos países emergentes (Índia, China, entre outros) sem um aumento correspondente da produção;
- Quebra de safras causadas por problemas climáticos;
- Subsídios dos países desenvolvidos (EUA e UE), que desestimulam a produção em outras regiões mais pobres;
- Alta dos preços do petróleo, que influencia nos preços dos fertilizantes e no custo dos transportes;
- Crise imobiliária e financeira, cuja consequência é a depreciação do dólar, que incita os especuladores a aplicarem seus fundos no mercado agrícola.

É preciso destacar, entretanto, que nem toda a matéria-prima utilizada tem impactos positivos. O uso do milho, trigo e beterraba, por exemplo, poderá trazer impactos ao mercado de alimentos, resultando no aumento de preços desses produtos e nos custos de produção do etanol.

Ressalta-se que a contribuição do uso do etanol na mitigação de emissões de gases de efeito estufa (GEEs) é extremamente dependente da fonte de biomassa e das rotas tecnológicas. Diversas pesquisas existentes no mundo sinalizam que o uso do etanol brasileiro, oriundo da cana-de-açúcar, é o que resulta em maior redução de emissões de GEEs.

O álcool no Brasil atingiu custos competitivos com a gasolina nesses 30 anos desde o início do Programa Nacional do Álcool. Este resultado foi obtido através dos avanços tecnológicos incorporados pelo setor sucroalcooleiro, tanto na área agrícola quanto na área industrial, aliados ao gerenciamento de toda a cadeia produtiva. Estes fatores foram preponderantes para manter a competitividade em mercados mundiais.

A disponibilidade de terras para agricultura aliada ao uso da cana-de-açúcar e uma tecnologia avançada minimiza os impactos no mercado de alimentos, no meio ambiente e, ainda, mostra-se capaz de gerar um grande número de empregos no meio rural, fixando assim o homem no campo.

Grandes desafios são esperados para os próximos anos. Para que o país se mantenha na dianteira tecnológica deste mercado, muitas pesquisas terão que ser feitas no sentido de aumentar a produtividade agrícola e das plantas industriais, o aproveitamento dos resíduos e dos subprodutos da indústria sucroalcooleira. Estes esforços possibilitam, também, a redução dos impactos ambientais decorrentes da produção do etanol.

Além disso, ressalta-se o grande salto tecnológico que a conversão de material lignocelulósico em etanol pode representar, gerando o dobro de produção sem o aumento da área plantada.

Estima-se que o mercado nacional se expandirá nos próximos anos, fruto da queda nos preços do etanol e do aumento da frota dos automóveis flex-fuel. Além disso, destaca-se que o Brasil deverá manter-se na liderança

do mercado internacional, sem que isso represente risco ao abastecimento do mercado interno. Este, por sua vez, deverá ser plenamente atendido com o aumento da área de plantio da cana-de-açúcar e do parque industrial.

## 2. Expansão da Oferta de Biodiesel

### 2.1. Introdução

Com o objetivo de realizar o planejamento da oferta de biodiesel no horizonte decenal, o estudo avaliou a disponibilidade de insumos e de capacidade de processamento para atender a obrigatoriedade de consumo e a existência de condições para que a demanda suplante as metas estabelecidas pela Lei nº 11.097/2005.

Para tanto, foi elaborada projeção de preços de biodiesel, de forma a possibilitar a comparação de sua competitividade face ao diesel fóssil. Ademais, investigou-se o potencial de consumo decorrente da autoprodução do setor agropecuário. Não havendo neste caso o fato gerador de alguns tributos, existe a possibilidade de produção de biodiesel a valores inferiores aos pagos pelo diesel mineral. Importa destacar que este estudo contemplou a autoprodução para todas as regiões geográficas do país, ampliando o escopo da análise realizada no Plano Decenal de Expansão de Energia - PDE 2007-2016 [38], que tratava somente do setor agropecuário das regiões Sul e Centro-Oeste.

O estudo analisou a infraestrutura de escoamento da produção de biodiesel para as regiões consumidoras, avaliando a capacidade de processamento das indústrias e o transporte do biocombustível das usinas até as bases das distribuidoras, pois a sua distribuição tende a utilizar o sistema já existente dos derivados de petróleo.

A partir da projeção do consumo potencial de biodiesel, que equivale ao somatório da parcela decorrente da obrigatoriedade com a demanda viável da autoprodução, o estudo elabora a evolução do consumo esperado de biodiesel no horizonte decenal.

Ressalta-se a importância do Zoneamento Agrícola de Riscos Climáticos para esta análise, ferramenta fundamental para a recomendação de culturas com vistas ao Cultivo Energético de Oleaginosas. Igualmente relevante é viabilizar o aproveitamento dos co-produtos, que se mostra essencial ao planejamento da oferta de biodiesel, uma vez que atua diretamente no custo de produção do biocombustível e em sua competitividade, influenciando significativamente na relação de oferta e demanda.

### 2.2. Perspectivas de Preços de Biodiesel

Para verificar a existência de competitividade do biodiesel com o óleo diesel mineral que viabilize que o consumo venha a suplantar as metas decorrentes da obrigatoriedade estabelecida pela Lei nº. 11.097/2005, o estudo calculou os preços relativos ao biocombustível, doravante denominados 'preços mínimos'.

O cálculo de preço mínimo considerou: preço dos insumos graxos, custos de conversão (custos dos demais reagentes - álcool e catalisador e os custos fixos - mão-de-obra, energia, aluguel); margem média de remuneração por distribuição e revenda e; PIS/COFINS. Ressalta-se que a margem de remuneração do empreendedor não foi considerada, assim como o ICMS - para não dificultar a comparação com o diesel mineral, visto que cada estado pratica uma alíquota.

Em relação aos preços dos insumos graxos, foram utilizadas as projeções de preços no mercado mundial de óleos vegetais elaboradas pelo FAPRI [49], para: soja, colza, girassol, dendê e amendoim. Para mamona e sebo bovino (dado extrapolado para as demais gorduras animais), utilizou-se informação da UNIAMERICABRASIL [86], que comercializa estes produtos no mercado nacional – inclusive para exportação. Quanto à mamona 'preços CONAB', ao preço mínimo indicado - R\$33,56 por saca de 60 kg<sup>8</sup> [20], foram adicionados R\$0,02/L para esmagamento e degomagem. Considerou-se o óleo de fritura equivalente a 65% e a borra de ácido graxo como 20% do preço do óleo de soja [4]. O esgoto teve custo estipulado como nulo.

Os valores observados para mamona, sebo bovino, mamona 'preços CONAB', óleo de fritura, borra e esgoto foram convertidos em função do valor do óleo de soja para 2007 (FAPRI). A relação encontrada entre cada um destes insumos e o óleo de soja foi fixada para elaborar a projeção 2008-2017, de forma a manter-se constante no decorrer do período. As densidades utilizadas para realizar a conversão dos dados massa/volume foram: 0,918 kg/L (óleo de soja, de colza, de girassol e de amendoim); 0,946 kg/L (óleo de dendê); 0,962 kg/L (óleo de ma-

<sup>8</sup> Foi considerada a quantidade de amêndoa na baga (75%) e o teor de óleo na amêndoa (48%) [20].

mona); 0,901 kg/L (sebo); 0,908 kg/L (borra) e 0,88 kg/L para o biodiesel. A taxa de câmbio utilizada no período situou-se em torno de R\$1,96/US\$.

A Tabela 7 a seguir apresenta a projeção de preços dos insumos graxos ao longo do horizonte decenal utilizada neste estudo.

Ano	Soja (média)	Colza	Girassol	Dendê	Amendoim	Mamona	Sebo	Mamona nacional	Fritura	Borra	Esgoto
2008	1.097,31	1.482,97	1.542,53	1.045,57	1.887,61	2.004,71	771,28	907,96	658,39	219,46	-
2009	1.127,20	1.280,73	1.423,65	1.003,69	1.829,45	2.059,32	792,29	932,69	676,32	225,44	-
2010	1.208,09	1.413,62	1.464,49	1.026,39	1.857,77	2.207,10	849,14	999,62	724,86	241,62	-
2011	1.284,00	1.459,46	1.507,69	1.056,97	1.878,07	2.345,78	902,50	1.062,43	770,40	256,80	-
2012	1.315,59	1.436,40	1.520,91	1.080,87	1.884,55	2.403,49	924,70	1.088,57	789,36	263,12	-
2013	1.337,47	1.467,18	1.548,42	1.110,49	1.888,87	2.443,47	940,08	1.106,68	802,48	267,49	-
2014	1.366,32	1.504,59	1.581,78	1.146,06	1.901,55	2.496,16	960,35	1.130,54	819,79	273,26	-
2015	1.395,84	1.543,47	1.618,85	1.185,26	1.916,37	2.550,10	981,10	1.154,97	837,50	279,17	-
2016	1.425,78	1.586,55	1.658,27	1.229,25	1.927,17	2.604,80	1.002,15	1.179,75	855,47	285,16	-
2017	1.466,30	1.642,45	1.701,34	1.275,48	1.946,56	2.678,83	1.030,63	1.213,28	879,78	293,26	-

Fonte: elaboração EPE, a partir de FAPRI [49], UNIAMERICABRASIL [86], CONAB [20] e ABOISSA [4].

Os custos de conversão representam os custos com álcool, catalisador, mão-de-obra, energia, aluguel, entre outros. De acordo com a Agência Internacional de Energia<sup>9</sup> [53], estes custos representam entre oito e 15% do custo de produção do biodiesel nas plantas de grande escala, e entre 25 e 40% nas plantas de pequena escala. Isto equivale a custos de matéria-prima situados entre 92 e 85%, e 75 e 60%, respectivamente. Em consonância com estes valores estão os dados da ABIOVE [2] e da LURGI S.A. [58], que apontam para uma relação entre 15-20% de custos de conversão e 80-85% de custos de óleo vegetal.

Tomando por base o porte das usinas autorizadas e das que se encontram em processo de autorização pela ANP [10], considerou-se os custos de conversão como sendo de 20% além do custo do insumo graxo para: óleos vegetais novos, óleo de fritura e gordura animal. Ainda em que pese o fato do processo da AGROPALMA já estar sendo realizado com base na utilização da borra de ácidos graxos, considerou-se que os custos de conversão são idênticos ao custo da matéria-prima, por tratar-se de uma nova tecnologia. Quanto ao esgoto, por tratar-se de um processo cuja tecnologia ainda não está comercialmente consolidada, os custos de conversão foram estabelecidos em R\$ 0,60 por litro.

Para a obtenção do 'preço mínimo' do biodiesel, ao somatório dos custos dos insumos graxos e dos custos de conversão acrescentou-se os tributos PIS/PASEP e COFINS<sup>10</sup> para o biodiesel de todos os insumos, exceto mamona e dendê (considerados como agricultura familiar nas regiões Norte, nordeste e semi-árido), assim como a margem média, ou remuneração por distribuição e revenda<sup>11</sup> [7].

As projeções de consumo, regionalização da demanda e preços de óleo diesel apresentadas nos Capítulos II e V deste estudo foram tomadas como fonte de referência.

A previsão de preços de diesel refere-se ao preço ao produtor da região Sudeste<sup>12</sup>. Para estimar os preços regionais, foram utilizados dados disponibilizados pela ANP em seu Relatório de Acompanhamento do Mercado [8]. Este documento apresenta preços de óleo diesel por região geográfica brasileira, o que permite estimar, para cada uma destas, o incremento em relação ao preço do óleo diesel da região Sudeste. Pondera-se que este valor incremental esteja associado à diferença acarretada pelos custos de transporte do combustível fóssil.

<sup>9</sup> International Energy Agency - IEA.

<sup>10</sup> PIS e COFINS: R\$ (38,88932 + 179,0676) por metro cúbico.

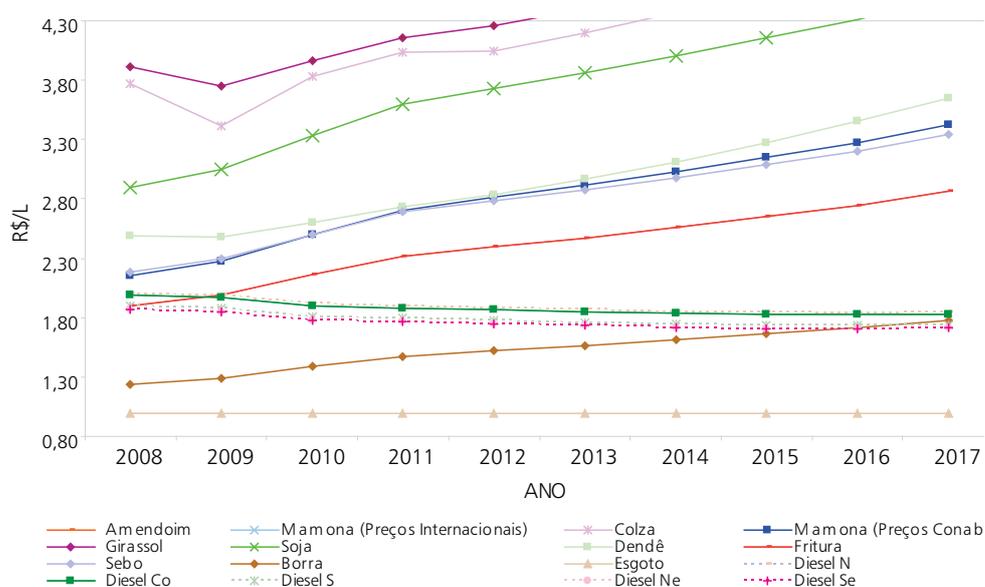
<sup>11</sup> Margem média, ou remuneração por distribuição e revenda: R\$ 0,177 por litro (ANP, 2007a), para as quatro semanas de dezembro, usada para o óleo diesel mineral.

<sup>12</sup> Trata-se do preço ao produtor, dado em Paulínia – SP – Região Sudeste.

Desta forma, o óleo diesel mineral teve os preços considerados a partir da projeção do preço nacional [40], ao qual foram acrescidos os valores de PIS/COFINS<sup>13</sup> e CIDE<sup>14</sup> e remuneração por distribuição e revenda [7]. Para a obtenção do preço do diesel por região geográfica do país, ao preço nacional (dado em Paulínia – SP), adicionou-se o incremento regional [8].

O Gráfico 12 a seguir contrapõe as estimativas de preços mínimos do biodiesel de diversos insumos e o preço do óleo diesel por região geográfica do país. A representação gráfica facilita a comparação da competitividade entre os combustíveis, ainda que os valores referentes ao biodiesel não sejam relativos a preços finais – uma vez que não contabilizam o lucro do empreendedor em sua produção.

Gráfico 12 – Projeção de preços de diesel e preços mínimos de biodiesel 2008-2017.



Fonte: Elaboração EPE.

Obs.: As fontes de dados sobre óleo diesel, óleos vegetais e gorduras animais são diferentes. Somente a primeira está focada em mercados energéticos. As demais projeções futuras podem apresentar alterações em virtude do aumento de produção focado neste segmento.

O Gráfico 12 permite identificar que somente o esgoto e a borra de ácidos graxos e, no primeiro ano, o óleo de fritura são capazes de prover biodiesel mais barato que o óleo diesel. Dentre os insumos cultivados, a mamona 'preços CONAB' e o dendê são os que permitem preços mais próximos dos estimados para o diesel mineral, seguidos de longe pela soja.

É relevante destacar que a competitividade do biodiesel com o óleo diesel também depende das incidências - e das desonerações - de tributos. Apesar do Selo Combustível Social para os insumos oriundos da agricultura familiar ampliar as desonerações fiscais concedidas pelo governo, os benefícios atendem a todos os insumos graxos para produção de biodiesel<sup>15</sup>. Mesmo assim, as projeções sinalizam que todos os preços de biodiesel obtido para cada um dos insumos cultivados encontram-se bastante superiores aos preços previstos para o óleo diesel. Cabe então ponderar que os benefícios oferecidos ainda não foram suficientes para tornar o biodiesel produzido com fontes novas competitivo com o óleo diesel.

<sup>13</sup> PIS/COFINS: R\$148/m<sup>3</sup>.

<sup>14</sup> CIDE: R\$70/m<sup>3</sup>.

<sup>15</sup> O Artigo 3º do Decreto 5297, de 06/12/2004 (alterado pelo Decreto 5457, de 06/6/2005), fixou o coeficiente de redução da contribuição para o PIS/PASEP e COFINS incidentes sobre a importação e comercialização de biodiesel em 0,6763. Já o seu Artigo 4º (alterado pelo Decreto 6458, de 14/5/2008) dispõe sobre os coeficientes de redução diferenciados da contribuição para o PIS/PASEP e COFINS incidentes na produção e comercialização de biodiesel.

Importa ressaltar que somente a fonte de dados sobre óleo diesel está focada no mercado energético. Quanto aos insumos graxos, as referências utilizadas baseiam-se em mercados não-energéticos: alimentício, químico e farmacêutico. Desta forma, as projeções futuras podem vir a apresentar alterações decorrentes do aumento de produção voltado a este segmento.

Uma vez que cerca de 80% dos custos de produção do biodiesel estão relacionados ao insumo graxo, é imperativo considerar que os ganhos de produtividade agrícola repercutirão enormemente nos 'preços mínimos' obtidos. No entanto, o estudo em curso considerou a premissa de que o aumento de produção não surtirá efeito no horizonte decenal.

Uma receita financeira extra que pode ser considerada em um projeto de produção de biodiesel, para além do percentual obrigatório, seria aquela oriunda dos créditos de carbono relacionados às emissões evitadas de gases responsáveis pelo efeito estufa<sup>16</sup>, reduzindo desta forma os preços do biodiesel e melhorando a sua competitividade financeira face ao diesel mineral – para o que torna-se necessário mensurar a diferença entre as emissões decorrentes da queima destes combustíveis.

Levando-se em conta que a substituição de diesel por biodiesel permite, segundo TOLMASQUIM [85], evitar cerca de 2,6 kgCO<sub>2</sub>/L e o valor praticado no primeiro leilão do Brasil de créditos de carbono, decorrentes do aterro Bandeirantes, no âmbito do MDL (ú16,20/tCO<sub>2</sub>), realizado pela Prefeitura da Cidade de São Paulo na BM&F (Bolsa de Mercadorias & Futuros) em 26/09/2007, [13] é possível estimar que a incorporação desta receita possibilitaria a redução bastante significativa do preço do biodiesel em aproximadamente R\$0,11/L.

Por fim, de modo análogo ao que aconteceu com o álcool combustível no Brasil, é de se esperar uma curva de aprendizado para o biodiesel. A criação de um mercado consumidor de maior escala, bem como o desenvolvimento tecnológico agrícola e industrial provavelmente deverão conduzir a ganhos de escala e redução dos custos de produção. O reflexo desse aprendizado pode não ser perceptível no horizonte decenal do plano, mas poderá ser identificado no futuro como resultado do processo agora iniciado.

## 2.3. Potencial de Oferta de Biodiesel

Para estimar o potencial de oferta de biodiesel no horizonte decenal, avaliou-se o comportamento da disponibilidade física dos insumos graxos e realizou-se análise da capacidade de processamento instalada das indústrias.

### 2.3.1. Disponibilidade de Insumos para a Produção de Biodiesel

Existe no Brasil uma grande variedade de oleaginosas que podem ser destinadas à produção de biodiesel. Considerando a escala da produção agrícola e/ou o rendimento na produção de óleo por oleaginosa, destacam-se: dendê e algodão arbóreo (lavouras permanentes), e soja, mamona, algodão herbáceo, amendoim e girassol (lavouras temporárias).

Para elaborar a projeção da produção total de óleos vegetais no Brasil para o período 2008-2017, considerou-se a previsão do MAPA [66] acerca da produção, exportação e consumo de soja – óleo e grãos – e a distribuição típica da participação vegetal na produção brasileira de óleos [2].

Pondera-se que o aproveitamento do óleo de soja a ser exportado não causará quaisquer dificuldades quanto ao escoamento de co-produtos, embora haja a necessidade de análise criteriosa quanto a possíveis impactos no mercado alimentício mundial. Existe, ainda, uma parcela potencial de óleo presente nos grãos de soja exportada que pode ser aproveitada - desde que haja capacidade de esmagamento disponível. Desta forma, mensurou-se o potencial de produção de biodiesel a partir desta parcela, doravante denominada Óleo (em grãos). Apesar desta quantidade 'potencial' ser superior à de óleo exportado, a existência do co-produto farelo tende a demandar a renegociação com os compradores internacionais, o que pode não vir a alcançar um resultado satisfatório.

O grupo de insumos residuais é constituído por gorduras animais obtidas nos abatedouros (sebo bovino, graxa suína, gordura de frango e óleo de peixe), ácidos graxos resultantes do refino dos óleos vegetais (conhecidos como borras), óleos de fritura usados e esgoto sanitário.

<sup>16</sup> O Tratado de Quioto à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima (UNFCCC) estabelece quantidades de emissões a serem reduzidas e um primeiro período de compromisso (2008-2012) [88]. Dentre os mecanismos de compensação de reduções de emissões (por vezes designados em conjunto como "mercado de carbono") estabelecidos por este Protocolo, o Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL - é o único que torna possível que parte desta redução ocorra em países sem metas (países em desenvolvimento). Isto favorece a aquisição de créditos de projetos realizados em outros países, cujos custos de abatimento sejam inferiores.

É importante ressaltar que os insumos residuais são co-produtos, dependentes de outros mercados e, portanto, a sua quantidade estará sempre limitada àquela do produto principal. Essa particularidade os diferencia dos óleos vegetais que podem ser oriundos de plantios energéticos. Ademais, a sua oferta está geralmente concentrada em poucos pontos, o que vem a facilitar sua utilização. Seus preços significativamente abaixo dos outros insumos permitem a obtenção de biodiesel mais barato.

Aplicando-se as taxas de crescimento da produção previstas pelo MAPA no período em análise [66] e a quantidade típica de gordura por cabeça de animal abatido [35] aos dados de abate animal no Brasil [51] foi possível estimar os volumes potenciais de insumos de origem animal. A quantidade de borra de ácidos graxos para o período foi obtida utilizando-se a projeção da produção brasileira de óleos vegetais, tomando-se por base a quantidade típica obtida no processamento do óleo [78]. Quanto aos volumes de óleo residual de fritura, considerou-se a produção mensal per capita [77] e a taxa de crescimento da população prevista pelo IBGE<sup>17</sup> [36]. Os volumes potenciais da fase oleosa do esgoto sanitário foram obtidos utilizando-se os dados de volume de esgoto coletado e tratado [1], o teor de gordura no esgoto [57], e a taxa de crescimento da população [36].

A regionalização da produção dos óleos vegetais e da gordura animal em análise foi estimada através do histórico do Banco de Dados Agregados do Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA [52]. Considerou-se que a distribuição da produção de óleo ocorre na mesma proporção que a da oleaginosa. Avaliou-se que a distribuição da produção de borra de ácidos graxos ocorre na mesma proporção que a das usinas de esmagamento de oleaginosas [3].

Mediante a aplicação dos diferentes fatores de conversão na reação para a obtenção do éster (biodiesel), específicos para cada tipo de insumo, é possível estimar a quantidade potencial de produção de biodiesel, utilizando-se os dados de disponibilidade de insumos graxos novos e residuais.

A Tabela 8 a seguir apresenta a quantidade total de biodiesel possível de ser ofertada através de cada um dos insumos analisados para o período 2008-2017, discriminada por região geográfica do país. As mesmas informações encontram-se sintetizadas no Gráfico 13 a seguir.

Tabela 8 – Potencial Regional de Oferta de Biodiesel (ML)

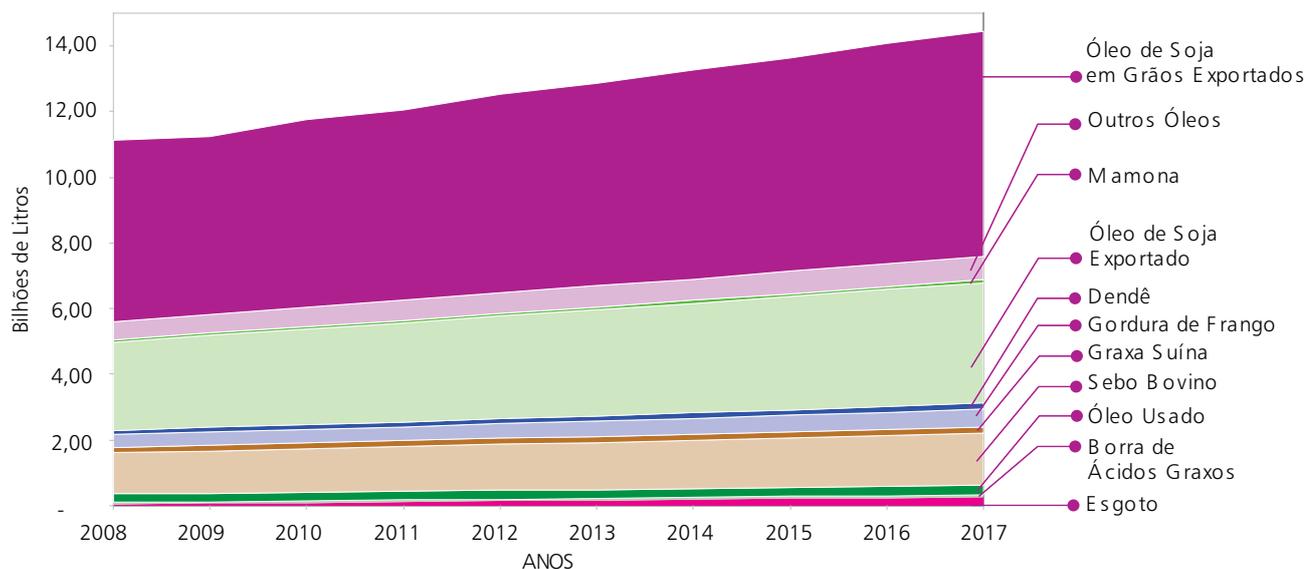
Região	Fonte	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Norte	Soja exp	39	41	42	44	45	47	48	50	52	53
	Soja grão exp	80	78	83	84	87	89	92	94	97	99
	Mamona	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	Dendê	109	112	115	118	122	125	128	131	134	138
	Outros	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Sebo bovino	185	190	195	200	205	210	216	221	227	232
	Graxa Suína	25	26	26	27	27	28	28	29	30	30
	Gordura Aves	0	0	0	0	0	0	0	0	1	1
	Borra	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	<b>Subtotal</b>	<b>439</b>	<b>448</b>	<b>463</b>	<b>474</b>	<b>488</b>	<b>501</b>	<b>514</b>	<b>527</b>	<b>541</b>	<b>555</b>
Nordeste	Soja exp	166	174	179	186	193	200	206	214	220	227
	Soja grão exp	340	335	354	358	373	381	393	402	414	424
	Mamona	57	59	61	62	64	66	68	69	71	73
	Dendê	27	28	29	30	31	31	32	33	34	35
	Outros	83	85	87	90	92	95	97	100	102	105
	Sebo bovino	116	119	122	125	128	132	135	138	142	145
	Graxa Suína	16	16	16	17	17	17	18	18	19	19
	Gordura Aves	8	8	9	9	9	10	10	11	11	11
	Borra	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	<b>Subtotal</b>	<b>814</b>	<b>825</b>	<b>858</b>	<b>878</b>	<b>910</b>	<b>933</b>	<b>961</b>	<b>987</b>	<b>1.014</b>	<b>1.040</b>

<sup>17</sup> IBGE apud EPE [36].

Região	Fonte	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Sudeste	Soja exp	221	230	238	247	256	265	274	284	292	301
	Soja grão exp	451	444	469	475	495	505	522	534	549	562
	Mamona	4	4	4	4	4	4	4	4	5	5
	Dendê	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	132	136	140	144	148	152	156	160	164	168
	Sebo bovino	309	317	325	334	342	351	360	369	378	388
	Graxa Suína	42	43	44	45	46	47	47	48	49	51
	Gordura Aves	68	71	74	77	80	83	87	91	94	98
	Borra	14	14	15	15	16	16	16	17	17	18
	<b>Subtotal</b>	<b>1.241</b>	<b>1.260</b>	<b>1.309</b>	<b>1.340</b>	<b>1.387</b>	<b>1.423</b>	<b>1.466</b>	<b>1.506</b>	<b>1.549</b>	<b>1.589</b>
Sul	Soja exp	962	1.004	1.038	1.076	1.118	1.156	1.194	1.236	1.274	1.313
	Soja grão exp	1.966	1.936	2.045	2.071	2.159	2.202	2.275	2.328	2.394	2.451
	Mamona	0	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	Dendê	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	26	27	28	29	29	30	31	32	32	33
	Sebo bovino	154	158	162	166	170	174	179	183	188	193
	Graxa Suína	21	21	22	22	23	23	24	24	25	25
	Gordura Aves	308	320	334	347	362	377	392	409	425	443
	Borra	37	38	39	40	41	42	44	45	46	47
	<b>Subtotal</b>	<b>3.474</b>	<b>3.505</b>	<b>3.668</b>	<b>3.752</b>	<b>3.902</b>	<b>4.005</b>	<b>4.139</b>	<b>4.257</b>	<b>4.385</b>	<b>4.505</b>
Centro-Oeste	Soja exp	1.303	1.360	1.406	1.458	1.515	1.567	1.618	1.675	1.727	1.779
	Soja grão exp	2.664	2.623	2.771	2.807	2.925	2.984	3.082	3.154	3.244	3.321
	Mamona	5	5	6	6	6	6	6	6	6	7
	Dendê	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Outros	319	328	338	347	357	366	375	385	394	404
	Sebo bovino	496	509	522	535	549	562	577	591	606	622
	Graxa Suína	67	69	70	72	73	75	76	78	79	81
	Gordura Aves	43	44	46	48	50	52	54	57	59	61
	Borra	5	5	6	6	6	6	6	6	7	7
	<b>Subtotal</b>	<b>4.903</b>	<b>4.944</b>	<b>5.164</b>	<b>5.278</b>	<b>5.480</b>	<b>5.617</b>	<b>5.795</b>	<b>5.953</b>	<b>6.123</b>	<b>6.281</b>
País	Óleo Residual	259	262	264	267	270	273	275	278	281	284
	Esgoto	39	64	89	114	139	164	188	213	238	263
<b>BRASIL</b>	<b>TOTAL</b>	<b>11.170</b>	<b>11.308</b>	<b>11.816</b>	<b>12.103</b>	<b>12.576</b>	<b>12.915</b>	<b>13.339</b>	<b>13.721</b>	<b>14.131</b>	<b>14.517</b>

Fonte: elaboração EPE

Gráfico 13 – Potencial de Oferta de Biodiesel de diversos insumos 2008-2017



Fonte: Elaboração EPE

A oferta de óleo de soja representa em média 73% da disponibilidade de insumos considerada no período decenal, equivalente ao somatório entre as projeções de óleo exportado (cerca de 25%) e do óleo exportado sob a forma de grãos (48%). O percentual restante refere-se a: i) dendê, mamona e outros óleos vegetais (7%); ii) gordura animal (17%); iii) óleo de fritura, esgoto e borra (4%). Retirando do cálculo a parcela referente ao óleo exportado na forma de grãos, obtêm-se os valores: óleo exportado (48%); dendê, mamona e outros óleos vegetais (13%); gordura animal (32%); óleo de fritura, esgoto e borra (7%).

É importante ressaltar que, na atualidade, a produção de óleos vegetais ainda é focada em atender aos mercados alimentício, químico e farmacêutico, incluindo a quantidade exportada pelo país. Para a realização do planejamento da oferta de biodiesel é imperativo considerar que os insumos da produção de biocombustível não podem concorrer com a sua destinação atual. Sendo assim, é relevante que o PNPB continue a contemplar um aumento gradual do uso de biodiesel em percentuais adequados, de forma a não afetar negativamente outros setores que utilizam insumos graxos.

Neste sentido, o estudo em curso avaliou que somente o óleo de soja exportado ao longo do horizonte decenal estaria disponível para a produção de biodiesel. Quanto aos demais óleos vegetais, realizou-se um exercício tão-somente hipotético, a fim de mensurar a extensão do mercado de combustível passível de ser substituído.

Cabe destacar que a disponibilidade de insumos poderá ser alterada com a adoção de políticas públicas específicas de incentivo a matérias-primas determinadas. Da mesma forma, pode ser influenciada pelas relações de mercado, incluindo manutenção ou não dos cenários de preços de insumos e/ou pelo próprio desenvolvimento tecnológico agrícola que torne mais competitiva uma oleaginosa específica.

Neste estudo, o levantamento do potencial de insumos não considerou o aproveitamento de parte das áreas agricultáveis ociosas e das áreas desmatadas. Para avaliar a viabilidade do cultivo energético das oleaginosas com fins à produção de biodiesel nestas áreas, é necessário o acompanhamento de um conjunto de fatores referentes à produtividade média, teor de óleo, produtividade de óleo por área e análise histórica da produção das oleaginosas.

A tomada de decisão quanto ao plantio de oleaginosas para fins energéticos necessita, ainda, de análise da viabilidade técnica da espécie vegetal como cultura agrícola, a qual se fundamenta em uma série de informações agrônomicas que devem estar disponíveis para a sua recomendação. Destaca-se por sua importância o Zoneamento Agrícola de Risco Climático, instrumento de política e gestão de riscos agrícolas sob responsabilidade do MAPA.

Este é pré-requisito para a recomendação de culturas em uma determinada região, consolidando-se como ferramenta técnico-científica de auxílio à gestão de riscos e sendo utilizado como um dos critérios básicos para a concessão de crédito de custeio agrícola oficial e de seguro rural privado e público.

Na elaboração do zoneamento, além das variáveis relacionadas à potencialidade e aptidão (solo, clima e planta), aplicam-se funções matemáticas e estatísticas com o objetivo de quantificar o risco de perda das lavouras devido à ocorrência de eventos climáticos adversos, principalmente a seca. Com isso, identifica-se para cada município, a melhor época de plantio das culturas nos diferentes tipos de solo e ciclos dos cultivares [63]. A partir dos dados gerados pelo zoneamento agrícola de riscos climáticos, é possível estimar que o país aproveite uma maior parcela de suas áreas agricultáveis disponíveis.

### 2.3.2. Disponibilidade de Capacidade de Processamento

Para a realização do planejamento da oferta de biodiesel é igualmente imperativo analisar a capacidade instalada das indústrias no processamento do potencial de insumos apresentado.

Neste sentido, foram utilizadas informações da Agência Nacional do Petróleo que identificam as plantas de produção de biodiesel que já possuem autorização para operar e as usinas que se encontram em processo de autorização [10]. Em dezembro de 2006, havia 19 empresas autorizadas e 31 que se encontravam em processo de autorização. Em novembro de 2008, constam da lista da ANP 62 usinas autorizadas e 33 em processo de autorização, sendo 11 referentes à ampliação de unidades já existentes.

A Tabela 9 a seguir sintetiza as informações sobre a capacidade brasileira de processamento de biodiesel, apresentando a quantidade total de biocombustível possível de ser ofertada com a utilização da capacidade de processamento das usinas de biodiesel no país, tanto a já autorizada como a projetada, discriminada por região geográfica do país.

Região	ML/ano			% Total (Autorizadas + Em processo)		
	Total	Autorizado	Em processo de autorização	Total	Autorizado	Em processo de autorização
Norte	301	169	132	7,2	4,1	3,2
Nordeste	1.041	619	422	25,0	14,9	10,2
Sudeste	714	693	21	17,2	16,7	0,5
Sul	779	598	181	18,7	14,4	4,3
Centro-Oeste	1.322	1.048	274	31,8	25,2	6,6
Brasil	4.158	3.128	1.030	100,0	75,2	24,8

Fonte: elaboração EPE, a partir de dados ANP [10].

### 2.4. Potencial de Consumo Além do Obrigatório

O consumo potencial de biodiesel equivale ao somatório da parcela do consumo obrigatório estabelecido pela Lei nº 11.097/05 com a parcela que venha a exceder este montante.

Com base no princípio de que o consumidor busca sempre o menor custo de combustível, é de se estimar que a demanda acima da obrigatoriedade esteja fortemente vinculada à relação de preços entre o biodiesel e o óleo diesel. Como exposto, à exceção de certos insumos residuais<sup>18</sup>, os 'preços mínimos' do biodiesel apresentam-se superiores àqueles estimados para o óleo diesel ao longo do período decenal. Desta forma, a expectativa de consumo parece estar exclusivamente relacionada à obrigatoriedade legal.

<sup>18</sup> Borra de ácidos graxos e esgoto.

No entanto, é possível que venha a ocorrer um consumo de biodiesel além do regulamentado pela legislação, desde que estejam presentes determinadas condições que atribuam competitividade ao biocombustível, especialmente aquelas referentes à tributação, custos de logística, ou preço de matéria-prima. Este potencial de consumo será doravante chamado 'além do obrigatório', como já foi denominado no PDE 2007-2016 [38].

O uso de insumos residuais, mais baratos que os insumos novos cultivados, favorece a produção de biodiesel financeiramente competitivo. Outra possibilidade refere-se à utilização em sistemas isolados, nos quais o impacto do custo de transporte do diesel mineral é bastante relevante no preço de revenda.

É possível, ainda, que a autoprodução de biodiesel seja desenvolvida em diversos segmentos da atividade econômica. Nestes casos, não há o fato gerador de tributação, o que resulta em preços para o consumo próprio inferiores ao preço de aquisição do biodiesel no mercado.

Investigou-se com maior profundidade a possibilidade da autoprodução de biodiesel por cooperativas rurais do setor agropecuário, como realizado no PDE 2007-2016, incorporando às regiões Centro-Oeste e Sul as demais regiões geográficas do país. Considerou-se que os produtores de insumos oleaginosos e de gorduras animais podem se agrupar em cooperativas rurais com vistas a obter biodiesel a valores mais baratos que os pagos pelo óleo diesel. Atente-se ao fato da concretização desta possibilidade, mediante a existência de quatro usinas já autorizadas e duas que se encontram em processo de autorização pela ANP [10].

O MODELO DE PROJEÇÃO DA DEMANDA DE BIODIESEL, elaborado pela Empresa de Pesquisa Energética [39], foi o sistema utilizado para realizar a projeção do consumo de biodiesel pelo mercado interno.

#### 2.4.1. O Consumo Obrigatório de Biodiesel 2008-2017

O consumo obrigatório de biodiesel estabelecido pela Lei nº 11.097/05 refere-se a um percentual mínimo de 2% de adição ao óleo diesel comercializado ao consumidor final a partir de janeiro de 2008, até alcançar 5% em 2013. A Resolução CNPE nº 02, de 13/03/2008, aumentou o percentual mínimo obrigatório para 3%, a partir de 1º de julho de 2008. O estudo em curso avaliou que ocorrerá a antecipação do percentual de 5% para 2010.

Aplicando-se os referidos percentuais à previsão do consumo regional de óleo diesel mineral apresentada no Capítulo II, são obtidos os dados apresentados na Tabela 10 a seguir.

Tabela 10 – Consumo Obrigatório de Biodiesel por Região (ML)

Ano / Região	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Norte	116	137	240	252	237	248	261	274	288	302
Nordeste	162	206	361	379	399	419	442	466	492	518
Sudeste	515	648	1.130	1.186	1.246	1.310	1.377	1.448	1.524	1.603
Sul	219	276	484	510	536	565	595	626	660	695
Centro-Oeste	119	149	262	276	291	307	323	341	359	378
Brasil	1.130	1.417	2.477	2.602	2.709	2.849	2.999	3.156	3.322	3.495

Fonte: Elaboração EPE a partir de dados EPE [40]

Contrapondo-se a Tabela 10 anterior com o potencial de oferta de insumos apresentado no item 2.3.1, pode-se depreender que a oferta atual é cerca de dez vezes a demanda relacionada com a obrigatoriedade estabelecida pela Lei nº 11.097/05, independentemente da origem dos insumos. No decorrer do período analisado, a estimativa de oferta de insumos tende a ser cerca de quatro vezes superior à obrigatória.

#### 2.4.2. O Potencial de Consumo do Setor Agropecuário

O segmento agropecuário é bastante representativo no consumo de óleo diesel no Brasil, haja vista que a demanda anual deste setor tem alcançado cerca de seis bilhões de litros nos últimos anos.

Para estimar o consumo de óleo diesel do setor agropecuário das regiões Sul, Centro-Oeste e Sudeste foram utilizados os Balanços Energéticos dos Estados que as compõem. Devido à falta de informações, para as regiões Norte e Nordeste a projeção foi estimada a partir dos dados de consumo total de diesel (país e regional) e demanda nacional do setor agropecuário do Balanço Energético Nacional [37], e subtraindo-se desta última o consumo

agropecuário conhecido (Sul, Centro-Oeste e Sudeste). A demanda nacional estimada situou-se entre sete e 11 bilhões de litros por ano no período em análise.

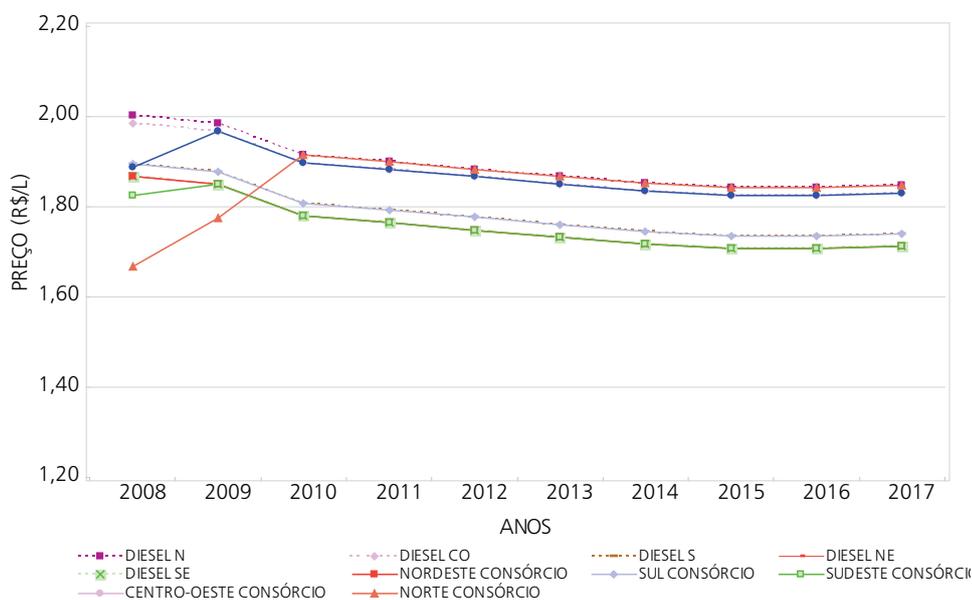
### 2.4.3. Atratividade da Autoprodução

A atratividade dos empreendimentos da autoprodução agropecuária no horizonte decenal foi calculada com base na quantidade de diesel consumida e no preço praticado, em comparação com o preço do biodiesel da autoprodução com soja, gorduras animais e borra.

Considerou-se na análise a mesma remuneração dos preços atualmente praticados por estes insumos graxos (Tabela 7), de forma a não representar qualquer perda de receita para os produtores, apenas descontando-se o frete até os portos [61]<sup>19</sup>. Tomou-se como parâmetro a relação entre o preço do biodiesel obtido a partir desta 'cesta de insumos graxos' e o do óleo diesel – tomado o preço nacional<sup>20</sup> acrescido de PIS/COFINS e CIDE, da margem por distribuição e revenda<sup>21</sup> de cada região [7] e do incremento regional<sup>22</sup> – [8]. Como o ICMS é recuperado pelo produtor rural na comercialização de sua produção, o cálculo não considerou este imposto.

O Gráfico 14 a seguir apresenta a projeção de preços do diesel mineral e do biodiesel da autoprodução, nas diferentes regiões geográficas do país, para o período 2008-2017. No gráfico, o preço do biocombustível representa a utilização de toda a quantidade disponível de óleo de soja, gorduras animais e borra de ácidos graxos, consorciados ponderadamente, considerando suas disponibilidades e seus custos de produção. Note-se que quando o preço do biodiesel converge para o preço do óleo diesel, assume este valor.

Gráfico 14 – Projeção de preços de diesel e de biodiesel da autoprodução 2008-2017.



Fonte: Elaboração EPE

<sup>19</sup> Frete de grãos entre Sorriso (MT) e Paranaguá (PR), tomado como média para a região Centro-Oeste, na safra de 2005-2006. Valor de frete considerado conservador, pois o óleo de soja requer caminhões mais rebuscados que os necessários para transporte de grãos.

<sup>20</sup> Preço de refinaria, dado em Paulínia.

<sup>21</sup> As empresas transportadoras, revendedoras e retalhistas (TRR), que atuam junto aos consumidores de médio porte, como os do setor agropecuário, praticam margens por distribuição e revenda até superiores às dos postos, visto que oferecem o serviço de entrega ao cliente. De forma conservadora, optou-se por utilizar este valor.

<sup>22</sup> Como mencionado no item 2.2, este valor é estimado a partir de dados do Relatório de Acompanhamento do Mercado elaborado pela ANP [8].

Pelo Gráfico 14 pode-se inferir que o preço mínimo do biodiesel da autoprodução nas regiões Sul e Nordeste equivale ao do óleo diesel em todo o período, enquanto que nas regiões Centro-Oeste e Sudeste isto ocorre já no primeiro ano do período. Para a região Norte, o biocombustível oriundo da autoprodução alcança o valor estimado para o óleo diesel também no início do período decenal (2010). Ressalta-se o cenário de preços declinantes do diesel derivado de petróleo, apesar do aumento em relação às projeções apresentadas no PDE2016. Note-se também o grande incremento nas projeções de preços dos insumos graxos no período decenal.

O investimento necessário para atender plenamente a demanda potencial depende de inúmeros fatores, sobretudo os relacionados à escala das plantas, capacidade de produção de equipamentos e disponibilidade de recursos financeiros para sua construção. O estudo em curso analisou os investimentos correspondentes a uma unidade de capacidade de processamento de 25.000 t/a, segundo informações das indústrias de base do país. Como a entrada em funcionamento desta planta requer 180 dias, o primeiro ano do empreendimento só obtém metade da receita potencial.

Os retornos financeiros foram calculados com base na diferença entre os preços do óleo diesel e do biodiesel para autoprodução. Importa ressaltar que, neste ponto, a análise buscou obter a maior quantidade possível de biodiesel com atratividade. O cálculo da receita operacional líquida considerou primeiramente a produção de biocombustível obtido a partir da 'cesta de insumos' consorciados ponderadamente<sup>23</sup>. Avaliou-se que, enquanto o biodiesel for mais barato, será substituído tanto combustível fóssil quanto haja disponibilidade de biodiesel. No momento em que este deixa de ser mais barato do que o diesel, retira-se o óleo de soja do cálculo e considera-se a produção a partir de gorduras animais e borra. No caso deste preço ser inferior ao do óleo diesel, será substituído tanto fóssil quanto biodiesel seja possível obter com esses insumos. Quando este deixa de ser mais barato que o diesel, cessa a produção de biodiesel.

Cabe registrar que, apesar de existir capacidade ociosa da indústria de esmagamento equivalente a 25% [3], o que poderia aumentar a disponibilidade de insumos para a fabricação de biodiesel (óleo presente na soja em grãos que é exportada), somente foram considerados como viáveis de obtenção os produtos fabricados com os resíduos e o óleo de soja ora exportado.

O cálculo da taxa interna de retorno do investimento para a autoprodução evidenciou que não existe atratividade dos empreendimentos voltados a este fim em nenhuma das regiões geográficas do país. Isto deve-se ao expressivo aumento nas projeções de preços dos insumos graxos no período decenal – em muito superiores ao aumento estimado para o preço do óleo diesel.

Desta forma, o estudo não verificou a existência de uma potencial demanda da autoprodução do setor agropecuário cuja atratividade econômica seja favorável.

## 2.5. A Infraestrutura de Escoamento da Produção de Biodiesel

O sistema logístico do biodiesel envolve duas etapas: a primeira refere-se ao transporte do biodiesel até as refinarias ou bases de distribuição, onde a mistura com o diesel fóssil acontece, e a segunda consiste no fornecimento para os consumidores finais, diretamente ou por intermédio de revendedores.

Como o transporte da mistura de diesel com biodiesel é realizado da mesma forma que o do diesel mineral, o escopo do estudo se limita à análise da capacidade de processamento instalada das indústrias e ao transporte do biocombustível até as bases das distribuidoras.

Ressalta-se que o consumo 'além do obrigatório' decorrente da autoprodução, por definição, ocorre na localidade das plantas e, portanto, não integra a avaliação em curso. Além disso, como os 'preços mínimos' de biodiesel no decorrer do horizonte decenal mostraram-se normalmente superiores àqueles estimados para o diesel, o foco centrou-se na demanda vinculada à obrigatoriedade.

Para a avaliação em curso, procedeu-se à divisão em capacidade atual (usinas autorizadas pela ANP) e capacidade futura (usinas que se encontram em processo de autorização). A Tabela 11 a seguir consolida as informações acerca da capacidade de processamento de biodiesel, assim como a perspectiva de consumo obrigatório em 2008 (início da vigência da obrigatoriedade) e 2017 (que corresponde ao ano de maior demanda de combustível). Pode-se observar também os balanços nacional e regionais, identificados pela diferença entre o potencial de oferta a partir da capacidade instalada e o consumo obrigatório de biodiesel (B2 a partir de 01/01/2008, B3 a partir de 01/07/2008, e B5 em 2017).

<sup>23</sup> Ponderação do consórcio: levando-se em conta as quantidades totais e os custos de produção.

Tabela 11 – Capacidade de Processamento de Biodiesel e Consumo Obrigatório em 2008 e 2017 (ML)

Região	Oferta 2008	Obrigatório 2008	Oferta 2017	Obrigatório 2017	Balanco 2008	Balanco 2017
Norte	169	116	301	302	53	(0,8)
Nordeste	619	162	1.041	518	457	524
Sudeste	693	515	714	1.603	179	(889)
Sul	598	219	779	695	379	84
Centro-Oeste	1.048	119	1.322	378	930	944
Brasil	3.128	1.130	4.158	3.495	1.998	662

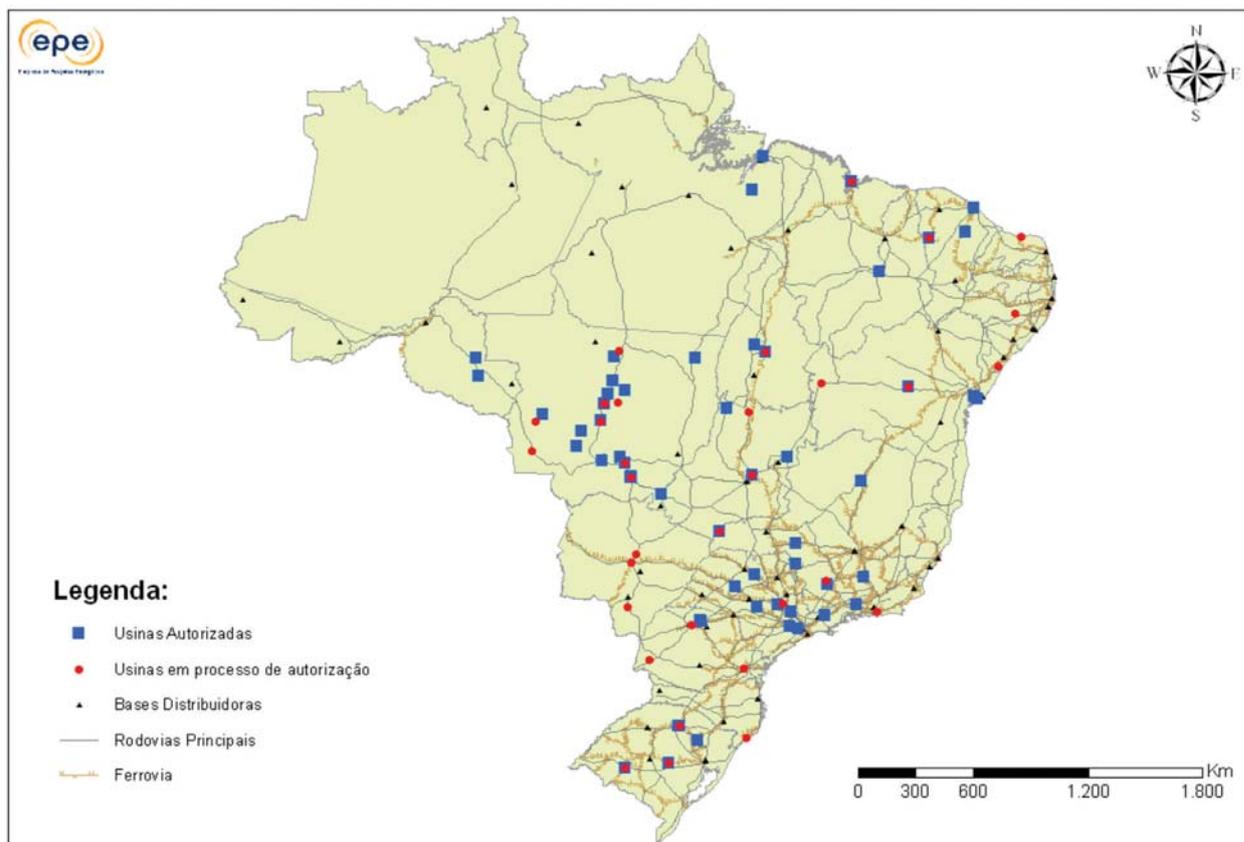
Fonte: elaboração EPE, a partir de dados ANP [10].

A Tabela 11 anterior evidencia que todas as regiões brasileiras possuem capacidade instalada superior à necessidade para atender à sua própria demanda obrigatória em 2008. A capacidade de produção do país permitiria, inclusive, o aumento do consumo obrigatório ou a exportação de aproximadamente 2 milhões de metros cúbicos por ano.

Quanto ao ano de 2017, pode-se concluir que as regiões Centro-Oeste, Nordeste, Norte e Sul disporão de produção suficiente para atender sua própria demanda projetada. Caso não sejam construídas outras usinas além destas, contarão com excedente suficiente para atender à necessidade da região Sudeste. Ainda assim, o balanço nacional mostra-se positivo, restando capacidade adicional de cerca de 660 mil metros cúbicos por ano.

Para avaliar a infraestrutura atual do escoamento de biodiesel para as regiões consumidoras, investigou-se a localização geográfica das usinas de produção de biodiesel já autorizadas pela ANP, das que se encontram em processo de autorização pela Agência, e das empresas distribuidoras de combustíveis em cada região do país, como mostra a Figura 6 a seguir.

Figura 6 – Usinas de Biodiesel Autorizadas e em Processo de Autorização e Malha Rodoviária e Ferroviária Atual.



Fonte: Elaboração EPE a partir de ANP [10].

A Figura 6 permite depreender que praticamente todas as usinas de produção de biodiesel e bases das distribuidoras de combustíveis estão atendidas por estradas federais. Como as distâncias entre estas são relativamente curtas, a expectativa é que o transporte seja feito exclusivamente por caminhões-tanque, com capacidade entre 15 e 30 m<sup>3</sup> [14].

Considerando que os caminhões-tanque precisem de dois dias (um dia de ida e outro dia de volta) para entregar o biodiesel às bases das distribuidoras<sup>24</sup>, temos o seguinte cenário para a transferência intra-regional:

2008: o Centro-Oeste demandará 27 caminhões tanque, de 30 m<sup>3</sup>, por dia; o Norte, 26; o Nordeste, 37; o Sul, 49 e o Sudeste, 115. No total, serão necessários, no mínimo, 254 caminhões-tanque por dia.

2017: o Centro-Oeste requererá 85 caminhões tanque por dia: o Norte, 68; o Nordeste, 116; o Sul, 155 e o Sudeste, 357. No total, serão necessários 781 caminhões-tanque por dia.

Estes números podem ser considerados pequenos, respectivamente 0,4% e 1,2% de toda a frota atual de caminhões-tanque no país (não somente os veículos dedicados ao transporte de combustíveis), cerca de 65.000 [11].

Existe a possibilidade de aproveitar a distribuição de óleo diesel existente para as regiões próximas às usinas, de maneira que parte do transporte do biodiesel para as distribuidoras seja feito por estes caminhões que voltariam vazios. Desta forma, é possível que o número necessário de veículos para o transporte de biodiesel não precise ser cativo.

No caso da transferência inter-regional, a região Sudeste precisa receber 2.962 metros cúbicos por dia, podendo ser abastecida tanto pela região Nordeste quanto pela Centro-Oeste. O modal de transporte mais adequado para estas distâncias tende a ser o ferroviário, devido ao fato deste apresentar o menor custo por distância percorrida, além de evitar o aumento do fluxo nas rodovias, deve-se levar em consideração, porém, que a malha existente deve ser reconstruída, exigindo um alto investimento e não estará disponível em curto prazo.

Como a Figura 6 evidenciou, a maior parte das usinas projetadas e das bases das distribuidoras está localizada nas proximidades das ferrovias que podem ser utilizadas quando do aumento da escala de produção do biodiesel. É importante citar que poderiam ser utilizados os fretes de retorno dos vagões-tanque do transporte do diesel, possibilidade que merece maior investigação de viabilidade caso-a-caso. Ressalta-se que, com base na previsão, sugere-se que não haverá necessidade de expansão do sistema de escoamento de produção.

### 2.5.1. O Estoque Estratégico de Biodiesel

Cabe ressaltar a importância da existência de um estoque estratégico de biodiesel, de forma a garantir a normalidade do abastecimento. Com o intuito de antecipar o processo de instalação de usinas com vistas à expansão do mercado, bem como estimular a inclusão social, o governo federal promoveu a realização de leilões públicos, com os quais foi adquirido biodiesel das empresas contempladas com o Selo Combustível Social (SCS)<sup>25</sup>, cujos resultados seguem na Tabela 12.

Tabela 12 – Resultado dos Leilões de Compra de Biodiesel pela ANP

	1º Leilão 23/11/ 2005	2º Leilão 30/03/ 2006	3º Leilão 11/07/ 2006	4º Leilão 11/07/ 2006	5º Leilão 14/02/ 2007	6º Leilão 13 e 14/11/ 2007	7º Leilão 14/11/ 2007	8º Leilão 10/04/ 2008	9º Leilão 11/04/ 2008	10º Leilão 14/08/ 2008	11º Leilão 15/08/ 2008	12º Leilão 24/11/ 2008
Nº de ofertantes	8	12	6	25	8	11	11	17	13	21	20	32
Volume arrematado (m <sup>3</sup> )	70.000	170.000	50.000	550.000	45.000	304.000	76.000	259.000	66.000	264.000	66.000	330.000
Preço médio (R\$/m <sup>3</sup> )	1.904,84	1.859,65	1.753,79	1.746,66	1.862,14	1.867,08	1.863,20	2.690,54	2.685,23	2.604,64	2.609,70	2.387,76
Deságio (%)	(0,79)	(2,53)	(7,93)	(8,29)	(2,22)	(22,2)	(22,4)	(4,0)	(4,24)	(0,59)	(0,39)	(0,51)

Fonte: elaboração EPE a partir de dados ANP [9].

Obs. - No 5º Leilão, o preço estimado substituiu o Preço Máximo de Referência. Este valor pode ser ultrapassado pelas ofertas das empresas vendedoras. Até o Quarto Leilão, a ANP definia um preço teto, que não podia ser ultrapassado nas ofertas.

No 7º, 9º e 11º Leilão a posse do SCS não era exigida como requisito à participação, assim como para o 2º lote do 12º Leilão (66.000m<sup>3</sup>).

<sup>24</sup> No caso das bases mais distantes das usinas, cujas viabilidades de transporte atualmente são de até 600 quilômetros [80]. É sabido que serão poucas as bases localizadas exatamente na extremidade da área de influência das usinas, mas esta distância foi considerada como medida conservadora (o pior caso).

<sup>25</sup> Para tanto, as empresas produtoras de biodiesel devem comprovar a aquisição de matéria-prima junto a agricultores familiares, em diferentes percentuais, que são função da região geográfica em que esteja sediada.

Registra-se que a Portaria MME nº 338 (05/12/2007) estabeleceu uma série de diretrizes para a formação de estoques estratégicos de biodiesel – os quais não podem ser inferiores à demanda mensal de biodiesel para atendimento à legislação. Tal Portaria define que os produtores e importadores de óleo diesel têm a responsabilidade pela compra e estocagem do biodiesel, proporcionalmente a sua participação no mercado.

## 2.6. Balanço de Oferta e Demanda de Biodiesel

Com vistas a elaborar o balanço nacional de oferta e demanda de biodiesel no horizonte decenal, no decorrer do estudo em curso foram apresentadas as análises do potencial de oferta e do potencial de consumo do biocombustível.

Em relação ao potencial de oferta de biodiesel, a análise foi norteada tanto pela disponibilidade de insumos graxos, quanto pela disponibilidade de capacidade de processamento.

No que tange ao potencial de consumo de biodiesel, este equivale ao somatório daquele decorrente da Lei nº 11.097/2005, com a demanda denominada como 'além do obrigatório'. Como mencionado, esta última parcela refere-se aos volumes de biodiesel passíveis de serem obtidos pela autoprodução do setor agropecuário com potencial econômico. Dadas as projeções expostas no item 2.4.3, estima-se que este consumo não ocorrerá.

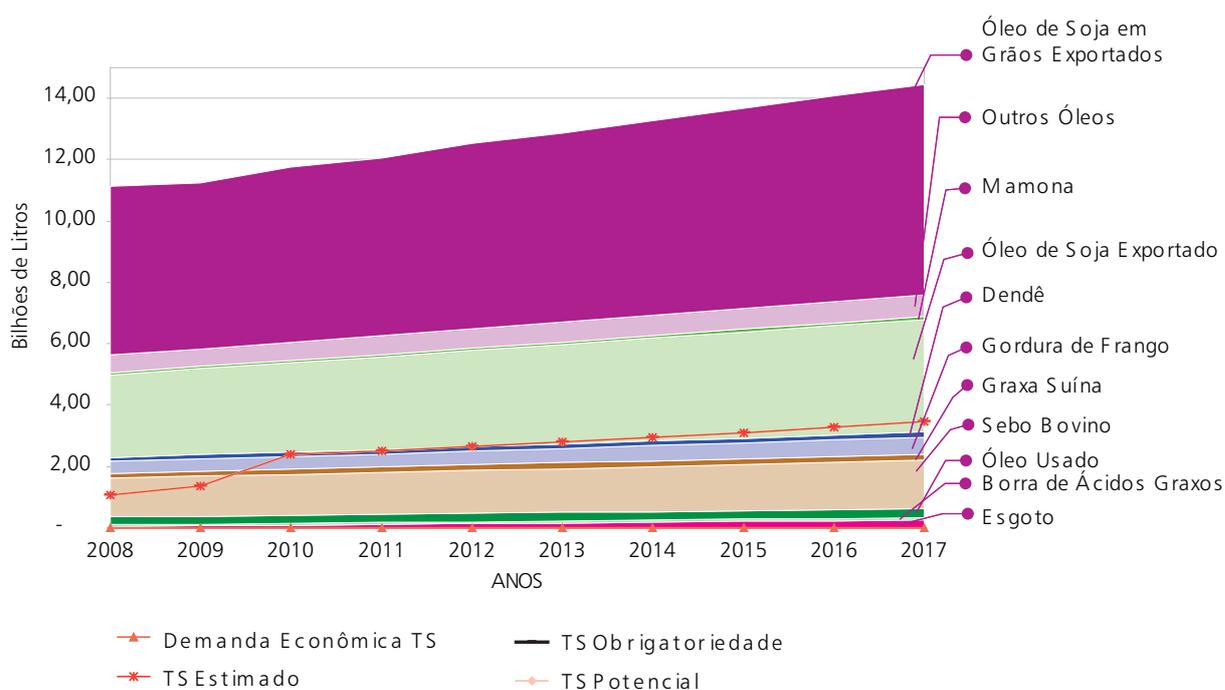
Desta forma, a expectativa para o período em análise é que deverá ocorrer somente o consumo obrigatório de biodiesel, considerando-se as projeções de preços de óleo diesel e de insumos graxos adotadas neste estudo, conforme Tabela 13 a seguir.

Tabela 13 – Potencial de Consumo de Biodiesel (ML)

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Obrigatório	1.130	1.417	2.477	2.602	2.709	2.849	2.999	3.156	3.322	3.495
% consumo diesel	2,5	3,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0

Fonte: elaboração EPE.

Gráfico 15 – Potencial de Oferta e Projeção do Consumo de Biodiesel 2008-2017



Fonte: Elaboração EPE

Cabe registrar que, apesar da capacidade autorizada das plantas de processamento de biodiesel ser, em novembro de 2008, de 3,168 bilhões de litros/ano, a produção efetiva em 2007 (402,7 milhões de litros) e 2008 - até setembro - (784,8 milhões de litros), alcançou somente 12,9% e 25,1% daquele valor<sup>26</sup>, respectivamente. Ademais, deve-se atentar ao fato de que, apesar das vantagens econômicas decorrentes da substituição do óleo diesel por biodiesel na autoprodução do setor agropecuário, existem apenas quatro usinas já autorizadas para este fim, e duas que se encontram em processo de autorização pela ANP. Isto demonstra a existência de barreiras<sup>27</sup>, tanto culturais – relacionadas à produção e utilização do biocombustível, quanto financeiras – relacionadas ao investimento e financiamento.

## 2.7. Considerações finais

O presente trabalho contribuiu para evidenciar diversos aspectos relevantes da produção e uso de biodiesel no Brasil no horizonte decenal, assim como para consolidar alguns dos pontos levantados no Plano Decenal de Energia anterior. Destacam-se:

- 1) A oferta de insumos graxos é bastante considerável. No decorrer do período analisado, a estimativa de oferta é dez vezes superior à demanda obrigatória de biodiesel para 2008 e quatro vezes acima da obrigatoriedade para 2017. No entanto, cabe ressaltar a importância da expansão dos plantios com finalidade exclusiva para o setor energético de forma a evitar o uso de insumos graxos utilizados no setor alimentício.
- 2) A produção de óleos vegetais atualmente é focada em atender aos mercados alimentício, químico e farmacêutico. A disponibilidade de insumos poderá ser alterada com a adoção de políticas públicas específicas de incentivo a determinadas matérias-primas. Da mesma forma, pode ser influenciada pelas relações de mercado, incluindo manutenção ou não dos cenários de preços de insumos, e/ou pelo próprio desenvolvimento tecnológico agrícola que torne mais competitiva uma oleaginosa específica.
- 3) Apesar do Selo Combustível Social para os insumos oriundos da agricultura familiar ampliar as desonerações fiscais concedidas pelo governo, as projeções sinalizam que todos os preços de biodiesel obtido para cada um dos insumos cultivados encontram-se bastante superiores aos preços previstos para o óleo diesel. Cabe então ponderar que os benefícios oferecidos ainda não foram suficientes para tornar o biodiesel produzido com fontes novas competitivo com o óleo diesel e, conseqüentemente, estimular a agricultura familiar.
- 4) Todas as Regiões brasileiras possuem capacidade de processamento instalada superior à necessidade para atender à sua própria demanda obrigatória de B2 e B3, permitindo, inclusive, o aumento do consumo obrigatório ou a exportação de aproximadamente 2 milhões de metros cúbicos por ano. Quanto ao período de vigência do B5, apesar do balanço nacional mostrar-se positivo, caso não sejam construídas outras usinas, a região Sudeste não seria auto-suficiente, podendo ser suprida pelas demais regiões. Ressalta-se que, mesmo com a transferência entre Regiões, o país possuirá um excedente de 660 mil metros cúbicos em 2017.
- 5) A perspectiva que se desenha é de continuidade na utilização do modal rodoviário no transporte intra-regional de biodiesel, utilizando-se para tal fim caminhões-tanque entre 15 e 30 metros cúbicos de capacidade. No caso do transporte inter-regional, apesar de estar sendo utilizado o modal rodoviário, surgem oportunidades para o ferroviário e hidroviário, capazes de absorver uma parte do fluxo com vantagens competitivas.
- 6) É muito grande a importância da matéria-prima principal no custo de produção do biodiesel, cerca de 80%. As projeções indicam que os preços dos insumos novos cultivados, atualmente elevados, continuarão crescendo, o que sinaliza a necessidade de um vigoroso estímulo à pesquisa agrícola e ao cultivo em grande escala. Neste sentido, o trabalho destacou a importância do Zoneamento Agrícola de Riscos Climáticos como ferramenta fundamental ao cultivo energético de oleaginosas para a produção de biodiesel.
- 7) É importante atentar ao fato de que, o aumento da produção agrícola, responsável pela redução de custo de insumos, gera como conseqüência uma enorme quantidade de co-produtos. Desta forma, mostra-se fundamental viabilizar o aproveitamento dos co-produtos, o que poderia reduzir o custo de produção do biodiesel e aumentar sua competitividade, influenciando significativamente na relação de oferta e demanda do biocombustível. Além disso, a aplicação dos coprodutos é crucial para evitar o problema ambiental de torná-los resíduos indesejáveis, sendo imprescindível encontrar alternativas para o seu aproveitamento.

<sup>26</sup> Disponível em [http://www.anp.gov.br/doc/dados\\_estatisticos/Producao\\_de\\_biodiesel\\_m3.xls](http://www.anp.gov.br/doc/dados_estatisticos/Producao_de_biodiesel_m3.xls). Acesso em 24 nov. 2008.

<sup>27</sup> Como apresentado no PDE 2007-2016, os recursos financeiros provenientes do Mecanismo de Desenvolvimento Limpo – MDL, a depender do projeto, mostram-se suficientes para custear a aquisição e instalação das usinas, ação capaz de remover uma das barreiras e, ao mesmo tempo, demonstrar sua adicionalidade (etapa fundamental à captação dos recursos do MDL) [38].

- 8) A disponibilidade de insumos suplanta a demanda para atendimento da obrigatoriedade do mercado interno e, ainda, um potencial mercado além do mandatário. O estudo avaliou a oportunidade da auto-produção do setor agropecuário com soja, gorduras animais e borras de ácidos graxos, em que o benefício financeiro é de fácil apropriação pelo empreendedor. No entanto, outras possibilidades devem ser investigadas, como a autoprodução em outros setores, a geração elétrica nos sistemas isolados, o uso de biodiesel no setor marítimo e a exportação.
- 9) A incorporação da receita dos créditos de carbono permite reduzir significativamente o preço do biodiesel, aumentando sua competitividade face ao diesel mineral. Os recursos financeiros provenientes do MDL podem ser suficientes para custear a aquisição e instalação das usinas, removendo eventuais barreiras existentes sob o aspecto financeiro e servindo de incentivo ao processo de implantação dos projetos de autoprodução de biodiesel, os quais, apesar da atratividade econômica, não vêm ocorrendo na proporção que poderia ser observada.

Finalmente, é de interesse registrar as metas do Programa de Aceleração do Crescimento – PAC do Governo Federal, o qual sinaliza investimentos da ordem de 17,4 bilhões de reais até 2010 em combustíveis renováveis, visando assegurar a liderança do Brasil na área de biocombustíveis. No que tange ao biodiesel, são previstas 47 novas usinas e a produção de 4,1 bilhões de litros anuais em 2010. Para tanto, prevê-se um acréscimo de cerca de 1,3 bilhões de litros na capacidade instalada de produção. Os investimentos totais serão certamente maiores que estes, pois ainda não existe estimativa quanto ao investimento necessário no aumento da produção agrícola, sobretudo na de espécies de ciclo longo e perenes (dendê, pinhão, etc...), responsável pela redução de custo de insumos.

### 3. Aspectos Socioambientais

No presente ciclo de planejamento, a análise socioambiental para os biocombustíveis contemplou os segmentos industrial e agrícola do processo produtivo, levando em consideração a demanda por insumos, a geração de resíduos e as perspectivas sociais.

Foi estabelecida a distinção entre as análises do etanol e biodiesel em função das peculiaridades de cada processo produtivo. Cabe ressaltar que o histórico de produção de cana-de-açúcar, visando à produção de combustíveis confere ao setor uma experiência originária de um conjunto de práticas que, no caso das culturas ligadas à produção do biodiesel, ainda não estão consolidadas.

O item 1 apresenta, de maneira sucinta, a contextualização de questões socioambientais concernentes à produção dos biocombustíveis líquidos. No item 2, são arrolados os critérios e procedimentos estabelecidos para a realização dos estudos.

Em seguida, são descritos os principais aspectos relacionados ao licenciamento ambiental das atividades agrícolas e industriais do setor, visando indicar, antecipadamente, os requisitos socioambientais normativos a serem observados na implantação e funcionamento das unidades produtoras.

Por fim, apresenta-se a caracterização da produção do etanol e do biodiesel e a sua análise socioambiental. São abordados, separadamente, os insumos necessários à produção, os resíduos originados e as perspectivas sociais. Essa organização tem por objetivo orientar a análise para os aspectos mais relevantes, tanto para o licenciamento, como para as potenciais interferências socioambientais.

Os estudos ora apresentados foram realizados no âmbito da Superintendência de Meio Ambiente, da Diretoria de Estudos de Energia, com a colaboração da Superintendência de Gás e Biocombustíveis da Diretoria de Estudos de Petróleo, Gás e Biocombustíveis.

#### 3.1. Contextualização

São significativos, do ponto de vista ambiental, os ganhos com a utilização de biocombustíveis. O uso do etanol combustível, no período de 1970 a 2005, significou a substituição de 778 milhões de barris de petróleo evitando, portanto, a descarga de 644 milhões de toneladas de CO<sub>2</sub> na atmosfera. O consumo de biocombustíveis, seja de etanol ou biodiesel, traz uma série de benefícios associados à redução das emissões de monóxido de carbono (CO), de material particulado (MP), de óxido de enxofre (SOx), de hidrocarbonetos totais (HC) e de grande parte dos hidrocarbonetos tóxicos, quando comparados aos combustíveis de origem fóssil. Com relação a esse aspecto, o biodiesel, assumindo caráter de substituto direto do óleo diesel, tem papel importante, dadas a estruturação

do setor de transporte nacional, com predomínio do transporte rodoviário, e as elevadas emissões associadas à combustão do óleo diesel, principalmente de óxidos de enxofre e fuligem.

No que tange ao aspecto social, o Programa Nacional de Produção e Uso do Biodiesel estimula a produção de oleaginosas na agricultura familiar, por meio da redução de impostos para a indústria produtora de biodiesel que adquire insumos junto a produtores familiares, gerando emprego e renda.

Em contraponto aos benefícios ambientais e sociais, questões relacionadas aos riscos da expansão agrícola e da segurança alimentar têm sido apontadas por alguns setores da sociedade. Tendo em vista a sustentabilidade da produção dos biocombustíveis, ações governamentais têm sido empreendidas visando ao desenvolvimento de mecanismos de avaliação de impactos ambientais ensejados pela sua utilização e à implantação de um sistema de certificação da produção, de modo a subsidiar a adoção de um selo internacional de qualidade ambiental. Acredita-se que a certificação ambiental não só ajudará na qualificação e no desempenho produtivo, favorecendo o acesso aos mercados da Europa, Japão e Estados Unidos, bem como auxiliará o poder público nas ações de prevenção e mitigação dos impactos, na fiscalização do cumprimento de direitos trabalhistas e na promoção do desenvolvimento econômico e social das diversas regiões produtoras do país.

Em face do exposto, foram estabelecidos como objetivos deste estudo para o PDE 2008-2017: a) descrever os procedimentos necessários ao licenciamento ambiental de plantas industriais e das áreas de plantio a elas associadas; b) caracterizar a produção de biocombustíveis, tendo em vista a identificação dos aspectos socioambientais no fornecimento de insumos e na geração de resíduos de sua cadeia produtiva e c) sistematizar aspectos relevantes de sua inserção social.

### 3.2. Critérios e Procedimentos

Observa-se que não existe ainda uma proposição metodológica consolidada para o desenvolvimento das análises socioambientais no planejamento, no horizonte decenal, para a cadeia produtiva dos biocombustíveis. Este ciclo inaugura os primeiros desenvolvimentos nesse sentido.

Primeiramente, foi avaliado o processo de licenciamento ambiental concernente às usinas de produção de biocombustíveis, sendo indicadas suas principais etapas.

Para subsidiar as demais análises, foram elaborados pela EPE dois mapas básicos: um indicando a produção atual das culturas selecionadas, com base nos dados da Pesquisa Agropecuária Municipal – PAM [109], do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, utilizando dados da produção de 2006 (no momento de fechamento destes estudos, a produção de 2007 ainda não estava disponível), outro, indicando as áreas protegidas pela legislação ambiental – unidades de conservação e terras indígenas, a partir da base atualizada.

A superposição desses mapas indica as possíveis áreas de expansão agrícola e sua proximidade com as áreas legalmente protegidas. Todos os mapas apresentam a localização das usinas de produção de etanol e biodiesel.

No caso do etanol, a fonte que subsidiou a localização das usinas em operação ou planejadas foi a base desenvolvida pela EPE a partir de dados do MAPA, Unica, UDOP, CTC e outros divulgados na mídia. No caso do biodiesel, a localização das usinas foi identificada tendo como fonte o Boletim Mensal de Biodiesel, Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP –, posição de 28 de março de 2008 [98].

Nesta análise, levaram-se em conta, ainda, as projeções da demanda por biocombustíveis a partir dos dados elaborados pela EPE, já apresentados nos itens 1.4 e 2.6, além de outras informações obtidas junto a órgãos públicos e privados do setor, como Unica, Ministério de Minas e Energia – MME –, Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA, entre outros.

Foram abordadas, ainda, expectativas de intensificação de dinâmicas sociais vislumbradas a partir das projeções de expansão do biodiesel. A realização dessas perspectivas é prevista a partir do aumento da geração de emprego e renda. Essa abordagem teve como foco a produção agrícola, com destaque para o Selo Combustível Social, principal política do governo federal para o setor, no que tange ao desenvolvimento social. Discutiram-se, fundamentalmente, os principais pressupostos que norteiam o programa e suas realizações até o presente em face das projeções para o decênio 2008-2017, de modo a avaliar a possibilidade da consecução dos objetivos estabelecidos para o atual horizonte de planejamento.

Com relação aos aspectos sociais da cadeia produtiva do etanol, foram abordados aspectos relativos à mão-de-obra utilizada, principalmente, na colheita da cana-de-açúcar, e sua relevância para a consolidação do etanol como combustível sustentável.

### 3.3. Licenciamento Ambiental

As atividades relacionadas à produção de biocombustíveis são potencialmente capazes de causar modificações no meio ambiente. Os cultivos de cana-de-açúcar e das oleaginosas ocupam significativas áreas nas regiões brasileiras. Da mesma forma, o parque industrial associado pode causar alterações na qualidade ambiental, resultantes de processos que, direta ou indiretamente, afetam o meio ambiente.

O licenciamento ambiental, como um dos instrumentos da Política Nacional do Meio Ambiente (Lei nº 6.938/81), é o procedimento administrativo pelo qual os órgãos ambientais estabelecem as regras, condições, restrições e medidas de controle ambiental a serem obedecidas pelo empreendedor, tendo por objetivo disciplinar, previamente, a construção, instalação, ampliação e funcionamento de empreendimentos e atividades usuárias de recursos naturais, considerados efetiva ou potencialmente poluidores, bem como aqueles capazes de causar degradação ambiental.

Nos casos das cadeias produtivas dos biocombustíveis, a regulamentação do Licenciamento Ambiental é estabelecida pelas Resoluções CONAMA 01/86, 11/86, 06/86, 09/87, 13/90, 237/97 e 289/01.

As atividades do processo produtivo dos biocombustíveis, devido às suas características, dependerão de licenciamento conduzido pelo órgão ambiental competente. Sobre o licenciamento de projetos agrícolas, cabe mencionar que, no Artigo 2º da Resolução nº 01/86, alterado pela Resolução 11/86, com a inclusão do inciso XVII, estabeleceu-se que será exigido o EIA/RIMA para fins de licenciamento para os projetos agropecuários que contemplem áreas acima de 1.000 ha, ou menores, quando neste caso tratarem-se de áreas significativas em termos percentuais ou de importância do ponto de vista ambiental, inclusive nas áreas de proteção ambiental.

No caso das usinas de produção de biodiesel, o licenciamento ambiental é pré-requisito para obtenção de Autorização de Funcionamento fornecida pela ANP – Agência Nacional de Petróleo, de acordo com a Resolução ANP nº 41/2004, que regulamentou a obrigatoriedade de autorização da Agência para o exercício da atividade de produção de biodiesel. Não é especificada qual a licença a ser apresentada. A ANP analisará o pedido de autorização, no prazo máximo de 45 (quarenta e cinco) dias, contados da data da abertura do processo.

Diferentemente das usinas de etanol, as plantas produtoras de biodiesel não estão elencadas entre as atividades que necessitam obrigatoriamente de EIA/RIMA para fins de licenciamento (Art. 2º da Resolução CONAMA nº 01/86). Nesse caso, a análise segue os critérios estipulados pelo órgão ambiental competente do SISNAMA, geralmente estadual. A padronização dos procedimentos em âmbito nacional, possível através da edição de ato normativo específico pelo CONAMA, traria benefícios à prevenção e mitigação de possíveis impactos relacionados às plantas produtoras de biodiesel, principalmente em face das atuais projeções de crescimento do setor.

Com relação a prazos para concessão das licenças ambientais, a Resolução CONAMA 237/97, estabelece, em seu art. 14, que o órgão ambiental competente poderá estabelecer prazos de análise diferenciados para cada modalidade de licença, em função das peculiaridades da atividade ou empreendimento. Esta determinação vale também para a formulação de exigências complementares, desde que observado o prazo máximo de seis meses a contar do ato de protocolar o requerimento até seu deferimento ou indeferimento, ressalvados os casos em que houver EIA/RIMA e/ou audiência pública, quando o prazo será de até doze meses.

Em meio à diversidade de entendimentos e procedimentos adotados pelos órgãos licenciadores estaduais, a elevada quantidade de empreendimentos licenciados no estado de São Paulo lhe confere vasta experiência, sobretudo no setor sucroalcooleiro. Tendo em vista a previsão da expansão da produção do biodiesel para atender o consumo nos próximos anos, os órgãos ambientais deverão, em curto prazo, estabelecer e consolidar procedimentos técnicos para o licenciamento ambiental da produção do Biodiesel.

### 3.4. Caracterização da Produção e Análise Socioambiental

#### 3.4.1. Etanol

A cana-de-açúcar encontra-se difundida pelo território nacional ocupando 6,96 milhões de hectares de cultivo, dos quais 82,4% concentram-se nas regiões Centro-Oeste, Sul e Sudeste. Nessas regiões, os patamares de produtividade são relativamente maiores, principalmente devido à utilização de variedades genéticas melhoradas de cana-de-açúcar, dotadas de melhor adaptabilidade às condições agrícolas da região e maior resistência a pragas e doenças. Outros fatores relacionados ao avanço da produtividade agrícola da cana-de-açúcar são a mecanização do plantio e da colheita, a fertirrigação e o gerenciamento das atividades agrícolas.

### Insumos

Os insumos para o processo produtivo do etanol considerados nesta avaliação socioambiental foram a cana-de-açúcar, a água e a energia. Os critérios levados em conta para escolha desses insumos foram o fator de escala e o potencial de geração de impactos ambientais pela sua utilização. Outros insumos da cadeia produtiva do etanol, como fertilizantes, defensivos agrícolas e reagentes do processo industrial apresentam menor potencial de geração de impactos ambientais se comparados aos insumos selecionados, e poderão vir a ser analisados nos próximos ciclos de planejamento.

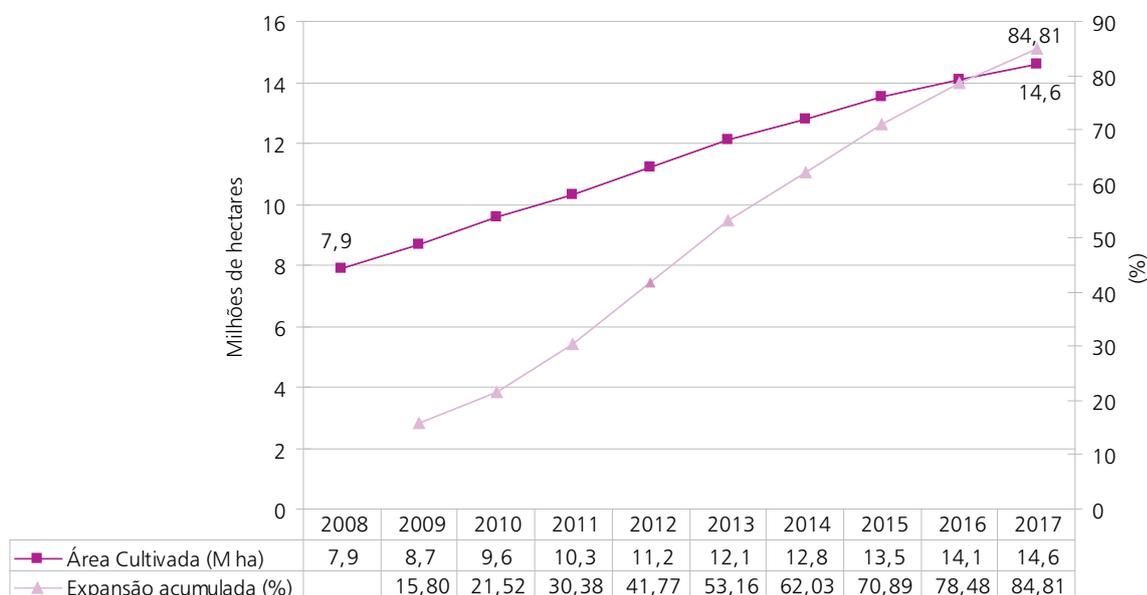
### Cana-de-Açúcar

Estima-se que o cultivo de cana ocupará, ao final do horizonte deste PDE, 14,6 milhões de hectares, atendendo à produção projetada de 1.075 milhões de toneladas. Considerando a área cultivada atual, de 7,9 milhões de hectares, o acréscimo de 6,7 milhões de hectares representa uma expansão da área plantada de 85% no decênio.

O Gráfico 16 ilustra a evolução da área plantada com cana-de-açúcar ao longo do decênio 2008-2017, em termos quantitativos e a expansão acumulada ao longo do decênio. É possível visualizar que as estimativas da Unica prevêem um aumento aproximadamente linear de cultivo de cana-de-açúcar no período 2008-2017. O incremento médio anual de área plantada com cana-de-açúcar é de 0,74 milhões de hectares.

A expansão da área de cultivo da cana em, aproximadamente, 6,7 Mha pode ser contrastada com a estimativa de MACEDO & NOGUEIRA [113], da existência de cerca de 100 Mha passíveis de aproveitamento para cultura agrícola de ciclo anual. Sobre esse aspecto, levando em conta a expansão acumulada de 85% no decênio, considera-se de suma importância que a expansão das áreas de cultivo ocorra preferencialmente em áreas já degradadas.

Gráfico 16 – Área de cana-de-açúcar cultivada ao longo do decênio



Fonte: Elaborado pela EPE baseado em dados e estimativas da Unica

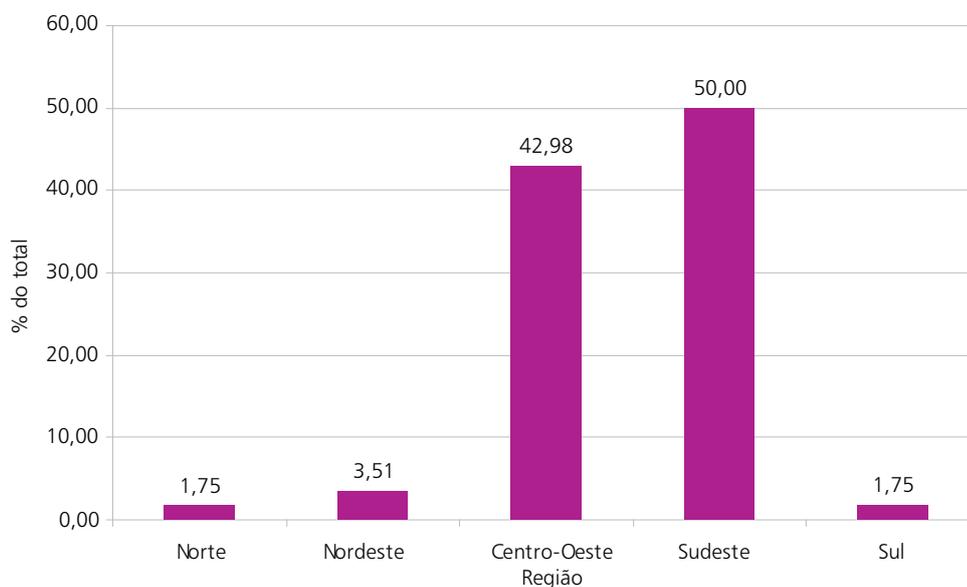
Considera-se, ainda, que, na safra 2007/2008, aproximadamente 50% da cana cultivada foi destinado à produção de etanol<sup>28</sup>, mas que, entretanto, esta proporção será alterada em função da expectativa de crescimento

<sup>28</sup> Segundo a CONAB [102], das 475.074 t de cana destinadas à indústria sucroalcooleira, 223.483,5 t foram para produção de açúcar e 251.590,5 t foram para produção de etanol.

maior do mercado de etanol do que o mercado de açúcar. Estima-se que, dos 6,7 Mha de área nova plantada, 5,5 Mha serão destinados à produção de etanol.

São previstas, até 2010, 91 usinas de açúcar e etanol e 23 em fase de projeto/estudo, totalizando 114 usinas previstas. O Gráfico 17 ilustra a distribuição regional dessas usinas. A região onde se encontra a maioria dos empreendimentos em operação é a região Sudeste. Essa região contém, ainda, 50% dos empreendimentos em fase de implantação. O adensamento da produção do etanol na região Sudeste e a sua expansão na região Centro-Oeste deverão exigir atenção especial sobre as condições em que se darão esses processos, no que diz respeito a possíveis pressões sobre recursos naturais. Ressalta-se que, para o atendimento pleno da demanda no período posterior a 2010 até 2017, estima-se ainda a instalação de 132 usinas, não sendo possível, entretanto, precisar a localização dessas instalações.

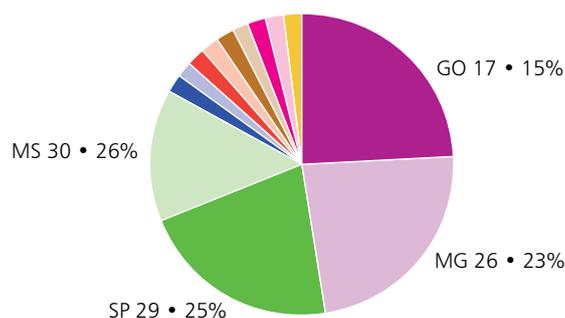
Gráfico 17 - Participação regional no total de usinas previstas até 2010



Fonte: EPE, a partir de Unica UDOP, CTC e outros, 2007.

O Gráfico 18 mostra que aproximadamente 89% das usinas de etanol previstas até 2010 (em implantação e em estudo) localizam-se nos estados de Mato Grosso do Sul, Minas Gerais, São Paulo e Goiás. Dentre esses estados, destacam-se o Mato Grosso do Sul e São Paulo, que juntos somam 59 usinas, correspondendo a 51% do total de usinas previstas.

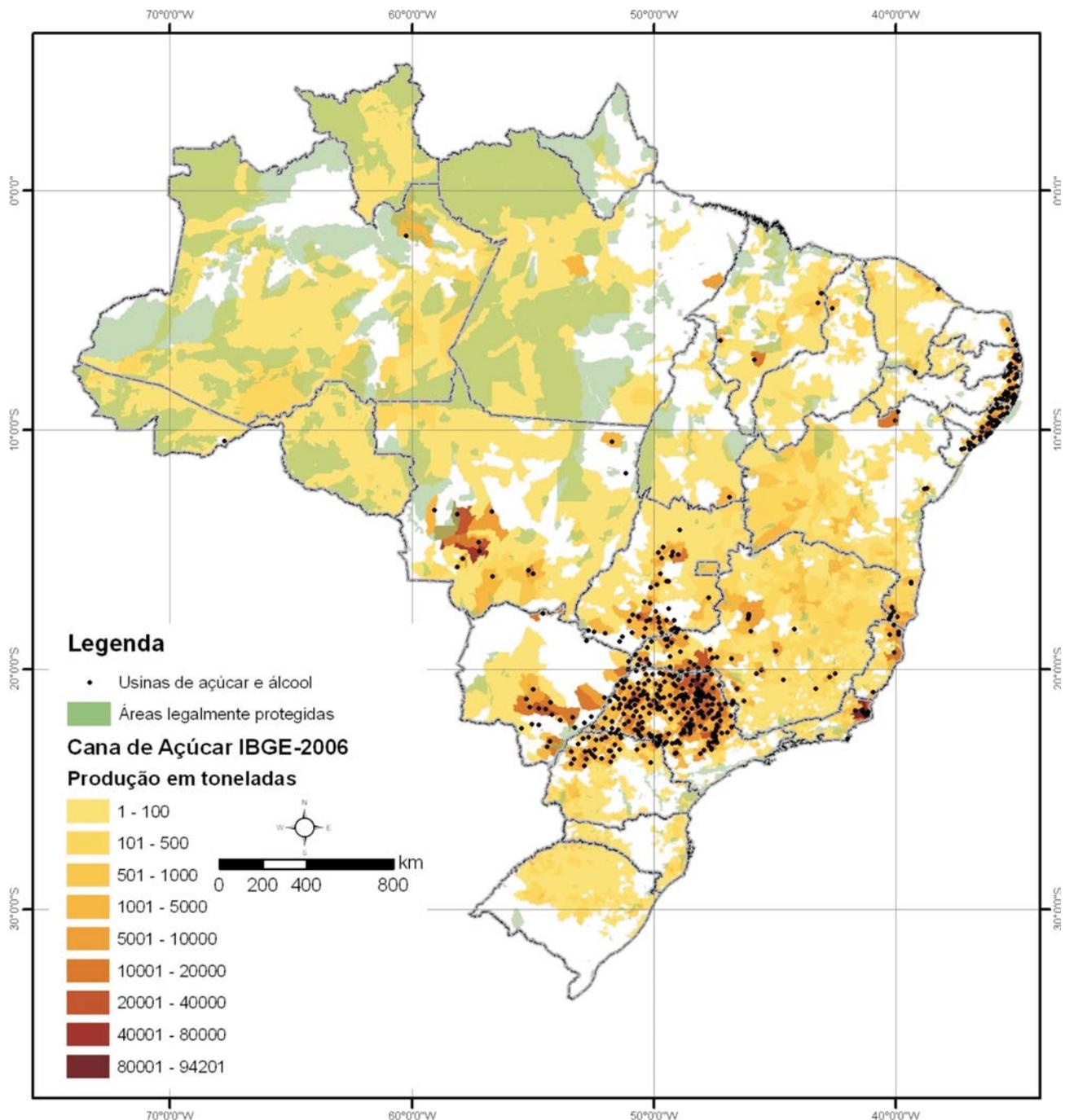
Gráfico 18 – Distribuição das usinas de açúcar e etanol previstas por estado até 2010



Fonte: EPE, a partir de ÚNICA UDOP, CTC e outros, 2007.

O mapa da Figura 7 mostra a localização das usinas e destilarias atualmente em operação, as áreas de cultivo da cana-de-açúcar (produção por município, em toneladas), e as áreas legalmente protegidas.

Figura 7 – Mapa da produção de cana-de-açúcar por município e localização das usinas e destilarias



Fonte: PAM/IBGE [110] e EPE

É possível depreender, a partir das informações contidas na Figura 1, que, apesar da produção da cana-de-açúcar estar distribuída em todos os estados do Brasil, existe uma relação direta entre as escalas de produção por município e a localização das usinas e destilarias atualmente em operação.

Admitida esta relação, pode-se afirmar que a expansão do cultivo da cana-de-açúcar ocorrerá de maneira mais acentuada nas regiões Centro-Oeste e Sudeste, visto que o maior número de empreendimentos previstos concentra-se nessas regiões.

Outro aspecto diretamente relacionado com os efeitos ambientais das lavouras da cana é a queima do canavial como preparação para a colheita, fonte de emissões atmosféricas de CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, COV e material particulado. A fumaça proveniente das queimadas, em geral, incomoda a população das áreas adjacentes e altera a qualidade do ar, podendo comprometer a saúde pública, dependendo da concentração dos poluentes na atmosfera<sup>29</sup>.

Não existem estudos específicos relacionados ao impacto efetivo da emissão desses poluentes diretamente associados à queima da palha da cana. Entretanto, medidas vêm sendo adotadas no sentido de minimizar a prática das queimadas no setor sucroalcooleiro. Segundo a Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo [125], onde se concentra a maior parte da produção de cana-de-açúcar no Brasil, na safra de 2007/2008, o índice de mecanização da colheita foi de 46% da área plantada. Essa proporção não é verificada nas demais regiões do país, onde prevalece o método tradicional de colheita com a utilização de queimadas. Cumpre salientar que a extinção das queimadas implica necessariamente na mecanização da colheita e que avanços tecnológicos no sentido de melhorar a eficiência do corte mecânico sem queimar a palha deverão ser alcançados.

### Água

Os índices pluviométricos favoráveis e a adaptabilidade da cana-de-açúcar, pouco exigente em termos de regime hídrico, favoreceram o desenvolvimento do cultivo da cana nas regiões Sudeste e Centro-Oeste sem a prática da irrigação. Recentemente, porém, algumas propriedades começaram a despertar o interesse pela irrigação, de modo a aumentar a produtividade da lavoura. Os volumes d'água consumidos pela agricultura irrigada requerem o emprego efetivo de instrumentos de gestão dos recursos hídricos, desde aqueles previstos pela Política Nacional de Recursos Hídricos (Lei nº 9.433/97), até a utilização de métodos eficientes de irrigação.

Na etapa industrial da produção de açúcar e etanol, as usinas têm trabalhado com metas de redução do consumo de água por meio da recirculação das águas de processo e de avanços tecnológicos que aumentem a eficiência no uso da água nas usinas. Segundo a Unica [128], em 1997, o volume de água captado para uso na indústria sucroalcooleira era da ordem de 5.000 litros por tonelada de cana processada. Em 2004, este valor tinha evoluído para 1.830 litros por tonelada de cana (l/t.c.), representando uma diminuição de 63% em sete anos, reduzindo significativamente o volume de água captado, bem como o volume de águas residuais gerado pelo processamento das matérias-primas. Mesmo o patamar de consumo esperado no decênio em tela, de 1.000 l/t.c. (média de 11,17 litros de água para cada litro de etanol produzido), pode ser considerado elevado. Deve-se ressaltar que esse consumo refere-se apenas a etapa industrial, não levando em consideração a água utilizada na lavoura da cana-de-açúcar. A título de comparação, segundo VIANA [129], a produção de 1 litro de óleo diesel consome 11,95 litros de água em todo o seu ciclo de vida. Destaca-se que, para a produção estimada de 63,9 bilhões de litros de etanol em 2017, será necessária a captação de, aproximadamente, 713 bilhões de litros de água, se atingida a meta de 1.000 l/t.c.

É importante notar que parcela considerável da água consumida pela indústria sucroalcooleira nas regiões Sudeste e Centro-Oeste provém de aquíferos subterrâneos, sobretudo os aquíferos Guarani e Bauru, donde se ressalta a importância da aplicação efetiva dos instrumentos de gerenciamento dos recursos hídricos subterrâneos, além dos superficiais, tendo em vista os usos múltiplos da água, a garantia de abastecimento urbano e a conservação da biota fluvial.

### Energia

As usinas sucroalcooleiras são auto-suficientes em relação ao consumo de energia. A co-geração é amplamente difundida no setor, sendo responsável pela produção da energia térmica, mecânica e elétrica necessária, tendo como principal combustível o bagaço da cana.

Aprimoramentos tecnológicos que permitem a utilização da palha da cana e sistemas de co-geração mais eficientes (alta pressão) têm aberto perspectivas de comercialização da energia excedente gerada pelas usinas. É

<sup>29</sup> Há medidas que visam minimizar a prática das queimadas no setor sucroalcooleiro. A Lei nº 11.241/2002, do estado de São Paulo, trata da eliminação da queima da palha da cana-de-açúcar. Esta lei determina que nas áreas que podem ser mecanizadas (inclinação menor do que 12%), o uso do fogo deve ser suspenso gradativamente até 2021. Nas áreas não mecanizáveis (com inclinação acima de 12% ou extensão inferior a 150 h), as queimadas deverão ser extintas até 2031. Em junho de 2007, a Unica assinou um Termo de Ajustamento de Conduta (TAC) que prevê a diminuição dos prazos descritos pela Lei nº 11.241/02. Os novos prazos estipulados pelo TAC são, respectivamente, 2014 e 2017, para as áreas mecanizáveis e não mecanizáveis. Note-se que, se o índice de mecanização da colheita de cana chega a 46% no Estado de São Paulo (Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, 2008), em outras regiões do país prevalece o método tradicional de colheita, com a utilização de queimadas.

o caso da gaseificação da palha/bagaço integrada a turbinas a gás (BIG-GT), ainda em estágio pré-comercial, que possibilita alta eficiência elétrica (acima de 40%) com gaseificação de biomassa no sistema de alta pressão, além de ciclo combinado, que maximiza o uso do bagaço, diminuindo o consumo de vapor no processo da usina [127].<sup>30</sup>

### *Resíduos*

Os efluentes e resíduos que merecem atenção quanto ao controle ambiental são a vinhaça, as águas residuais, gases, particulados e cinzas e a torta de filtro.

É importante lembrar que o bagaço da cana já se consolidou como subproduto energético das usinas de açúcar e etanol e novas tecnologias vêm sendo desenvolvidas no intuito de aumentar a eficiência do aproveitamento energético deste subproduto.

Dentre os principais resíduos e efluentes da produção de açúcar e etanol,<sup>31</sup> destaca-se a vinhaça, cujo descarte em corpos hídricos é proibido por lei<sup>32</sup>. Sua aplicação como fertilizante no cultivo da cana-de-açúcar, prática habitual atualmente, apresenta fatores positivos como a diminuição da dependência de fertilizantes minerais e água nas atividades agrícolas e evita a contaminação dos corpos d'água<sup>33</sup>. O mesmo destino é dado à torta de filtro.

A implantação de circuitos fechados ou semifechados de água e os avanços tecnológicos na indústria sucroalcooleira proporcionaram significativa diminuição no volume de águas residuais gerado. Ademais, as águas residuais destas usinas não apresentam dificuldades técnicas para tratamento, visto que os parâmetros que apresentam valores a serem corrigidos são, principalmente, sólidos em suspensão, provenientes da lavagem da cana, alta carga de DBO e temperaturas na faixa de 40°C. As tecnologias de tratamento de águas residuais para correção dos parâmetros citados estão dominadas e já são utilizadas em diversos tipos de indústria, incluindo a sucroalcooleira.

### *Perspectivas Sociais*

A participação de pequenos e médios produtores, que cultivam áreas menores de 150 ha, na condição de fornecedores independentes (produtores não associados a usinas) de cana [124], tem sido registrada de forma crescente, não obstante a elevada concentração de propriedades rurais destinadas ao cultivo da cana pelas próprias empresas de processamento industrial e produção de açúcar e etanol.

O Gráfico 19 apresenta a distribuição percentual entre a cana oriunda de "fornecedores independentes" e a obtida por meio de produção própria. A primeira metade do eixo horizontal refere-se ao período entre as safras 1997/1998 e 2006/2007. A metade final do mesmo eixo se refere ao decênio 2008-2017. A estimativa da participação no atendimento à demanda por cana-de-açúcar ao longo do decênio 2008-2017 foi calculada a partir da tendência de aumento da participação de fornecedores independentes no decênio anterior. Tomaram-se por base as projeções da EPE para o aumento da produção de cana no decênio.

Desde a safra 1997-1998, a participação da produção oriunda de produtores independentes apresentou crescimento constante, muito embora lento, em relação à parcela da demanda atendida por produção própria. Uma vez mantida essa tendência, em 2017, as usinas de processamento de cana serão supridas em, aproximadamente, 50% de seus insumos por produtores independentes.

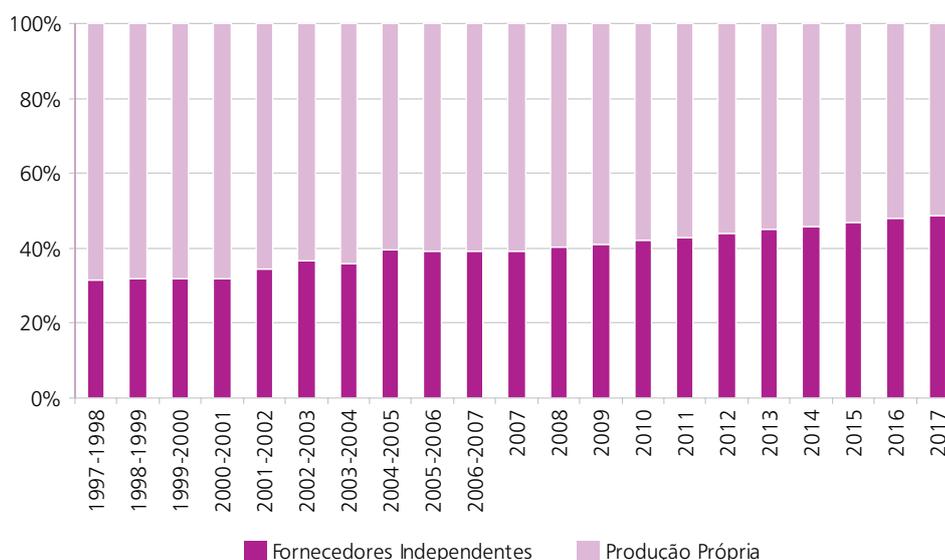
<sup>30</sup> No sistema convencional de ciclo a vapor de média pressão, a eficiência elétrica fica entre 15 e 30%.

<sup>31</sup> Água de lavagem da cana, condensados vegetais, água de condensadores barométricos e dos multijatos, condensados de caldeiras e de purgas, água de lavagens de equipamentos e pisos, águas residuais domésticas, vinhaça e torta de filtro.

<sup>32</sup> Portarias MINTER 323 (1978), que proíbe o lançamento de vinhaça em corpos hídricos; Resoluções CONAMA 0002 (1984) e 0001 (1986), que determinaram a elaboração de normas para controlar os efluentes das destilarias de álcool e a obrigatoriedade do EIA e RIMA para as novas unidades ou ampliações.

<sup>33</sup> A Norma Técnica CETESB P4.231/2005, impõe limites à aplicação da vinhaça no solo, tomando como base a concentração de potássio. Esta norma impõe uma série de medidas de proteção ambiental, incluindo um acompanhamento da qualidade das águas subterrâneas nas áreas em que a vinhaça é aplicada, evitando ou controlando qualquer ocorrência de poluição.

Gráfico 19 - Produção brasileira de cana-de-açúcar entre as safras de 1997/1998 e 2008/2017



Note-se que, entre os fornecedores independentes de cana-de-açúcar para a indústria, predominam os que arrendaram suas terras para terceiros [107]. Ou seja, a tendência de aumento da participação da produção oriunda de propriedades pequenas e médias, ao invés de sinalizar a consolidação de pequenos produtores com escala de produção comercial, indica uma nova modalidade de concentração de terras produtivas. Depreende-se que a dinamização do mercado de terras, favorecida pelo ordenamento jurídico da estrutura fundiária brasileira, é parte constitutiva do conjunto de mecanismos necessários ao ganho de escala de produção do setor, ainda que possa redundar, também, em concentração de propriedade.

A colheita manual representa aproximadamente 60% do contingente de trabalhadores da agroindústria canavieira [124]. Mesmo entre produtores familiares fornecedores de cana para a indústria, a contratação de mão-de-obra para a colheita é usual.

As condições precárias e insalubres de trabalho, especialmente em empreendimentos pouco mecanizados, têm motivado ações do Ministério Público do Trabalho, cujas ações podem, gradualmente, reduzir a terceirização da mão-de-obra, um dos fatores apontados como razão das débeis condições de trabalho [97]. A própria condição de migrante, peculiar à maioria dos trabalhadores da colheita, além do regime de contratação temporária, dificulta a articulação dos trabalhadores entre si e com agentes de proteção engendrados pela sociedade civil – sindicatos, associações, pastorais da terra, etc. A pressão por aumento da produtividade pode incrementar os danos causados ao trabalhador por condições insalubres de trabalho.

Nesse sentido, a mecanização da produção agrícola, especialmente da atividade de colheita, se por um lado reduzirá o número de postos de trabalho nas plantações de cana-de-açúcar, por outro eliminará postos cujas condições de trabalho são insalubres.

Embora o cenário atual permita projeções positivas ao país, seja de ordem econômica ou política, implicações sociais de questões ligadas à cadeia produtiva do etanol, como as relacionadas às condições de trabalho no setor, podem representar focos de impasse.

### 3.4.2. Biodiesel

No presente estudo, foram analisados os aspectos socioambientais relacionados ao atendimento à demanda de biodiesel ao longo do decênio, centrados na capacidade de processamento industrial, no que tange às necessidades de insumos e à geração de resíduos. A unidade de análise selecionada é a planta produtora, instalação industrial onde ocorre o processo de transformação de insumos em biodiesel.

### Insumos

Os insumos do processo produtivo do biodiesel considerados para efeito desta análise socioambiental foram o álcool (metanol ou etanol anidro) e os insumos graxos, em função da escala de importância e utilização.

### Álcool

Com base nas autorizações da ANP, foram elaborados dois cenários em relação ao consumo de álcool, tendo como premissa que as empresas registradas como “ambas as rotas” e aquelas “não definidas” utilizem apenas metanol (cenário metílico) ou apenas etanol (cenário etílico). A Tabela 14 indica a projeção de consumo anual de álcool pelas plantas produtoras de biodiesel, levando-se em consideração a capacidade instalada e a rota tecnológica, de acordo com os cenários estabelecidos.

**Tabela 14 – Consumo anual de álcool relativo à capacidade máxima das plantas produtoras, por cenário de rota tecnológica**

Tipo de Álcool	Cenário Metílico (MI)		Cenário Etílico (MI)	
	etanol	metanol	etanol	metanol
Usinas autorizadas	5,90	321,16	150,46	220,68
Usinas em autorização	8,86	140,32	126,92	58,25
<b>Total</b>	<b>14,76</b>	<b>461,48</b>	<b>277,38</b>	<b>278,93</b>

Fonte: elaboração EPE a partir de ANP [98]

O Brasil atualmente importa metanol. Ainda que a capacidade de produção interna seja expandida dos atuais 325 MI [105], para 450 MI anuais, conforme estudos em curso, a condição de importador deverá ser mantida. Ressalta-se que o consumo de metanol deverá subir entre 40% e 66% com sua utilização na produção de biodiesel.

Com relação ao etanol, sua oferta é disseminada pelo território nacional, o que pode oferecer vantagens econômicas com relação aos custos de frete em comparação ao metanol, além de tratar-se de um produto não tóxico. Espera-se, contudo, a consolidação da tecnologia da rota etílica, com a solução de problemas de rendimento, eficiência e custos do processo.

No que tange a emissões de GEE, o etanol apresenta vantagens, dado que é obtido a partir de biomassa, ao passo que o metanol é de origem fóssil. Cabe notar, entretanto, que há possibilidades de viabilização comercial da produção de metanol a partir de matérias-primas renováveis, como o biogás ou o gás de síntese, obtido por meio da gaseificação de biomassa, o que resultaria em redução de emissões de GEE.

### Insumos Graxos

A produção de insumos graxos (novos e residuais) estimada para o decênio 2008-2017 seria suficiente para atender à produção de biodiesel projetada para o mesmo período. No entanto, a maior parte dessa produção possui mercado consumidor consolidado, atendendo principalmente às indústrias alimentícia e química. Portanto, a princípio, a parcela de insumos graxos disponível para a produção de biodiesel seria apenas aquela referente ao óleo de soja destinado a exportação e à parte dos insumos residuais.

Nesse contexto, a utilização de insumos residuais na produção de biodiesel ganha especial relevância, visto que favorece a competitividade comercial frente ao diesel (baixo custo), em consonância com o princípio da sustentabilidade (aproveitamento de resíduos). Vale notar que o aumento da produção desse tipo de insumo carece de investimentos em saneamento e logística de coleta e transporte.

Quanto aos insumos novos (óleos vegetais), há espécies adaptadas ao cultivo em todas as regiões do país, em função das diferentes zonas edafo-climáticas. A definição das culturas mais aptas a cada estado e município é efetuada pelo Zoneamento Agrícola de Risco Climático (ZARC) [118], elaborado pelo Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), que define as áreas mais indicadas para as culturas agrícolas em cada estado.

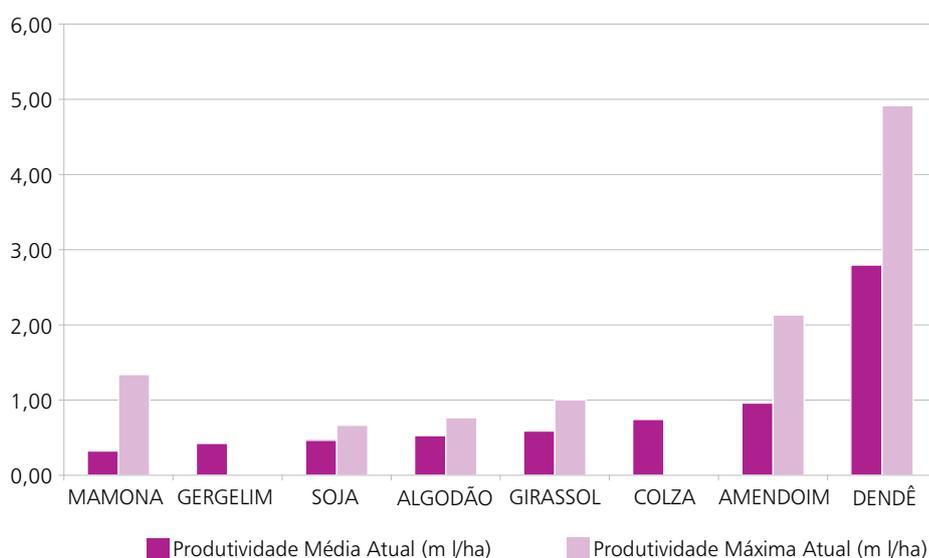
O Gráfico 20 apresenta uma comparação entre as produtividades média e máxima<sup>34</sup> de óleo vegetal por hectare para as oleaginosas previstas no ZARC.<sup>35</sup>

<sup>34</sup> Valores identificados em microrregiões geográficas de melhor rendimento

<sup>35</sup> Os teores de óleo das diversas oleaginosas e a produtividade média da colza e gergelim foram obtidos por meio de pesquisa bibliográfica (RAMOS, 2007), sendo os demais dados de produtividade calculados a partir da produção agrícola de 2006 (IBGE, 2007).

Observa-se que o dendê destaca-se com a melhor relação de volume de óleo produzido por hectare, seguido pelo amendoim e mamona. As demais oleaginosas apresentam produtividade relativamente inferior, salientando-se que a mais baixa é a da soja. Observa-se, ainda, a possibilidade de incrementos significativos na produtividade média, principalmente para a mamona, dendê e amendoim. Esses incrementos podem ser alcançados no horizonte 2008-2017 por meio do aperfeiçoamento das técnicas agrícolas, do cultivo em zonas edafo-climáticas mais adequadas e da melhoria do suporte técnico aos agricultores familiares.

Gráfico 20 – Produtividade média e máxima de óleo vegetal de diversas oleaginosas no Brasil

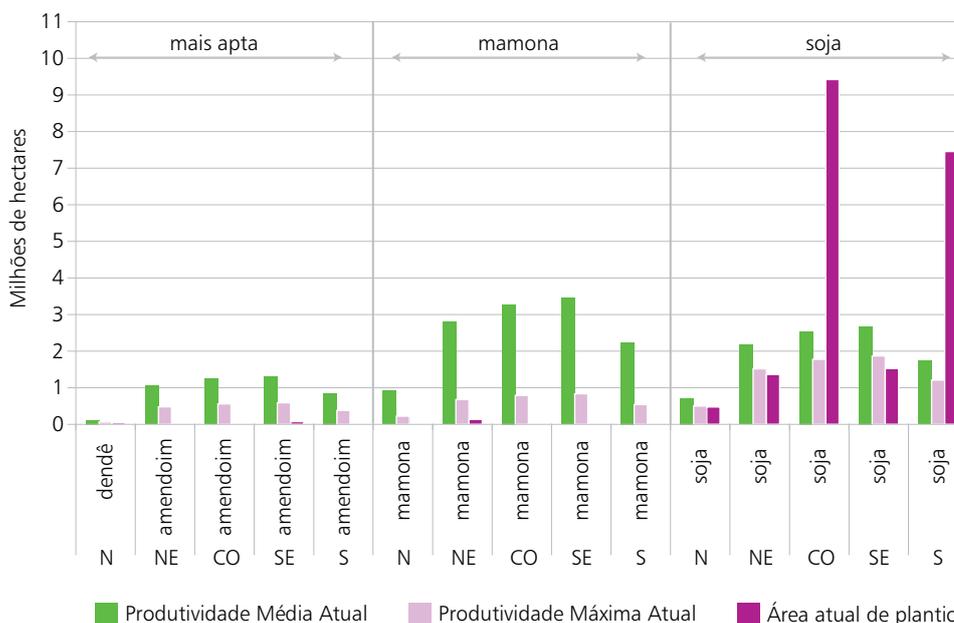


O extrativismo também é uma alternativa para produção de óleos vegetais. Entre as oleaginosas nativas, pode-se citar o babaçu, que possui uma área de ocorrência natural de aproximadamente 10 Mha, distribuídos principalmente no estado do Piauí, Maranhão e Tocantins. Diversas espécies nativas de potencial oleaginoso, distribuídas em diferentes regiões do país, estão sendo analisadas, por meio do projeto Plantas do Futuro desenvolvido pelo Ministério do Meio Ambiente (MMA).

Visando quantificar preliminarmente a área plantada necessária ao atendimento da capacidade planejada de produção do biodiesel em cada região, foram analisadas as seguintes circunstâncias: a) produtividade agrícola média atual; e b) produtividade agrícola máxima atual. Para cada circunstância, foram comparadas três oleaginosas: a mais apta à determinada região, a mamona e a soja<sup>36</sup>. A título de comparação, analisou-se, ainda, a área atual de plantio das três oleaginosas referidas para cada região. Os resultados são mostrados no Gráfico 21.

<sup>36</sup> A oleaginosa mais apta foi definida conforme a maior abrangência de indicação no ZARC, considerando-se nas regiões aptas a diversas culturas aquela de maior rendimento de óleo por hectare. Sendo assim, a oleaginosa considerada mais apta à região Norte foi o dendê e às demais regiões foi o amendoim. A mamona foi considerada para todas as regiões, pela possibilidade de sua inserção na agricultura familiar. A soja foi considerada em função da avaliação da previsão de oferta de insumos, calculada pela EPE, que considerou que atualmente somente o óleo de soja destinado a exportação estaria disponível para a produção do biodiesel.

Gráfico 21 – Área plantada para atendimento a capacidade de produção, por região e oleaginosa, em função da produtividade



Observa-se que, para o atendimento da capacidade de produção de biodiesel, a partir do cultivo da oleaginosa considerada mais apta, é necessária uma área plantada de 4,99 Mha, em termos de produtividade média atual, ou 2,6 Mha, em termos da produtividade máxima atual<sup>37</sup>. Para a cultura da mamona, são necessários 13,86 Mha e 3,35 Mha, respectivamente, para produtividade média e máxima. A soja necessita de 10,73 Mha e 7,5 Mha, respectivamente, para produtividade média e máxima. Observa-se que, comparativamente, a utilização da oleaginosa mais apta para a produção de biodiesel implicaria em uma área plantada de 46% (na produtividade média) a 30,2% (na produtividade máxima) daquela necessária caso fosse utilizada a soja, em função da mais adequada relação de produção de óleo por hectare.

Levando em consideração a área atualmente plantada, observa-se que há necessidade de expansão da área agrícola para todas as culturas e em todas as regiões, com exceção da soja no Centro-Oeste e Sul. A área de soja plantada é superior a necessária para atendimento da demanda regional do biodiesel no Centro-Oeste e Sul, porém a distribuição regional das plantas produtoras indica a necessidade de direcionamento da produção entre estados para suprir a demanda. Tendo em vista a possibilidade do óleo de soja voltado à exportação não ser direcionado ao atendimento pleno da capacidade de produção do biodiesel, haverá a necessidade de um significativo incremento da produção agrícola, com conseqüente expansão da área plantada.

Com relação à substituição de áreas destinadas a outros usos agropecuários, salienta-se a importância dos plantios energéticos não competirem com outras culturas, garantindo equilíbrio de oferta dos diversos produtos agrários, notadamente alimentares.

Ainda nesse sentido, visando a interligação com as diretrizes e demandas da Convenção sobre Diversidade Biológica (CDB) e da Política Nacional de Diversidade Biológica, a expansão do plantio de oleaginosas não deve ocorrer nas áreas prioritárias para conservação da biodiversidade, determinadas pelo Projeto de Conservação e Utilização Sustentável da Diversidade Biológica Brasileira (PROBIO). Essa perspectiva é salientada em função de grande parte da capacidade de processamento de biodiesel estar instalada na região Centro-Oeste, notadamente no estado de Mato Grosso, e nas proximidades da área de expansão da fronteira agrícola e de maior produção de soja, conforme se observa no mapa da Figura 8.

#### Resíduos

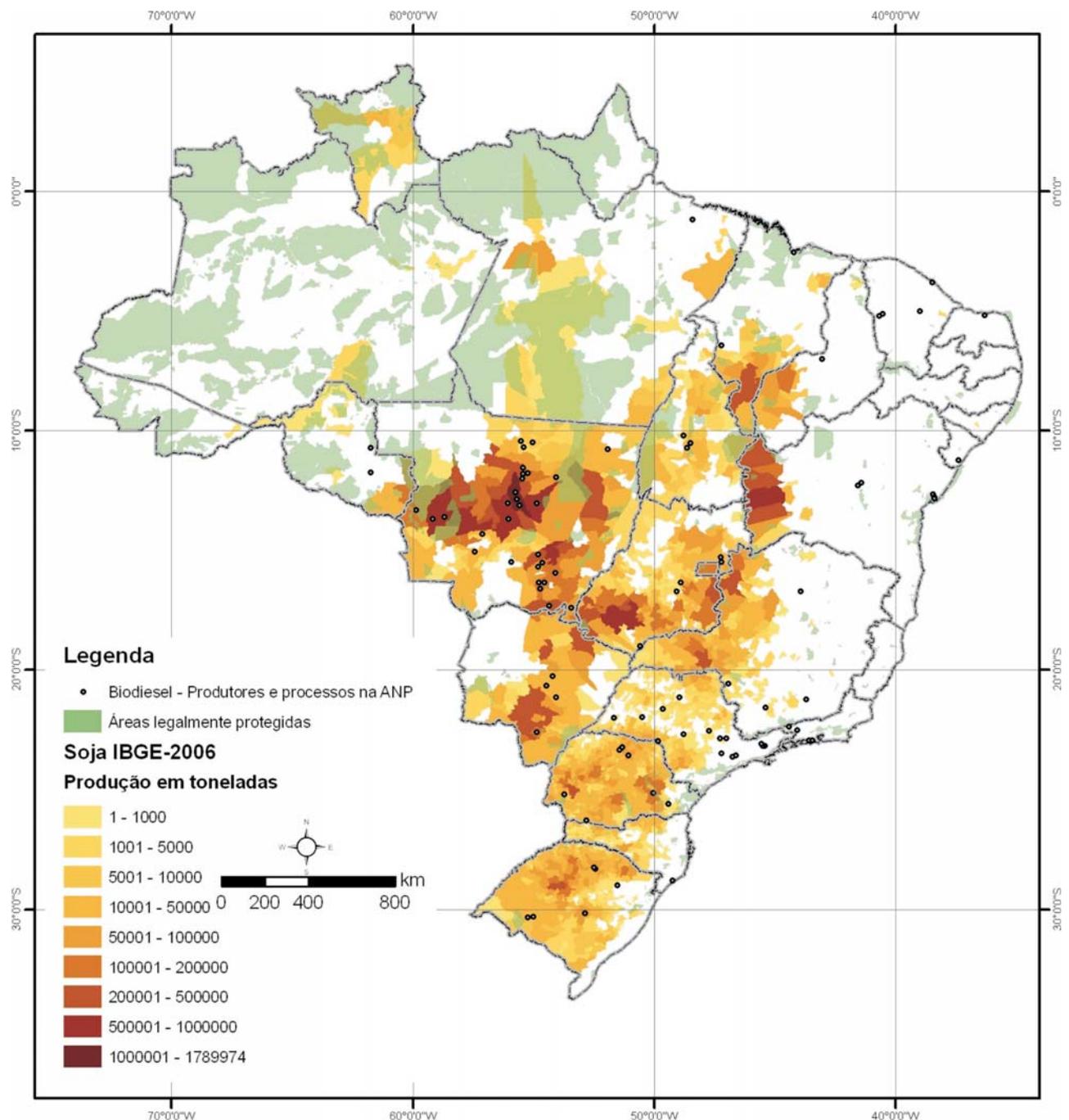
O principal resíduo gerado na planta produtora de biodiesel é a glicerina, também considerado um co-produto. O processo produtivo gera em média 10% de glicerina bruta com relação à quantidade de biodiesel, que mesmo com suas impurezas convencionais, possui destinação em alguns processos produtivos.

<sup>37</sup> Considera-se a soma das áreas plantadas necessárias para a oleaginosa mais apta nas 5 regiões geográficas (dendê na região norte e amendoim nas demais regiões), levando em consideração a produtividade média atual (barras verdes) e a produtividade máxima atual (barras rosas). Interpretam-se estes valores como sendo as áreas plantadas necessárias na situação hipotética de suprimento da oferta regional somente com a oleaginosa considerada mais apta nas duas circunstâncias de produtividade.

Com o atendimento do consumo obrigatório de biodiesel, prevê-se uma produção anual de 0,09 Mt de glicerina em 2008, devendo essa quantidade aumentar para 0,35 Mt em 2017. Das 35,8 mil toneladas produzidas por ano [99], atualmente, aproximadamente 50% são destinados à produção de cosméticos, 15% são utilizados pela indústria farmacêutica, 10%, pelo setor de tintas e vernizes e o restante é vendido a outros segmentos.

O excedente de glicerina derivada do biodiesel será muito superior à demanda interna, o que pode levar a reduções no preço do produto e conseqüente eliminação da produção de glicerina por outras rotas. Como o crescimento da produção de biodiesel é mundial, observa-se que ocorrerá também uma maior oferta nos mercados internacionais, dificultando a possibilidade de exportação. Nesse sentido, é necessário buscar novas alternativas tecnológicas para a utilização dos grandes volumes de glicerina, gerados tanto no Brasil quanto no mundo todo. A geração de um subproduto em escala maior do que a capacidade do mercado em absorvê-lo pode torná-lo um resíduo, surgindo novas demandas de tratamento e destinação.

Figura 8 - Municípios produtores de soja, características socioambientais e unidades produtoras de biodiesel



Fonte: PAM/IBGE [110], ANP [98], UDOP [87].

Dentre as alternativas tecnológicas possíveis, está o uso da glicerina no mercado de outros compostos orgânicos, a médio e longo prazo, como os compostos intermediários para plásticos (propanodiol) e sua utilização na síntese do glicerol, que pode ser usado no setor de alimentos como edulcorante e umectante em substituição ao sorbitol. A glicerina também pode ser utilizada para geração de energia térmica através da queima, produção de biogás por meio da biodegradação anaeróbica ou ser transformada em etanol por meio de processos químicos. Essas tecnologias encontram-se em desenvolvimento.

Além da glicerina, as plantas produtoras que utilizam a rota etílica geram efluentes líquidos que contêm óleo, sabão e glicerina, relacionados à parcela não destilada no processo de purificação dos ésteres. Os efluentes líquidos necessitam de correto tratamento e destinação, além de investimentos e melhorias nos procedimentos tecnológicos visando diminuir sua geração.

#### *Perspectivas Sociais*

Visto que a iniciativa governamental é reconhecida como fundamental para a introdução do biodiesel na matriz nacional de combustíveis, a indicação legal da agricultura familiar como fonte preferencial de insumos renováveis é entendida como clara orientação de política pública para o setor.

Segundo o Ministério do Desenvolvimento Agrário (MDA) [120], a expectativa é de que sejam contratadas, até a safra 2007/8, 100.000 famílias, gerando 200.000 postos de trabalho, no âmbito do Selo Combustível Social, programa destinado à geração de emprego e renda para agricultores familiares enquadrados no Programa de Fortalecimento da Agricultura Familiar (Pronaf). Segundo o Ministério de Minas e Energia (MME), os programas de apoio à produção de biodiesel, tendo em vista a substituição de 5% do diesel fóssil, prevêm a geração de 1,36 milhão de empregos, diante da estimativa de uma área plantada de 2,74 milhões de hectares no ano de 2010 [108].

São relacionadas na Tabela 15 as empresas detentoras do Selo Combustível Social, que somam a capacidade de produção de 2,07 bilhões de litros por ano. São informadas as estimativas de geração de emprego das plantas de produção de biodiesel.

O percentual mínimo de 50% de compra de matéria-prima junto a agricultores familiares da região Nordeste, com destaque para o semi-árido, garantido pelo Selo Combustível Social evidencia que a mamona é o produto preferencial da política de promoção da agricultura familiar por meio do biodiesel. A Figura 9 permite visualizar a predominância do cultivo da mamona no semi-árido nordestino, favorecida pela resistência à seca, traço que a distingue de outras oleaginosas.

Tabela 15 - Empresas detentoras do Selo Combustível Social, capacidade instalada de produção e geração de empregos

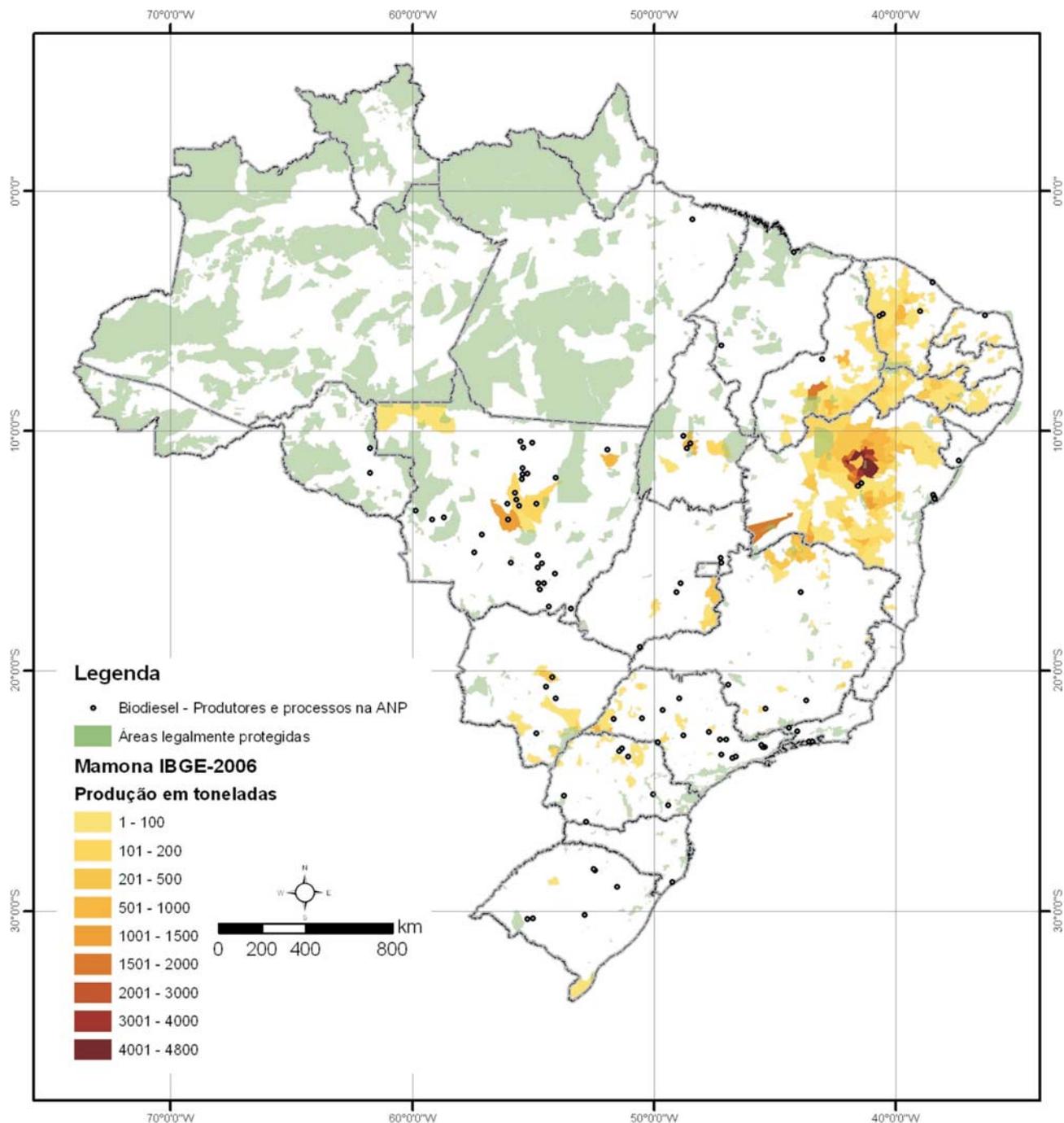
Unidades industriais	Municípios	UF	Capacidade (MI /ano)	Insumo	Empregos Diretos <sup>1</sup>	Empregos Indiretos <sup>2</sup>
Cia. Refinadora da Amazônia	Belém	PA	24	Palma	48	240
Brasil Ecodiesel	Porto Nacional	TO	100	Mamona	200	1000
<b>Capacidade Total de Produção/ano Norte</b>			<b>124 milhões de litros</b>			
Brasil Ecodiesel	Iraquara	BA	100	Mamona	200	1000
Comanche	Simões Filho	BA	20	Óleo vegetal	40	200
Brasil Ecodiesel	Crateús	CE	100	Mamona	200	1000
Brasil Ecodiesel	Itaqui	MA	100	Óleo vegetal	200	1000
Brasil Ecodiesel	Floriano	PI	100	Vários	200	1000
<b>Capacidade Total de Produção/Ano Nordeste</b>			<b>420 milhões de litros</b>			
Granol	Anápolis	GO	122	Vários	244	1220
Caramuru	São Simão	GO	113	Soja	226	1130
Binatural	Formosa	GO	9	Óleo de soja	18	90
Barra Álcool	Barra do Bugre	MT	50	Vários	100	500
Agrosoja	Sorriso	MT	24	Vários	48	240
Fiagril	Lucas do Rio Verde	MT	41	Vários	82	410
ADM	Rondonópolis	MT	170	Óleo vegetal	340	1700
CVL	Colider	MT	23	Vários	46	230
<b>Capacidade Total de Produção/Ano Centro-Oeste</b>			<b>552 milhões de litros</b>			
Soyminas	Cássia	MG	12	Mamona	24	120
Ponte di Ferro	Rio de Janeiro	RJ	48	Sebo bovino	96	480
Granol	Campinas	SP	90	Vários	180	900
Biocapital	Charqueada	SP	247	Vários	494	2470
Fertibom	Catanduva	SP	12	Vários	24	120
Ponte di Ferro	Taubaté	SP	27	Vários	54	270
Bertin	Lins	SP	100	Sebo bovino	200	1000
<b>Capacidade Total de Produção/Ano Sudeste</b>			<b>536 milhões de litros</b>			
Oleoplan	Veranópolis	RS	100	Óleo degomado	200	1000
BSBios	Passo Fundo	RS	100	Óleo vegetal degomado	200	1000
Brasil Ecodiesel	Rosário do Sul	RS	100	Mamona	200	1000
Granol	Cachoeira do Sul	RS	100	Vários	200	1000
<b>Capacidade Total de Produção/Ano Sul</b>			<b>400 milhões de litros</b>			
<b>Total de Usinas</b>			<b>27 usinas</b>			
<b>Capacidade Total de Produção/Ano Brasil</b>			<b>2.070 milhões de litros</b>			
<b>Total de Empregos Diretos<sup>1</sup></b>			<b>4.064</b>			
<b>Total de Empregos Indiretos<sup>2</sup></b>			<b>20.320</b>			

Fonte: Elaboração própria a partir de informações obtidas junto ao Ministério do Desenvolvimento Agrário, atualizado em dezembro de 2007.

(1) Estimativa realizada com base no parâmetro de geração de 200 postos de trabalho por uma planta de produção de 100.000.000 de litros de biodiesel por ano.

(2) Estimativa com base na geração de cinco postos indiretos para cada posto direto criado.

Figura 9 - Municípios produtores de mamona, características socioambientais e unidades produtoras de biodiesel



Fonte: PAM/IBGE [110], ANP [98], UDOP [87]

Segundo informações do MDA [120], a mamona representa 49% da produção nacional de biodiesel oriunda de agricultura familiar. Soja, girassol e dendê participam, respectivamente, com 29%, 14% e 7%. Ainda segundo o MDA, estima-se em R\$ 2.500,00 a R\$ 3.500,00 ao ano a renda da família com produção de mamona no semi-árido, a cada cinco hectares plantados.

Além da resistência à seca, a mamona possui alto teor de óleo na baga, conquanto sua produtividade agrícola seja baixa em relação a outras culturas. O óleo vegetal oriundo da mamona apresenta rendimento relativamente baixo, o que pode ser compreendido pela baixa tecnologia empregada no seu cultivo e pela diminuta utilização de insumos na sua produção agrícola.

Diante disso, a confirmação das perspectivas de aumento da participação da mamona na produção total de biodiesel no país está condicionada a outras ações de políticas públicas capazes, ao lado do Selo Combustível Social e da garantia-safra, no caso de seu plantio consorciado com o feijão, de promover a difusão do aperfeiçoamento tecnológico junto aos produtores familiares. O MDA anunciou, em 2007, aporte de R\$ 5 milhões em pólos de produção de matéria-prima de biodiesel, em aprimoramento e disponibilização de novas tecnologias agrícolas para cultura familiar e de tecnologias de baixa escala para biodiesel. Não há, contudo, informações compatíveis com o horizonte 2008-2017 sobre a vinculação de verbas a programas regulares de médio ou longo prazo.

Outra cultura bastante propícia para a produção de biodiesel é o dendê, devido à alta produtividade de óleo por área. Há que se notar que a Instrução Normativa nº1 do MDA estabelece, para a região Norte, o percentual de 10% para aquisição junto a agricultores familiares, o menor percentual entre os de todas as regiões. A reduzida produção de dendê se concentra no estado do Pará.

Entre os efeitos da geração de emprego e renda no campo associados à produção de biodiesel, espera-se, em determinadas regiões, a reversão de fluxos migratórios de contingentes populacionais das zonas rurais para os grandes centros urbanos ou, pelo menos, um melhor índice de permanência das famílias nas localidades rurais.<sup>38</sup>

O Nordeste notabilizou-se, ao longo do século XX, como fornecedor de mão-de-obra pouco qualificada, necessária às oportunidades de desenvolvimento germinadas nas diversas regiões do país. Dentre outras contribuições do povo nordestino à vida brasileira, esta foi propiciada, principalmente, pelas dificuldades interpostas ao desenvolvimento econômico dos próprios estados nordestinos, principalmente no que concerne à industrialização.<sup>39</sup>

Quanto à fixação do homem na Amazônia, em áreas rurais e de floresta, a cultura do dendê na região Norte poderá ter papel similar ao que se espera da mamona para a região Nordeste, favorecendo a dinamização de economias locais, e mesmo regionais, impulsionadas pela geração de emprego e renda.

Por outro lado, pondera-se que, dentro do universo de oleaginosas cultivadas, apesar da liderança entre as culturas familiares destinadas à produção de combustível, a produção da mamona ainda é incipiente. A Tabela 16 mostra a composição da matriz de matérias-primas para o biodiesel, a partir da agricultura familiar.

Tabela 16 – Participação da agricultura familiar na produção de biodiesel, por matéria-prima/ano

Matéria-Prima	m <sup>3</sup>	%
Mamona	104.685	49
Soja	62.696	29
Girassol	29.167	14
Dendê	15.510	7
Gergelim	1.664	1
Amendoim	502	0
<b>Total</b>	<b>214.224</b>	<b>100</b>

Fonte: Informações fornecidas pelo MDA.

A produção nacional de biodiesel é oriunda, majoritariamente, da soja. Apesar do seu baixo teor de óleo, a escala de produção proporcionada por fatores como uma cadeia produtiva altamente organizada, produção mecanizada e intensa em tecnologia – que viabiliza o plantio em todas as regiões do país – garantem ao cultivo do grão alta capacidade de resposta frente ao aumento da demanda em curto prazo.

<sup>38</sup> As áreas rurais brasileiras experimentam continuado esvaziamento [112]. A taxa de crescimento anual dessas áreas, no período de 1940-1950, era de 1,58%. No período de 1980-1991, esta taxa foi negativa, em 0,67% ao ano. No período 1995-2000, repetiu-se a taxa negativa, mas em 1,31%. A perda populacional das áreas rurais, no último período censitário, foi de 246.720 migrantes em todo território nacional. São especialmente jovens, entre 20 e 24 anos, aqueles que migram para os grandes centros. Conquanto o relatório Migração e Deslocamento, do Censo Demográfico 2000, constata que o fluxo migratório, com origem na região Nordeste venha apresentando redução ao longo do tempo, o mesmo instituto afirma que a região permanece como área de expulsão de indivíduos – 1.411.421 no quinquênio 1995/2000, contra 1.354.441, no período 1986/1991, ou seja, um aumento de 4,2%.

<sup>39</sup> A afirmação do Nordeste como fornecedor de mão-de-obra e origem de intensos fluxos migratórios é concomitante à industrialização do processo de industrialização da economia brasileira, a partir das décadas de 1930 e 1940, cujos principais pólos consolidaram-se na região Sudeste. Dentro do universo do êxodo rural brasileiro, o IBGE [112] destaca a posição da região Nordeste que apresenta saldo migratório negativo, tanto em áreas rurais e urbanas.

O cultivo da soja poderá não favorecer diretamente a absorção da mão-de-obra familiar, dada a atual predominância de lavouras empresariais para esse grão, podendo, até, ser reduzida a relação do número de empregos gerados por hectare. A mamona e o dendê, por sua vez, não apenas podem contribuir para a geração de renda e para o desenvolvimento regional, segundo os aspectos ressaltados anteriormente, como também possibilitam o plantio consorciado com outras culturas, como o feijão e a banana, respectivamente.

A Tabela 17 apresenta dados relacionados ao potencial de geração de empregos na agricultura familiar proporcionado pelo cultivo de cinco das principais oleaginosas plantadas no país. O dendê é a oleaginosa com a melhor relação entre produtividade de óleo por hectare ocupado por família: 1 t/ha.família. A segunda melhor relação é apresentada pela mamona. A soja é a que apresenta menor produtividade em função da área de cultura familiar, apesar de, para este grão, ser necessária quase metade da área de que precisa o babaçu para produzir 1.000 toneladas por ano. Neste particular, ressalva-se que, enquanto os dados relativos à soja dizem respeito à lavoura mecanizada, os relativos ao babaçu referem-se a atividades de natureza extrativista.

Tabela 17 - Potencial de geração de emprego de algumas oleaginosas

OLEAGINOSA	PRODUTIVIDADE (tonelada de óleo por hectare por ano)	Área em Ha (para produzir 1000 toneladas por ano)	OCUPAÇÃO DA TERRA (hectares por família)	RELAÇÃO PRODUTIVIDADE/ OCUPAÇÃO DA TERRA
Dendê (cultivo mecanizado)	5	200	5	1
Mamona (lavoura familiar)	0,470	2128	2	0,235
Amendoim (lavoura mecanizada)	0,450	2222	16	0,028
Babaçu (extrativismo)	0,120	8333	5	0,024
Soja (lavoura mecanizada)	0,210	4762	20	0,011

Fonte: EPE, a partir de Holanda [108]

### 3.5. Considerações Finais

Há plantas industriais de processamento de biocombustíveis, em operação e planejadas, em diversos estados da federação. A variedade de critérios de avaliação de possíveis impactos e distintos ritos processuais no licenciamento ambiental pode representar limites ao planejamento dos biocombustíveis em escala nacional, visto que dificulta a previsibilidade de prazos para concessão de licenças e a indicação de diretrizes para políticas nacionais de desenvolvimento do setor adequadas aos procedimentos regionais de licenciamento. Desta forma, seria relevante para a incorporação da variável ambiental no planejamento do setor de biocombustíveis a padronização de critérios e procedimentos necessários para o licenciamento ambiental de plantas industriais e da atividade agrícola correlacionada.

Os insumos passíveis de serem convertidos em biocombustível são diversificados (cana-de-açúcar, sementes oleaginosas, gordura animal, esgoto e outros), assim como as atividades necessárias para a sua produção.

Os processos produtivos empregados geram diversos resíduos e subprodutos industriais, os quais podem, quando adequadamente tratados, contribuir para melhorar a viabilidade econômica da produção dos biocombustíveis.

No que concerne ao etanol, existem práticas e tecnologias disponíveis que possibilitam a redução dos impactos decorrentes, tanto da utilização de insumos quanto da geração de resíduos, notadamente no segmento industrial da cadeia produtiva. Como exemplos, podem ser citados a redução do consumo de água por meio da implantação de sistemas de recirculação e a utilização do bagaço da cana-de-açúcar na co-geração de energia elétrica. A utilização do vinhoto como fertilizante na agricultura da cana-de-açúcar, além de resolver o impasse e os impactos da sua destinação inadequada, trouxe uma série de vantagens para a lavoura. No âmbito da produção agrícola, fatores como a queima da palha, que antecede a colheita, têm sido objeto de políticas públicas visando sua mitigação.

Em relação à cadeia produtiva do biodiesel, observa-se que, dada a relativa incipiência dos estudos acerca deste segmento, associada à crescente evidência dada ao tema, é possível inferir que haja espaço para inovações tecnológicas que, no horizonte de curto prazo, redundem em ganhos significativos de produtividade e redução na geração de resíduos. Refere-se aqui à possibilidade de substituição do metanol pelo etanol no processo de transesterificação e ao tratamento de alguns resíduos, como a torta da mamona.

Além dos benefícios econômicos e ambientais, a produção de biocombustíveis tem revelado um grande potencial na geração de empregos, incentivando principalmente a capacidade produtiva da agricultura familiar empregada na produção de oleaginosas.

Por fim, destaca-se que, devido à diversidade de oleaginosas adaptadas às diferentes condições edafoclimáticas, é possível a consolidação de pólos de produção de biodiesel em todo o território nacional.

A fim de sintetizar os resultados das análises socioambientais do PDE 2008-2017 referentes aos biocombustíveis, destacando as principais conclusões aqui apresentadas, foi elaborado um Quadro Resumo, mostrado na Tabela 18.

Tabela 18 – Quadro Resumo

Biocombustível	Variáveis Socioambientais Associadas	Efeitos Esperados das Projeções para o Horizonte 2008-2017		
		Desfavoráveis	Favoráveis	
Etanol	Insumos	Cana	Admitida a relação de proximidade entre as plantações de cana e as usinas, pode-se afirmar que a expansão da cana-de-açúcar ocorrerá de maneira mais acentuada nas regiões Centro-Oeste e Sudeste, visto que o maior número de empreendimentos previstos concentra-se nessas regiões; Queima do canavial como preparação para a colheita, fator de emissões atmosféricas de CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , CO, NO <sub>x</sub> , COV e material particulado.	Fonte de energia primária renovável. Capacidade de adaptação às diferentes condições edafo-climáticas brasileiras. Conhecimento técnico bem desenvolvido. Medidas legais já vêm sendo tomadas para o controle da queima do canavial como preparação para a colheita.
		Água	O aumento da produtividade no cultivo da cana tem levado à adoção da irrigação da lavoura; mesmo considerando o atendimento das metas de redução de consumo de água, a produção de etanol apresenta consumo elevado, em contraste com outras fontes de energia. A exploração excessiva dos recursos subterrâneos podem se tornar um problema no futuro, sobretudo nos aquíferos Guarani e Bauru.	A usinas têm reduzido a captação de água e a geração de efluentes líquidos por meio da adoção de processos de recirculação e aperfeiçoamento tecnológico.
		Energia		As usinas são auto-suficientes em energia proveniente da queima do bagaço de cana; Há perspectivas de comercialização de energia excedente gerada pelas usinas.
	Resíduos	Bagaço		Reaproveitado para co-geração de energia.
		Vinhaça	Alta carga de DBO; Há limitações à sua aplicação como fertilizantes.	Reaproveitada como fertilizante na lavoura de cana.
		Efluentes Líquidos (exceto vinhaça)	Alta carga de DBO e DQO. Lançamentos sem tratamento prévio podem comprometer a qualidade da água dos cursos d'água e a biota fluvial.	Reduzidos por meio da implantação de circuitos fechados e semi-fechados. As tecnologias para tratamento encontram-se bem desenvolvidas e são aplicadas pelas usinas.
	Perspectiva Social	Uso da Terra	Concentração do uso da terra, em especial nos estados em que onde se espera a maior expansão da área plantada.	Possibilidades de acesso ao mercado para produtores sem escala comercial de produção.
		Trabalho	A mecanização da colheita, se por um lado elimina postos de trabalho insalubres, por outro pode impulsionar o desemprego.	Geração de postos com melhores condições de trabalho (desde que sejam garantidos mecanismos institucionais de qualificação profissional, especialmente dos cortadores dispensados pela mecanização da colheita)

Biocombustível	Variáveis Socioambientais		Efeitos Esperados das Projeções para o Horizonte 2008-2017	
			Desfavoráveis	Favoráveis
Biodiesel	Insumos	Álcool	O metanol é produzido a partir do gás natural (não renovável) e atualmente é importado. Mesmo com o aumento da produção nacional prevê-se a dependência de importações desse insumo no horizonte 2008-2017. A rota etílica carece de desenvolvimentos tecnológicos que aumentem o rendimento da reação e da separação da glicerina.	O metanol pode ser produzido a partir do biogás (renovável) e novas tecnologias têm sido desenvolvidas nesse sentido. O etanol é produzido em grande escala no Brasil, podendo obter vantagens econômicas, além de ser um insumo renovável obtido a partir da cana-de-açúcar
		Insumos Graxos	Apesar do potencial de produção atender a capacidade instalada de produção de biodiesel, a maior parte desse potencial já possui mercado consumidor atualmente. Os insumos residuais são importantes e necessitam de investimentos em infraestrutura de coleta e em logística. Quanto aos insumos novos, são necessários avanços em termos de produtividade agrícola. Ainda assim, será necessário expandir a área plantada com oleaginosas.	A perspectiva de aumento da participação da agricultura familiar e das atividades extrativistas poderá promover inclusão social no campo, gerando emprego e renda, e também a diminuição do êxodo rural. Independentemente da origem, trata-se de um insumo renovável.
	Resíduos	Glicerina	Atualmente, é tratado como sub-produto da reação de transesterificação e é totalmente absorvida pelo mercado. No horizonte 2008-2017, espera-se um excedente de glicerina no mercado, dado o crescimento da indústria de biodiesel no mundo, sendo necessário encontrar soluções tecnológicas para aproveitamento ou para tratamento e disposição final.	Algumas soluções para o problema já são vislumbradas, como por exemplo: matéria-prima para fabricação de plásticos (propanodiol), glicerol e geração de energia térmica por meio da queima, produção de biogás por meio da biodegradação anaeróbica ou ser transformada em etanol.
		Efluentes Líquidos	Relacionados à rota etílica, os efluentes contendo óleo, glicerina e sabão deveriam receber tratamento prévio antes do lançamento em corpos hídricos. Essa prática, em geral, não é comum nos empreendimentos existentes.	Há tecnologia disponível para tratamento adequado do efluente gerado.
	Perspectiva Social	Emprego e Renda		Fixação do homem no campo, com reflexos nos grandes centros urbanos; A geração de empregos diretos e indiretos, além do incentivo à agricultura familiar, pode fomentar ciclos de dinamização de economias locais.
		Agricultura Familiar	Espera-se por políticas específicas de incentivo a oleaginosas de alto teor de óleo e típicas da agricultura familiar ainda sem escala de produção comercial, como o dendê e a mamona.	Abrem-se possibilidades de desenvolvimento da agricultura familiar, em especial entre os produtores de menor capacidade de investimento e escala de produção

Variáveis Socioambientais	Efeitos Esperados das Projeções para o Horizonte 2008-2017	
	Desfavoráveis	Favoráveis
Licenciamento	A variedade de critérios de avaliação de possíveis impactos e distintos ritos processuais no licenciamento ambiental dificultam o planejamento do setor em nível nacional.	Estabelecimento de exigências mínimas de avaliação de possíveis impactos e proposição de ações de prevenção, mitigação e compensação.
Consumo	Aumento das emissões de NOx	Redução das emissões de monóxido de carbono (CO), de material particulado (MP), de óxido de enxofre (SOx), de hidrocarbonetos totais (HC) e de grande parte dos hidrocarbonetos tóxicos, em contraste com os combustíveis de origem fóssil.

## Referências Bibliográficas

Nº.	TÍTULO
<b>Itens 1 e 2</b>	
[1]	ABES, 2004. Relatório sobre Sistemas de Esgotamento Sanitário do Brasil.
[2]	ABIOVE, 2006. Biodiesel no Brasil: A Visão da Indústria de Óleos Vegetais. In: 6º Fórum de Debates sobre Qualidade e Uso de Combustíveis. Rio de Janeiro, 01 jun. 2006. Disponível em <a href="http://www.abiove.com.br/palestras/abiove_pal_biodiesel_01jun06.pdf">http://www.abiove.com.br/palestras/abiove_pal_biodiesel_01jun06.pdf</a> . Acesso em 10 nov. 2006.
[3]	ABIOVE, 2007. Capacidade de extração de óleos vegetais nos estados por percentuais do total brasileiro. Disponível em <a href="http://www.abiove.com.br/capacidade_br.html">http://www.abiove.com.br/capacidade_br.html</a> . Acesso em 16 out. 2007.
[4]	ABOISSA, 2007. Informativo ABOISSA 12 nov. 2007 sobre mercado de óleos vegetais, ácidos graxos e gorduras animais.
[5]	AGÊNCIA PETROBRAS DE NOTÍCIAS. Segunda geração de biocombustíveis: Petrobras desenvolve tecnologia. Disponível em <a href="http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/materia.asp?id_editoria=8&amp;id_noticia=3926">http://www.agenciapetrobrasdenoticias.com.br/materia.asp?id_editoria=8&amp;id_noticia=3926</a> . Acesso em 26 Out 2007.
[6]	ANFAVEA, 2008. Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores. Estatísticas. Disponível em <a href="http://www.anfavea.com.br/tabelas2007/autoveiculos/tabela11_vendas.xls">http://www.anfavea.com.br/tabelas2007/autoveiculos/tabela11_vendas.xls</a> . Acesso em 02 abr. 2008.
[7]	ANP, 2007. Levantamento de Preços. Disponível em <a href="http://www.anp.gov.br/preco/prc/Resumo_Quatro_Combustiveis.asp">http://www.anp.gov.br/preco/prc/Resumo_Quatro_Combustiveis.asp</a> . Acesso em 15 dez. 2007.
[8]	ANP, 2007a. Relatório Mensal de Acompanhamento de Mercado. Agosto de 2007. Óleo Diesel. Disponível em <a href="http://www.anp.gov.br/doc/petroleo/relatorios_precos/2007/Diesel_2007.pdf">http://www.anp.gov.br/doc/petroleo/relatorios_precos/2007/Diesel_2007.pdf</a> . Acesso em 15 nov. 2007.
[9]	ANP, 2007b. Resultados dos Leilões de Biodiesel. Disponível em <a href="http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/leilao_biodiesel.asp">http://www.anp.gov.br/biocombustiveis/leilao_biodiesel.asp</a> . Acesso em 26 nov. 2008.
[10]	ANP, 2008. Boletim Mensal de Biodiesel – SRP. Situação dos processos e produção de biodiesel. 03 nov. 2008.
[11]	ANTT, 2007. Agência Nacional de Transportes Terrestres. Registro Nacional de Transporte rodoviário de Cargas. Disponível em <a href="http://www.antt.gov.br/rntrc_numeros/rntrc_carrocerias_tipo.asp">http://www.antt.gov.br/rntrc_numeros/rntrc_carrocerias_tipo.asp</a> . Acesso em 14 dez. 2007
[12]	BACEN, 2007. Relatórios trimestrais sobre câmbio. Disponível em <a href="http://www.bcb.gov.br/?RELCAMBIO">http://www.bcb.gov.br/?RELCAMBIO</a> . Acesso em 02/04/2007.
[13]	BM&F, 2007. Bolsa de Mercadorias & Futuros. Disponível em <a href="http://www.bmf.com.br/portal/pages/MBRE/negociacao.asp">http://www.bmf.com.br/portal/pages/MBRE/negociacao.asp</a> . Acesso em 12 mai. 2008.
[14]	BR, 2006. Petrobras Distribuidora S.A. Considerações sobre a logística do biodiesel. Mensagem trocada entre EPE e BR Distribuidora. Novembro 2006.
[15]	BRASIL, 2008. 3º Balanço do PAC. Infra Energética p.139-140. 22 de Janeiro de 2008
[16]	BRASKEM, Braskem atinge recorde histórico de produção, junho de 2008. Disponível em <a href="http://www.plasticomoderno.com.br/revista/pm401/noticias/noticias02.html">http://www.plasticomoderno.com.br/revista/pm401/noticias/noticias02.html</a> . Acesso em 25 jun. 2008.
[17]	BRENCO, 2008. Apresentação Duto Alto Taquari - Santos à EPE. Fevereiro de 2008.
[18]	BRENCO, 2008a. Disponível em <a href="http://www.brenco.com.br/pt/company.php">http://www.brenco.com.br/pt/company.php</a> . Acesso em 20 jun 2008.
[19]	CGEE, 2004. Centro de Gestão e Estudos Estratégicos. Prospecção Tecnológica – Biocombustíveis. Avaliação da Expansão da Produção de Etanol no Brasil. Disponível em <a href="http://www.cgee.org.br/atividades/redirect.php?idProduto=1833">http://www.cgee.org.br/atividades/redirect.php?idProduto=1833</a> . Acesso em 20 nov. 2007.
[20]	CONAB. 2006. Mamona: Proposta de Preço Mínimo. Disponível em: <a href="http://www.conab.gov.br/conabweb/download/precos_minimos/proposta_de_precos_minimos_safr_2006_07_mamona.pdf">http://www.conab.gov.br/conabweb/download/precos_minimos/proposta_de_precos_minimos_safr_2006_07_mamona.pdf</a> . Acesso em 07 abr. 2008.
[21]	CONAB. 2007. Acompanhamento da Safra Brasileira de Cana-de-Açúcar - Safra 2007/2008, Terceiro Levantamento. Brasília, novembro 2007. Disponível em <a href="http://www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/2lev-cana.pdf">www.conab.gov.br/conabweb/download/safra/2lev-cana.pdf</a> . Acesso em 05 nov. 2007.
[22]	CONSELHO DA UNIÃO EUROPÉIA. Conselho Europeu de Bruxelas 8/9 de Março de 2007. Disponível em: <a href="http://www.portugal.gov.pt/NR/rdonlyres/CE17BE4C-0B9C-41F0-A5F1-360DC879D1B0/0/Conclusoes_Conselho_UE_09_03_07.pdf">http://www.portugal.gov.pt/NR/rdonlyres/CE17BE4C-0B9C-41F0-A5F1-360DC879D1B0/0/Conclusoes_Conselho_UE_09_03_07.pdf</a> . Acesso em: 27 abr. 2007.
[23]	CTC, 2007. CENTRO DE TECNOLOGIA CANAVIEIRA. Disponível em <a href="http://www.ctcanavieira.com.br/Portal/PortPublic?acao=ListaMoagem&amp;local">http://www.ctcanavieira.com.br/Portal/PortPublic?acao=ListaMoagem&amp;local</a> . Acesso em 12 dez 2007.
[24]	DEDINI, 2006. Comunicação Pessoal.
[25]	DINIZ, Paulo. Comunicado ao Mercado. COSAN. 18 de Março de 2008.
[26]	DOE, 2007. U.S. Department of Energy. Disponível em <a href="http://www.energy.gov">http://www.energy.gov</a> . Acesso em 15 out 2007.
[27]	DOU, 2006 – CONVÊNIO ICMS 113/06 - Dispõe sobre a concessão de redução na base de cálculo do ICMS devido nas saídas de biodiesel (B-100). 11-out-2006
[28]	DOW, 2007. Dow and Crystalsev Announce Plans to Make Polyethylene from Sugar Cane in Brazil. Disponível em: <a href="http://news.dow.com/dow_news/prod/2007/20070719a.htm">http://news.dow.com/dow_news/prod/2007/20070719a.htm</a> . Acesso em 25 jun. 2008.
[29]	EBC, 2008. Empresa Brasil de Comunicação. Disponível em <a href="http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2008/04/01/materia.2008-04-01.8393796480/view">http://www.agenciabrasil.gov.br/noticias/2008/04/01/materia.2008-04-01.8393796480/view</a> . Acesso em: 19 maio 2008.
[30]	EBIO, 2007. European Bioethanol Fuel Association. Bioethanol Fuel in Numbers. Disponível em: <a href="http://www.ebio.org/production_data_pd.php">http://www.ebio.org/production_data_pd.php</a> . Acesso em: 13 set. 2007.
[31]	ECX, 2006. European Climate Exchange. Disponível em <a href="http://www.europeanclimateexchange.com/index_flash.php">http://www.europeanclimateexchange.com/index_flash.php</a> . Acessado em 02/10/2006

Nº.	TÍTULO
[32]	EIA/DOE, 2006. Annual Energy Outlook 2006 with Projections to 2030. Disponível em: < <a href="http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo06/pdf/0383(2006).pdf">http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo06/pdf/0383(2006).pdf</a> >. Acesso em: 02 out. 2006.
[33]	EIA/DOE, 2006a. Renewable Energy Consumption by Sector and Source. Disponível em: <a href="http://www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/excel/aeotab_17.xls">www.eia.doe.gov/oiaf/aeo/excel/aeotab_17.xls</a> . Acesso em: 02 out. 2006.
[34]	EIA/DOE, 2007. Anual Energy Outlook 2007 with Projections to 2030. Disponível em: < <a href="http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo07/pdf/0383(2007).pdf">http://www.eia.doe.gov/oiaf/archive/aeo07/pdf/0383(2007).pdf</a> >. Acesso em 01 out 2007.
[35]	EMBRAPA, 2005. Limitações e vantagens do uso de farinhas de origem animal na alimentação de suínos e de aves. 2º Simpósio Brasileiro Alltech da Indústria de Alimentação Animal. Curitiba, Paraná, 28 a 30 de agosto de 2005. Disponível em <a href="http://www.cnpsa.embrapa.br/sgc/sgc_arquivos/palestras_r2v84s4u.pdf">http://www.cnpsa.embrapa.br/sgc/sgc_arquivos/palestras_r2v84s4u.pdf</a> . Acesso em 15 nov. 2006.
[36]	EPE, 2006. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Nacional de Energia 2030.
[37]	EPE, 2007. Empresa de Pesquisa Energética. Balanço Energético Nacional 2007. Ano Base 2006. 192p.
[38]	EPE, 2007a. Empresa de Pesquisa Energética. Plano Decenal de Expansão de Energia 2007-2016.
[39]	EPE, 2007b. Empresa de Pesquisa Energética. Estudos sobre a Demanda de Biodiesel. Modelo de Projeção da Demanda de Biodiesel.
[40]	EPE, 2007c. Empresa de Pesquisa Energética. Estudos sobre a Demanda do Diesel. Projeção da Demanda Nacional de Diesel.
[41]	EPE, 2007d. Empresa de Pesquisa Energética. Estudos sobre a Demanda de Etanol. Modelo de Demanda de Etanol.
[42]	EUA, 2007. Energy Policy Act of 2005. Disponível em < <a href="http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=109_cong_public_laws&amp;docid=f:publ058.109.pdf">http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=109_cong_public_laws&amp;docid=f:publ058.109.pdf</a> >. Acesso em 01 Out 2007.
[43]	EUA, 2007a. H.R.2419: Food and Energy Security Act of 2008. 14 Dez 2007. Disponível em < <a href="http://www.govtrack.us/data/us/bills.text/110/h/h2419.pdf">http://www.govtrack.us/data/us/bills.text/110/h/h2419.pdf</a> >. Acesso em 15 Mai 2008.
[44]	EUA, 2007b. H.R.6: Energy Independence and Security Act of 2007. 19 Dez 2007. Disponível em < <a href="http://www.govtrack.us/data/us/bills.text/110/h/h6.pdf">http://www.govtrack.us/data/us/bills.text/110/h/h6.pdf</a> >. Acesso em 21 Dez 2007.
[45]	EUA, 2007c. P.L. 109-432 Tax Relief and Health Care Act of 2006. pg.3050. Disponível em < <a href="http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=109_cong_public_laws&amp;docid=f:publ432.109.pdf">http://frwebgate.access.gpo.gov/cgi-bin/getdoc.cgi?dbname=109_cong_public_laws&amp;docid=f:publ432.109.pdf</a> >. Acesso em 13 set 2007.
[46]	EUA, 2007d. White House Office of Communications. The 2007 State of the Union Address. 23 Jan 2007. Disponível em: < <a href="http://www.whitehouse.gov/stateoftheunion/2007/initiatives/sotu2007.pdf">http://www.whitehouse.gov/stateoftheunion/2007/initiatives/sotu2007.pdf</a> >. Acesso em 17 Out 2007.
[47]	EUROPEAN BIOFUELS TECHNOLOGY PLATFORM. Homepage. Disponível em < <a href="http://www.biofuelstp.eu/overview.html">http://www.biofuelstp.eu/overview.html</a> >. Acesso em 18 out 2007.
[48]	EUROPEAN COMMISSION, 2006. Directive 2003/30/EC of the European Parliament and of the Council. Disponível em: < <a href="http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/biofuels/en_final.pdf">http://ec.europa.eu/energy/res/legislation/doc/biofuels/en_final.pdf</a> >. Acesso em: 01 jun. 2007.
[49]	FAPRI, 2008. Food and Agricultural Policy Research Institute. U.S. and World Agricultural Outlook 2007. 395 p. Disponível em: < <a href="http://www.fapri.iastate.edu/outlook2008/tables/11OilseedsTables.xls">http://www.fapri.iastate.edu/outlook2008/tables/11OilseedsTables.xls</a> >. Acesso em 07 abr. 2008.
[50]	F.O.LICHT, 2006. World Ethanol Markets – The Outlook to 2015.
[51]	IBGE, 2007. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Banco de Dados Agregados de Pecuária. Disponível em <a href="http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/acervo/acervo2.asp?ti=1&amp;tf=99999&amp;e=c&amp;p=AT&amp;v=284&amp;z=t&amp;o=21">http://www.sidra.ibge.gov.br/bda/default.asp?t=1&amp;z=t&amp;o=1&amp;u1=1&amp;u2=1&amp;u3=1&amp;u4=1&amp;u5=1&amp;u6=1&amp;u7=1&amp;u8=1&amp;u9=1&amp;u10=3&amp;u11=1&amp;u12=26674&amp;u13=1&amp;u14=1</a> . Acesso em 19 nov. 2007.
[52]	IBGE, 2007a. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Banco de Dados Agregados. Disponível em <a href="http://www.sidra.ibge.gov.br/">http://www.sidra.ibge.gov.br/</a> . Acesso em 19 nov. 2007.
[53]	IEA, 2004. International Energy Agency. Biofuels for transport – an international perspective. Disponível em: < <a href="http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf">http://www.iea.org/textbase/nppdf/free/2004/biofuels2004.pdf</a> >. Acesso em 23 out. 2006.
[54]	INOVAÇÃO UNICAMP. Planta Piloto da Dedini produz Etanol Celulósico a Partir de Bagaço de Cana; mas não há Prazo para Operação Comercial. Disponível em < <a href="http://www.inovacao.unicamp.br/etanol/report/news-dedini.php">http://www.inovacao.unicamp.br/etanol/report/news-dedini.php</a> >. Acesso em 29 out 2007.
[55]	ISO. 2006. New investments and capacity expansion in Brazil's sugar and ethanol sector. MECAS(06)06. 32p.
[56]	JANK, M. S. Perspectivas para o setor sucroalcooleiro no Brasil. O Estado de S. Paulo, 04 Jul 07. Disponível em < <a href="http://www.portalunica.com.br/portalunica/files/referencia_palestraseapresentacoes_apresentacoes-65-Arquivo.pdf">http://www.portalunica.com.br/portalunica/files/referencia_palestraseapresentacoes_apresentacoes-65-Arquivo.pdf</a> >. Acesso em 05 nov 2007.
[57]	JORDÃO e PESSOA, 1995. TRATAMENTO DE ESGOTOS DOMÉSTICOS. 3ª EDIÇÃO.
[58]	LURGI, 2006. Tecnologia Biodiesel Lurgi – Aspectos Tecnológicos e Comerciais da Produção. Disponível em <a href="http://www.lurgibamag.com.br">http://www.lurgibamag.com.br</a> . Acessado em 28 set. 2006.
[59]	MANZATTO, C.V., 2007. EMBRAPA Solos. Bases do Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar no Brasil.
[60]	MAPA, 2005. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Plano Nacional de Agroenergia 2006-2011. 120 p.
[61]	MAPA, 2006. Secretaria de Política Agrícola. Palestra “Novas políticas governamentais de apoio ao agronegócio”, proferida no Fórum de Mercado e Financeiro. Curitiba (PR), 28 de abril de 2006.
[62]	MAPA, 2007. Estimativas para a EPE do MAPA rev 01.xls. Comunicação pessoal.
[63]	MAPA, 2007a. Zoneamento Agrícola de Risco Climático. Disponível em <a href="http://www.agricultura.gov.br">http://www.agricultura.gov.br</a> . Acesso em 14 dez. 2007.

Nº.	TÍTULO
[64]	MAPA, 2007b. Os Biocombustíveis como nova Opção Energética. Palestra proferida na Reunião I do GT Bioenergia: Situação atual da bionergia e dos biocombustíveis. Brasília, 16 ago. 2007. Disponível em <a href="http://www.cdes.gov.br/exec/documento/baixa_documento.php?p=f01200e46c415edf54cdf939e442ed652ad50cb9bca03e9f2cba4f1741b62820ec1d51cb20898c8659ae4f0fe36d70e9d06">http://www.cdes.gov.br/exec/documento/baixa_documento.php?p=f01200e46c415edf54cdf939e442ed652ad50cb9bca03e9f2cba4f1741b62820ec1d51cb20898c8659ae4f0fe36d70e9d06</a> . Acesso em 18 abr. 2008.
[65]	MAPA, 2008. Comunicação pessoal.
[66]	MAPA. 2008a. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Projeções do Agronegócio – Mundial e Brasil – 2006/07 a 2016/17. 58 p. Disponível em < <a href="http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/MENU_LATERAL/AGRICULTURA_PECUARIA/PROJECOES_AGRONEGOCIO/PROJECOES%20AGRONEGOCIO%20MUNDIAL%20E%20BRASIL%202006-07%20A%202017-18.PDF">http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/MENU_LATERAL/AGRICULTURA_PECUARIA/PROJECOES_AGRONEGOCIO/PROJECOES%20AGRONEGOCIO%20MUNDIAL%20E%20BRASIL%202006-07%20A%202017-18.PDF</a> >. Acesso em 10 mar.2008.
[67]	MAPA. 2008b. Secretaria de Política Agrícola. Agricultura Brasileira em Números. Disponível em: <a href="http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/SERVICOS/USINAS_DESTILARIAS/USINAS_CADASTRADAS/UPS_29-09-2008_0.PDF">http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/SERVICOS/USINAS_DESTILARIAS/USINAS_CADASTRADAS/UPS_29-09-2008_0.PDF</a> . Acesso em 04 set. 2008
[68]	MAPA. 2008c. Secretaria de Produção e Agroenergia. Departamento da Cana-de-Açúcar e Agroenergia. ACOMPANHAMENTO DA PRODUÇÃO SUCROALCOOLEIRA - SAFRA 2007/2008. Posição 16/08/2008. Disponível em < <a href="http://mapas.agricultura.gov.br/spc/daa/Resumos/Agosto07-08b_2.pdf">http://mapas.agricultura.gov.br/spc/daa/Resumos/Agosto07-08b_2.pdf</a> > Acesso em 11 nov. 2008
[69]	MARTINS, UBIRACYR DE OLIVEIRA. A Logística para Exportação do Etanol. TRANSPETRO. 27 de Março de 2008.
[70]	MDIC/SECEX/Aliceweb, 2008. Acesso aos Dados Estatísticos das Exportações e Importações Brasileiras. Disponível em: < <a href="http://alicyweb.desenvolvimento.gov.br">http://alicyweb.desenvolvimento.gov.br</a> >. Acesso em 21 jan. 2008.
[71]	MME, 2007. PAC - Programa de Aceleração do Crescimento: Infraestrutura Energética. Apresentação do Ministro Silas Rondeau em 21/01/2007.
[72]	MME/EPE, 2007. Plano Nacional de Energia – PNE 2030
[73]	NREL, 2007. National Renewable Energy Laboratory. Research Advances Cellulosic Ethanol. NREL Leads the Way. Disponível em: < <a href="http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40742.pdf">http://www.nrel.gov/docs/fy07osti/40742.pdf</a> >. Acesso em 05 Out. 2007.
[74]	ODEBRECHT, 2008. Disponível em <a href="http://www.usina3.com/website/content/default.asp?txtCode={985B859C-773E-7E26-1623-B775A917E1F3}">http://www.usina3.com/website/content/default.asp?txtCode={985B859C-773E-7E26-1623-B775A917E1F3}</a> . Acesso em 20 Jun. 2008.
[75]	PETROBRAS, 2007. Comunicação pessoal.
[76]	RFA, 2008. Industry Statistics. Disponível em: < <a href="http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics">http://www.ethanolrfa.org/industry/statistics</a> >. Acesso em: 21 jan. 2008.
[77]	SABESP, 2007. Descarte de Óleo de Cozinha. Disponível em <a href="http://www.sabesp.com.br/CalandraWeb/CalandraRedirect/?temp=6&amp;proj=sabesp&amp;pub=T&amp;nome=documento_noticias&amp;db=&amp;DOCID=581C096993E2477F8325728F00434388">http://www.sabesp.com.br/CalandraWeb/CalandraRedirect/?temp=6&amp;proj=sabesp&amp;pub=T&amp;nome=documento_noticias&amp;db=&amp;DOCID=581C096993E2477F8325728F00434388</a> . Acesso em 19 nov. 2007.
[78]	SEAB, 2005. Secretaria da Agricultura e do Abastecimento do Paraná. Departamento de Economia Rural. Capacidade Instalada de Processamento de Oleaginosas.
[79]	SOLVAY, 2008. Solvay Indupa assina contrato com a Copersucar para fornecimento de etanol. Disponível em <a href="http://www.abiquim.org.br/releases/release_indupa_coper.pdf">http://www.abiquim.org.br/releases/release_indupa_coper.pdf</a> . Acesso em 25 jun. 2008.
[80]	SOUZA, R.R., 2006. Panorama, oportunidades e desafios para o mercado mundial de álcool automotivo. Tese (de mestrado). Programa de Planejamento Energético. COPPE/UFRJ.
[81]	TANAKA, R. Biofuels in Japan. UK GOVERNMENT ORGANIZATIONS IN JAPAN. Tóquio, Japão. Maio, 2007. Disponível em < <a href="http://www.uknow.or.jp/be_e/science/reports/Energy_Environment/070514biofuel.pdf">http://www.uknow.or.jp/be_e/science/reports/Energy_Environment/070514biofuel.pdf</a> >. Acesso em 08 Out 2007.
[82]	TRANSPETRO, 2005. Perspectivas Futuras para o Etanol Combustível: Logística na Exportação de Álcool. Palestra proferida no Seminário Etanol Combustível: Balanço e Perspectivas. Campinas, 17 nov. 2005. Disponível em: <a href="http://www.nipeunicamp.org.br/proalcool/Palestras/17/Andre%20j.ppt">http://www.nipeunicamp.org.br/proalcool/Palestras/17/Andre%20j.ppt</a> . Acesso em: 22 set. 2006
[83]	TRANSPETRO, 2008. Corredor de Exportação de Etanol In: Reunião Conjunta EPE e TRANSPETRO sobre o Projeto Logística de Álcool da Petrobras. 20 de Março.de 2008.
[84]	TRIPARTITE TASK FORCE BRAZIL, UE, EUA, 2007. White Paper on Internationally Compatible Biofuel Standards. Disponível em < <a href="http://www.nist.gov/public_affairs/biofuels_report.pdf">http://www.nist.gov/public_affairs/biofuels_report.pdf</a> >. Acesso em 01 abr.2008.
[85]	TOLMASQUIM, M.T. (Coord.), 2002. Fontes Renováveis de Energia no Brasil.
[86]	UNIAMERICABRASIL, 2008. Disponível em < <a href="http://www.uniamericabrasil.com.br/portugues/informe.php">http://www.uniamericabrasil.com.br/portugues/informe.php</a> >. Acesso em 07 abr. 2008.
[87]	UDOP, 2007. UNIÃO DOS PRODUTORES DE BIOENERGIA. Homepage. Disponível em < <a href="http://www.udop.com.br">www.udop.com.br</a> >. Acesso em 12 dez 2007
[88]	UNFCCC, 1997. United Nations Framework Convention on Climate Change. Protocolo de Kyoto. Disponível em <a href="http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php">http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php</a> . Acesso em 04 dez. 2007.
[89]	UNIÃO EUROPÉIA, 2007. 7224/1/07 REV 1: Conclusões da Presidência. CONSELHO EUROPEU DE BRUXELAS, 9 de Março de 2007. Disponível em < <a href="http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/pt/ec/93149.pdf">http://www.consilium.europa.eu/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/pt/ec/93149.pdf</a> >. Acesso em 15 Out 2007.
[90]	UNIÃO EUROPÉIA, 2008. More Sustainable Energy in Road Transport Targets. PARLAMENTO EUROPEU, 11 de Setembro de 2008. Disponível em < <a href="http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20080909IPR36658/20080909IPR36658_en.pdf">http://www.europarl.europa.eu/pdfs/news/expert/infopress/20080909IPR36658/20080909IPR36658_en.pdf</a> >.
[91]	UNICAMP, 2005. Estudo sobre as Possibilidades e Impactos da Produção de Grandes Quantidades de Etanol Visando à Substituição Parcial de Gasolina no Mundo. Campinas, SP. p.120.

Nº.	TÍTULO
[92]	USDA. 2006. Agricultural Baseline Projections to 2015. Disponível em: < <a href="http://www.ers.usda.gov/publications/oce061/oce20061.pdf">http://www.ers.usda.gov/publications/oce061/oce20061.pdf</a> >. Acesso em: 05 out. 2006.
[93]	USDA2007. Annual Bio-fuels 2007 – Peoples Republic of China. Disponível em: < <a href="http://www.fas.usda.gov/gainfiles/200706/146291348.pdf">http://www.fas.usda.gov/gainfiles/200706/146291348.pdf</a> >. Acesso em: 11 jul. 2007.
[94]	USDA. 2007a Biofuels Policies in Asia: Trade Effects on World Agricultural and Biofuels Trade. Disponível em: < <a href="http://www.usda.gov/oce/forum/2007%20Speeches/PDF%20PPT/K%20Ohga.pdf">http://www.usda.gov/oce/forum/2007%20Speeches/PDF%20PPT/K%20Ohga.pdf</a> >. Acesso em: 21 mai. 2007.
[95]	USITC, 2008. Interactive Tariff and Trade Data web. Disponível em: < <a href="http://dataweb.usitc.gov">http://dataweb.usitc.gov</a> >. Acesso em: 21 jan. 2008.
<b>Item 3</b>	
[96]	ABIOVE, 2007. Capacidade de extração de óleos vegetais nos estados por percentuais do total brasileiro. Disponível em <a href="http://www.abiove.com.br/capacidade_br.html">http://www.abiove.com.br/capacidade_br.html</a> . Acesso em 16 out. 2007.
[97]	ANDRADE, J. M F.; DINIZ, K. M. Impactos Ambientais da Agroindústria da Cana-de-açúcar: Subsídios para a Gestão. Monografia apresentada para obtenção do título de Especialista em Gerenciamento Ambiental. ESALQ-USP. 2007.
[98]	ANP – Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Boletim Mensal de Biodiesel – SRP / Situação dos Processos e Produção de Biodiesel, 28/03/2008.
[99]	BOUÇAS, C. Glicerina de biodiesel inunda mercado no país e derruba preços In: Valor Econômico, 02/05/07. Disponível em: <a href="http://www.biodieselbr.com/noticias/biodiesel/glicerina-biodiesel-inunda-mercado-pais-derruba-precos-02-05-07.htm">http://www.biodieselbr.com/noticias/biodiesel/glicerina-biodiesel-inunda-mercado-pais-derruba-precos-02-05-07.htm</a> . Acesso em: 29/01/08
[100]	CERDEIRA, A. L., Proposta de boas práticas agrícolas para as áreas de afloramento do aquífero Guarani em Ribeirão Preto. SP. Embrapa Meio Ambiente, 2007 Disponível em: <a href="http://www.cnpma.embrapa.br/download/documentos_65.pdf">http://www.cnpma.embrapa.br/download/documentos_65.pdf</a>
[101]	CETESB, 2002. A Produção mais Limpa no Setor Sucrialcooleiro – Informações gerais. São Paulo, 2002
[102]	CONAB – Companhia Nacional de Abastecimento. Acompanhamento da Safra Brasileira – Cana-de-Açúcar, Safra 2007/2008, Terceiro Levantamento. Brasília: Conab, 2007.
[103]	COSTA, B. J.; OLIVEIRA, S. M. M. Dossiê Técnico: Produção de biodiesel. Instituto de Tecnologia do Paraná: TECPAR, 2006..
[104]	ESPECIAL Adesivos. In: Revista Referência nº 40. BM Editora Ltda. Curitiba – PR. 2004. Disponível em: <a href="http://portalreferencia.com.br/index.php?principal=ver_conteudo.php&amp;uid=435&amp;edicao2=40#">http://portalreferencia.com.br/index.php?principal=ver_conteudo.php&amp;uid=435&amp;edicao2=40#</a> . Acesso em: 30/04/08
[105]	FREITAS, C.; RIVAS, A. Estudo de Viabilidade para Implantação de empreendimentos Petroquímicos no Pólo Industrial de Manaus. Faculdade de Estudos Sociais/Universidade Federal do Amazonas: Manaus, 2006.
[106]	GLICERINA - Sub-produto do biodiesel. Disponível em: <a href="http://www.biodieselbr.com/biodiesel/glicerina/biodiesel-glicerina.htm">http://www.biodieselbr.com/biodiesel/glicerina/biodiesel-glicerina.htm</a> . Acesso em: 29/01/08
[107]	GUEDES, Sebastião Neto Ribeiro et alli. Mercados de Terra e de Trabalho na (Re)Estruturação da Categoria Social dos Fornecedores de Cana de Ribeirão Preto. Agricultura São Paulo, v. 53, nº1, São Paulo, jan-jun 2006, 107-22.
[108]	HOLANDA, Ariosto, “Motivações para a Produção do Biodiesel”. In _____ (org.). Biodiesel e Inclusão Social. Série Cadernos de Altos Estudos, nº1. Brasília, Câmara dos Deputados, Coordenação de Publicações: 2004, 23-8.
[109]	IBGE, 2002. Produção Agrícola Municipal – PAM –. Rio de Janeiro. 2002
[110]	IBGE, 2006. Produção Agrícola Municipal – PAM. Rio de Janeiro. 2006
[111]	IBGE, 2007. Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística. Sistema IBGE de Recuperação Automática – SIDRA. Banco de Dados Agregados. Disponível em <a href="http://www.sidra.ibge.gov.br/">http://www.sidra.ibge.gov.br/</a> . Acesso em 19 nov. 2007
[112]	INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA - IBGE. Censo Demográfico 2000 – Migração e Deslocamento. Rio de Janeiro: IBGE/2000. Disponível em <a href="http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2000/migracao/censo2000_migracao.pdf">http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/populacao/censo2000/migracao/censo2000_migracao.pdf</a> , acesso em 15/01/2008.
[113]	MACEDO, Isaías de Carvalho, NOGUEIRA, Luis Augusto Horta. Avaliação da Expansão do Etanol no Brasil. Prospecção Tecnológica – Biocombustíveis. Brasília: Centro de Gestão de Estudos Estratégicos – CGEE, 2004.
[114]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Balanço Nacional da Cana-de-Açúcar e Agroenergia. 2007.
[115]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Projeções do Agronegócio – Mundial e Brasil – 2006/07 a 2017/18.
[116]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Relação das Portarias Publicadas do Zoneamento Agrícola do Risco Climático, 2006.
[117]	MAPA – Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Plano Nacional de Agroenergia 2006-2011. Brasília: 2005.
[118]	MAPA – Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. Relação de Portarias Publicadas do Zoneamento Agrícola de Risco Climático, 2007.
[119]	MAPA. 2008. Secretaria de Política Agrícola. Agricultura Brasileira em Números. Disponível em: < <a href="http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/SERVICOS/USINAS_DESTILARIAS/USINAS_CADASTRADAS/UPS_24-03-2008_0_0.PDF">http://www.agricultura.gov.br/pls/portal/docs/PAGE/MAPA/SERVICOS/USINAS_DESTILARIAS/USINAS_CADASTRADAS/UPS_24-03-2008_0_0.PDF</a> >. Acesso em: 25 mar. 2008.
[120]	MDA – Ministério de Desenvolvimento Agrário. “Biodiesel no Brasil: Resultados Sócio-Econômicos e Expectativa Futura”. MAR/2007. Disponível em <a href="http://www.mda.gov.br/saf/index.php?scid=294">http://www.mda.gov.br/saf/index.php?scid=294</a> . Acesso em 08/01/2008.
[121]	PARENTE, E. J. de S. Biodiesel: uma aventura tecnológica num país engraçado. Fortaleza, 2003. Disponível em: <a href="http://www.tecbio.com.br/artigos/Livro-Biodiesel.pdf">http://www.tecbio.com.br/artigos/Livro-Biodiesel.pdf</a> Acesso em: 29/01/08
[122]	PENTEADO, M. C. P. S. Identificação dos gargalos e estabelecimento de um plano de ação para o sucesso do Programa Brasileiro do Biodiesel. Tese de Mestrado, Escola Politécnica (EP) da USP: São Paulo, 2005.

Nº.	TÍTULO
[123]	RAMOS, R. A. V. O Desenvolvimento do Biodiesel no Oeste Paulista. NUPLN – UNESP / Ilha Solteira – SP. 2007. Disponível em: <a href="http://www.cooperhidro.com.br/energia07/pdfs/11_unesp_ricardo.pdf">http://www.cooperhidro.com.br/energia07/pdfs/11_unesp_ricardo.pdf</a> . Acesso em: 30/04/08
[124]	RODRIGUES, Délcio; ORTIZ, Lúcia. Em Direção à Sustentabilidade da Produção de Etanol de Cana-de-Açúcar. Instituto Vitae Civilis: 1996.
[125]	Secretaria do Meio Ambiente do Estado de São Paulo, 2008. Estado de São Paulo reduz área de queima de palha de cana. Disponível em: <a href="http://www.ambiente.sp.gov.br/destaque/2008/03/10_protocolo.htm">http://www.ambiente.sp.gov.br/destaque/2008/03/10_protocolo.htm</a> . Acesso em 14 abr. 2008.
[126]	SIMÕES, Antonio José Ferreira. Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis: desafio estratégico no mundo e no Brasil. Política Externa. Vol 15, nº3, DEZ/JAN/FEV 2006-2007, 21-33.
[127]	TORQUATO, S. A.; FRONZAGLIA, Thomaz. Tecnologia BIG-GT: Energia A Partir Da Gaseificação Da Biomassa Da Cana. Registro no CCTC-IEA nº HP-97/2005. Instituto de Economia Agrícola de São Paulo. 2005.
[128]	ÚNICA, 2007. Produção e Uso do Etanol combustível no Brasil – Resposta às Questões mais Frequentes. São Paulo, 2007.
[129]	VIANA, Fernanda Cristina. Análise de Ecoeficiência: Avaliação do Desempenho Econômico-Ambiental do Biodiesel e do Petrodiesel. Dissertação apresentada para obtenção do título de Mestre em Engenharia. Escola Politécnica/USP. 2006.

## Lista de Tabelas

Tabela 1 – Projetos para produção de resinas termoplásticas a partir de Etanol	598
Tabela 2 – Valores de Referência de Oferta de Etanol do MAPA	607
Tabela 3 – Resumo das Estimativas da UNICA	607
Tabela 4 – Capacidade Média de Produção de Etanol (106 litros/Ano)	611
Tabela 5 – Estimativa para atendimento do Incremento de Demanda	611
Tabela 6 – Investimentos da Petrobras Transporte S.A. no Programa Etanol	613
Tabela 7 – Preços dos Insumos Graxos (US\$/t)	619
Tabela 8 – Potencial Regional de Oferta de Biodiesel (ML)	622
Tabela 9 – Capacidade Instalada de Processamento de Biodiesel	625
Tabela 10 – Consumo Obrigatório de Biodiesel por Região (ML)	626
Tabela 11 – Capacidade de Processamento de Biodiesel e Consumo Obrigatório em 2008 e 2017 (ML)	629
Tabela 12 – Resultado dos Leilões de Compra de Biodiesel pela ANP	630
Tabela 13 – Potencial de Consumo de Biodiesel (ML)	631
Tabela 14 – Consumo anual de álcool relativo à capacidade máxima das plantas produtoras, por cenário de rota tecnológica	642
Tabela 15 - Empresas detentoras do Selo Combustível Social, capacidade instalada de produção e geração de empregos	647
Tabela 16 – Participação da agricultura familiar na produção de biodiesel, por matéria-prima/ano	649
Tabela 17 - Potencial de geração de emprego de algumas oleaginosas	650
Tabela 18 – Quadro Resumo	652

## Lista de Gráficos

Gráfico 1 – Projeção de Consumo de Álcool Carburante no Brasil	598
Gráfico 2 – Histórico de Exportação Brasileira de Etanol	599
Gráfico 3 – Comparativo EPA 2005 e H.R.6	600
Gráfico 4 – Projeções de Importação – Estados Unidos	601
Gráfico 5 – Projeção de Importação de Etanol – União Européia	603
Gráfico 6 – Projeção das Importações de Etanol – Japão	604
Gráfico 7 – Exportações Brasileiras de Etanol para Outros Países – 2008-2017	605

Gráfico 8 – Projeção Total das Exportações Brasileiras de Etanol – 2008-2017	606
Gráfico 9 - Projeções de produção de álcool - EPE 2007, MAPA e UNICA.	608
Gráfico 10 – Novas usinas em 2008, 2009 e 2010	609
Gráfico 11 – Projeções de demanda total e da capacidade industrial de produção de etanol	609
Gráfico 12 – Projeção de preços de diesel e preços mínimos de biodiesel 2008-2017.	620
Gráfico 13 – Potencial de Oferta de Biodiesel de diversos insumos 2008-2017	624
Gráfico 14 – Projeção de preços de diesel e de biodiesel da autoprodução 2008-2017.	627
Gráfico 15 – Potencial de Oferta e Projeção do Consumo de Biodiesel 2008-2017	631
Gráfico 16– Área de cana-de-açúcar cultivada ao longo no decênio	636
Gráfico 17 - Participação regional no total de usinas previstas até 2010	637
Gráfico 18 – Distribuição das usinas de açúcar e etanol previstas por estado até 2010	637
Gráfico 19 - Produção brasileira de cana-de-açúcar entre as safras de 1997/1998 e 2008/2017	641
Gráfico 20 – Produtividade média e máxima de óleo vegetal de diversas oleaginosas no Brasil	643
Gráfico 21 – Área plantada para atendimento a capacidade de produção, por região e oleaginosa, em função da produtividade	644

## Lista de Figuras

Figura 1 – Usinas de Etanol do Brasil	610
Figura 2 – A infraestrutura logística de exportação da Região Centro-Sul	612
Figura 3 – Programa Corredor de Exportação de Etanol Sudeste, Centro-Oeste e Sul	613
Figura 4 – Alternativa de escoamento Centro-Oeste - Sul	615
Figura 5 - Características do Projeto Alto Taquari - Santos.	616
Figura 6 – Usinas de Biodiesel Autorizadas e em Processo de Autorização e Malha Rodoviária e Ferroviária Atual.	629
Figura 7 – Mapa da produção de cana-de-açúcar por município e localização das usinas e destilarias	638
Figura 8 - Municípios produtores de soja, características socioambientais e unidades produtoras de biodiesel	645
Figura 9 - Municípios produtores de mamona, características socioambientais e unidades produtoras de biodiesel	648





## PRINCIPAIS INDICADORES DA EXPANSÃO

# 8

1.	Indicadores de mercado e de consumo final de energia	662
2.	Indicadores da expansão da geração de energia elétrica	672
3.	Indicadores da expansão da transmissão de energia elétrica	676
4.	Indicadores associados às reservas e produção de petróleo e gás natural	680
5.	Indicadores associados à oferta de derivados de petróleo	685
6.	Indicadores associados à oferta de gás natural	692
7.	Indicadores associados à oferta de biocombustíveis líquidos	697
8.	Indicadores socioambientais	706
9.	Síntese das estimativas de investimentos	722

Neste capítulo é apresentado um resumo das principais premissas e resultados das análises descritas nos capítulos anteriores.

As tabelas e gráficos selecionados podem ser considerados como Indicadores da Expansão do Sistema Energético, referentes ao mercado e consumo final de energia (Capítulo II) e à oferta dos diversos energéticos abordados nos capítulos III a VII, abrangendo a evolução física das infraestruturas de produção, processamento e transporte, os aspectos socioambientais e os investimentos estimados.

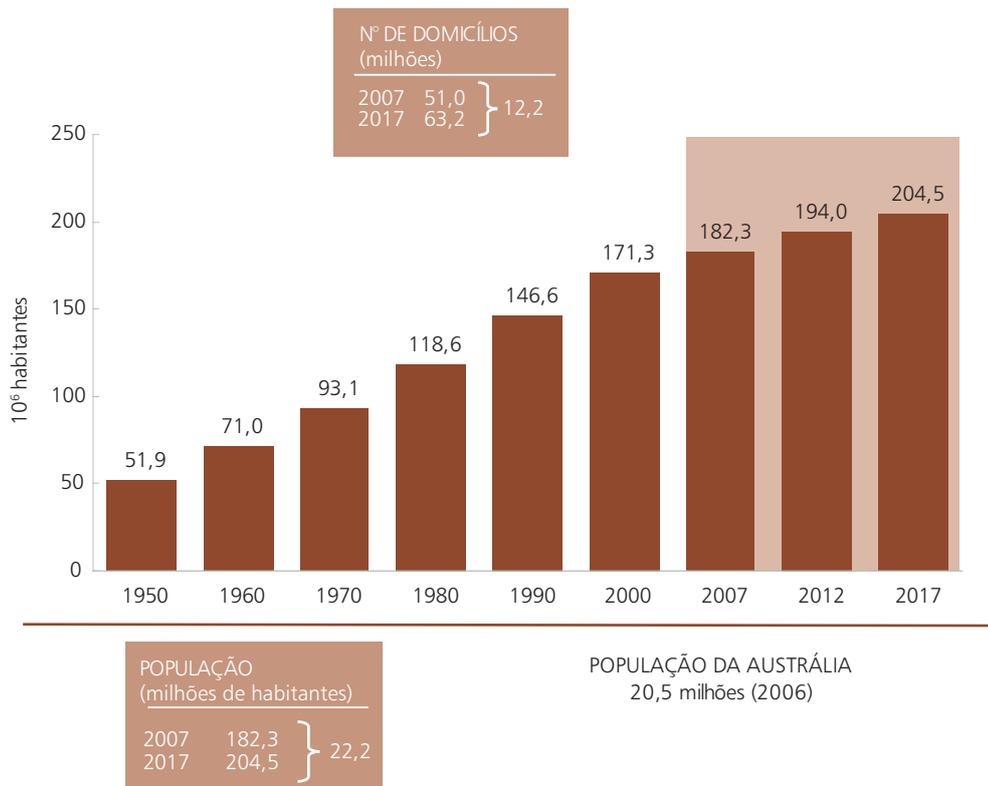
## 1. Indicadores de mercado e de consumo final de energia

A partir das informações do Capítulo II – Demanda de Energia, são apresentados os seguintes indicadores referentes às premissas e resultados das projeções de demanda de energia:

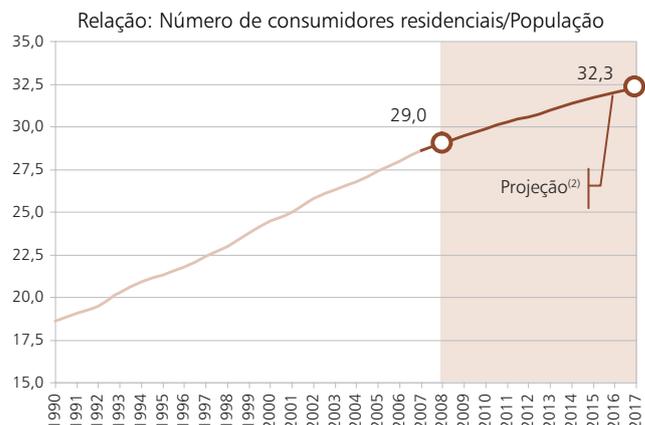
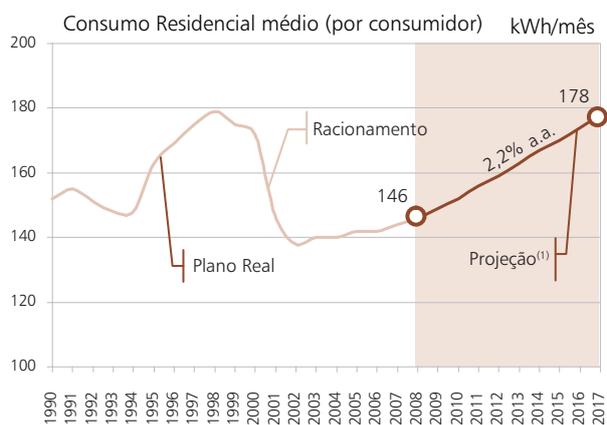
### Parâmetros Macroeconômicos e Demográficos

Parâmetros Macroeconômicos (médias por período)		
Discriminação	2008-2012	2013-2017
<b>Média das Principais Variáveis Exógenas</b>		
Taxa de poupança (% PIB)	19,5	20,0
Crescimento da PTF (% a.a.)(1)	1,6	1,8
Preço do petróleo (US\$/barril)(2)	92,3	77,8
Cresc. economia mundial (% a.a.)	4,5	4,0
<b>Taxa de Investimento(3) versus Taxa de Crescimento do PIB</b>		
Taxa de investimento total (% PIB)	18,9	20,6
Taxa de investimento público (% PIB)	3,2	3,5
Taxa de crescimento do PIB (% a.a.)	4,7	5,0
<b>Principais variáveis do desempenho do setor público</b>		
Superávit Primário (% PIB)	2,8	1,5
Superávit Nominal (% PIB)	-0,3	-0,1
Dívida Líquida do Setor Público (% PIB)	33,4	20,1
<b>Evolução das principais variáveis do setor externo (US\$ bilhões)</b>		
Exportações	199,5	284,0
Importações	184,2	273,7
Balança Comercial	15,3	10,3
Investimento Externo Direto (IED)	31,0	30,0
Saldo em Transações Correntes (% PIB)	-1,1	-1,5

Brasil. Cenário demográfico



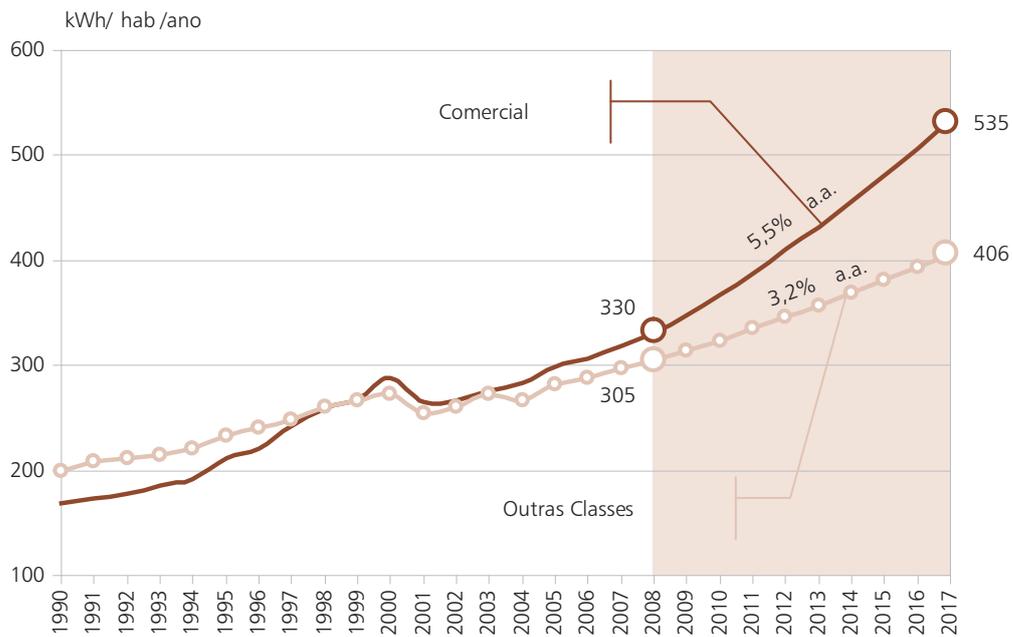
Indicadores do consumo residencial de eletricidade



(1) Resultante de modelo de projeção de demanda por uso final.

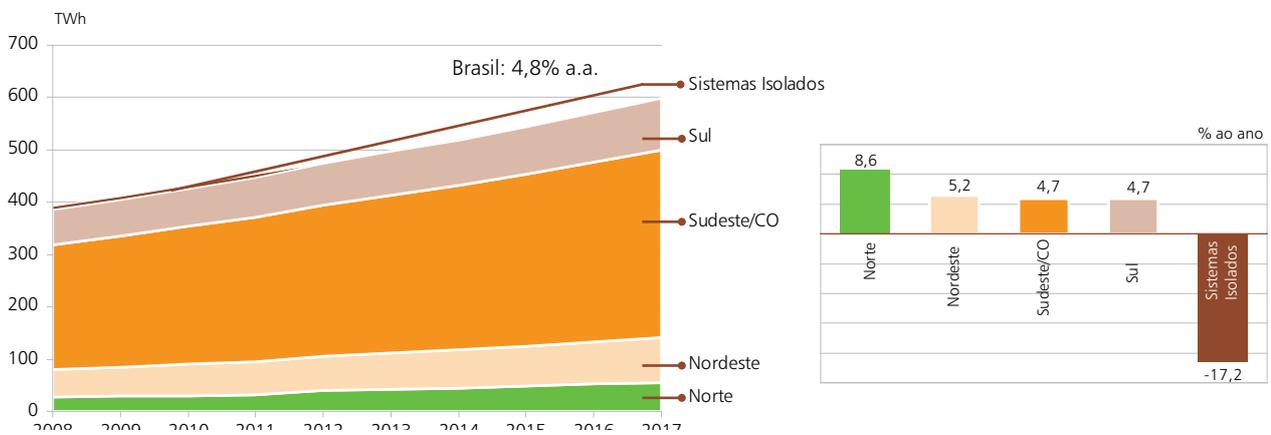
(2) Resultante de ajuste de curva logística aos dados históricos. Nível de saturação para taxa de atendimento de 100% e habitante por domicílio 2,5

## Indicadores do consumo de eletricidade: comercial e outras classes



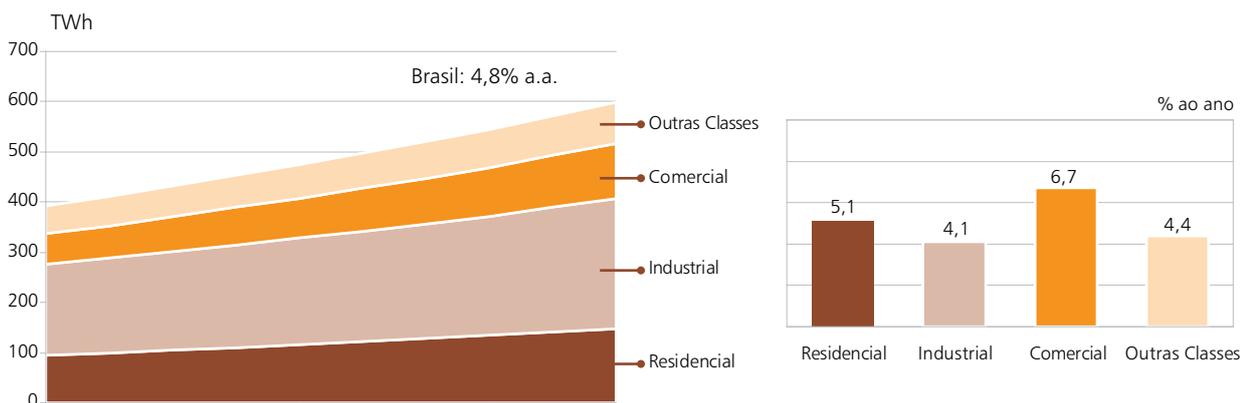
(\*) "Outras classes" engloba: rural, iluminação pública, serviço público, poder público e consumo próprio das concessionárias do setor elétrico.

## Brasil. Consumo de eletricidade na rede, por subsistema

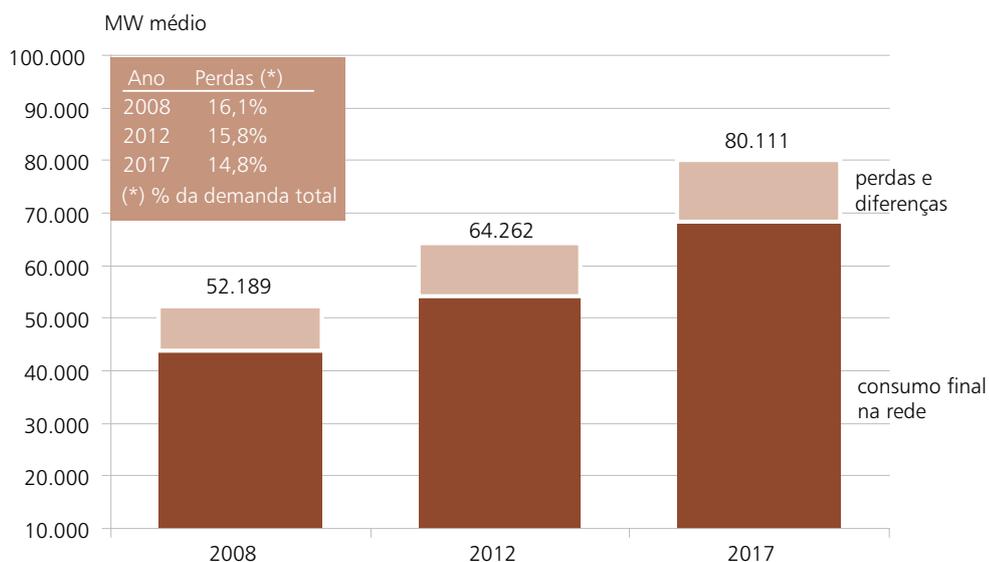


Nota: considera as interligações dos sistemas isolados Acre/Rondônia ao subsistema Sudeste/CO (2009) e dos sistemas isolados Manaus/Macapá/ margem esquerda do Amazonas ao subsistema Norte (2012).

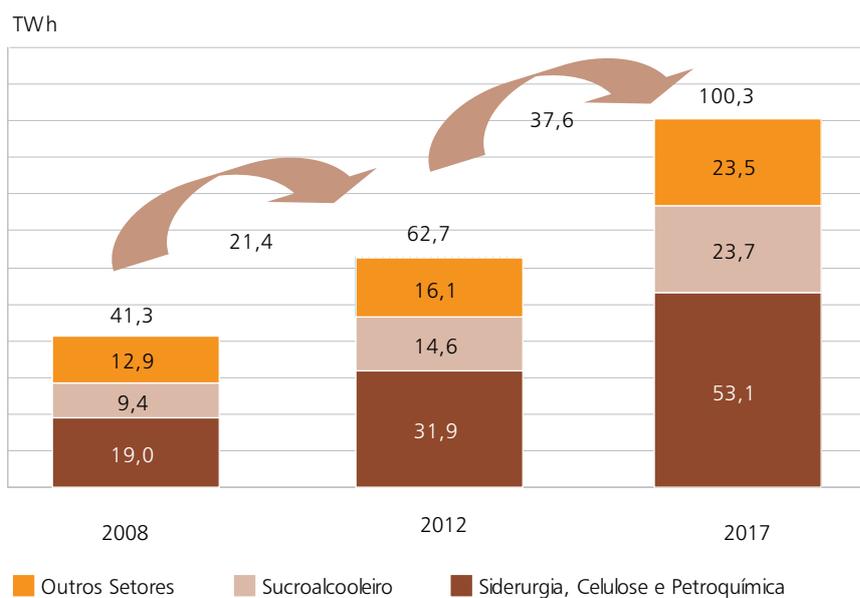
## Brasil. Consumo de eletricidade na rede, por classe



## Brasil. Requisitos da expansão da oferta na rede



## Brasil. Autoprodução de eletricidade

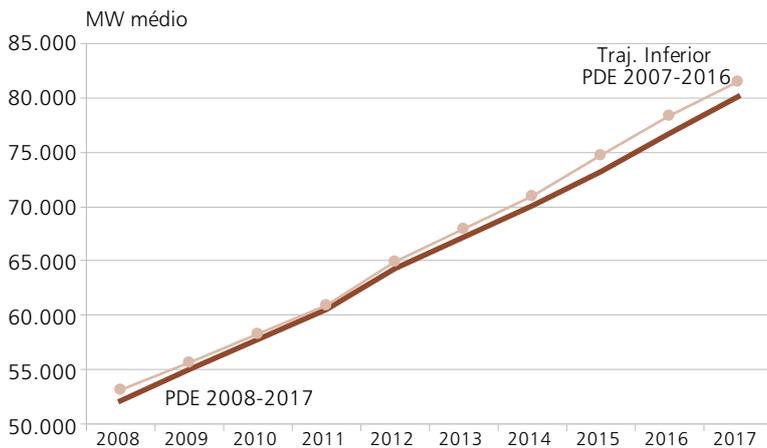


## Brasil. Autoprodução de eletricidade

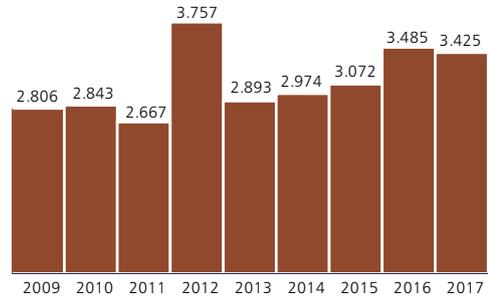
	2008	2012	2017
PIB (10 <sup>9</sup> R\$ [2007])	2.727	3.284	4.191
População (10 <sup>6</sup> hab)	184,7	194,0	204,5
Consumo final de energia elétrica (TWh)*	434,2	537,2	204,5
PIB per capita (R\$ [2007]/hab)	14.765	16.930	19.315
Consumo de eletricidade per capita (kWh/RS [2007])	2.351	2.770	3.420
Intensidade elétrica (kWh/R\$ [2007])	0,159	0,164	0,167
	<b>2008-13</b>	<b>2013-17</b>	<b>2008-17</b>
Elasticidade-renda do consumo de eletricidade (€)	1,15	1,08	1,11

\* Inclui autoprodução

## Sistema Interligado Nacional. Carga de energia

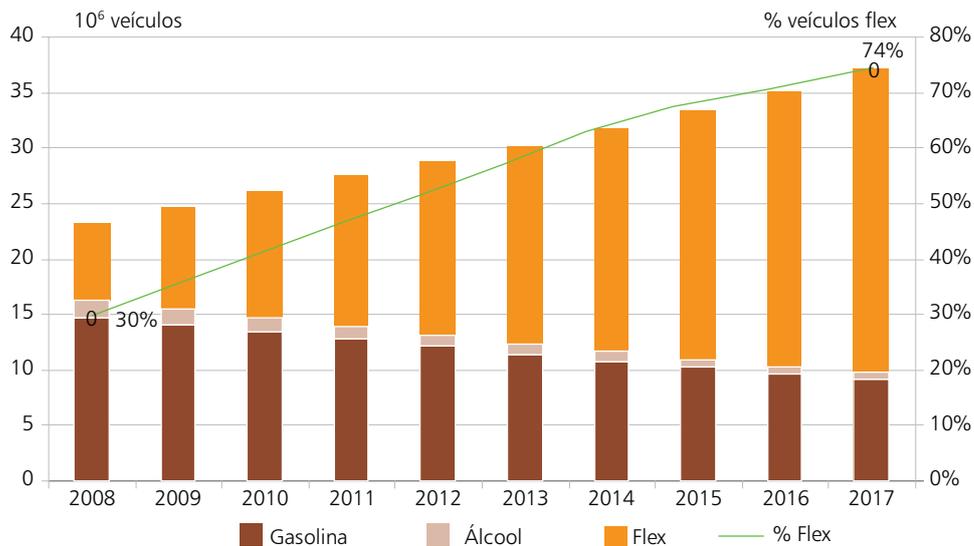


## Acréscimos anuais à carga de energia (MW médio)

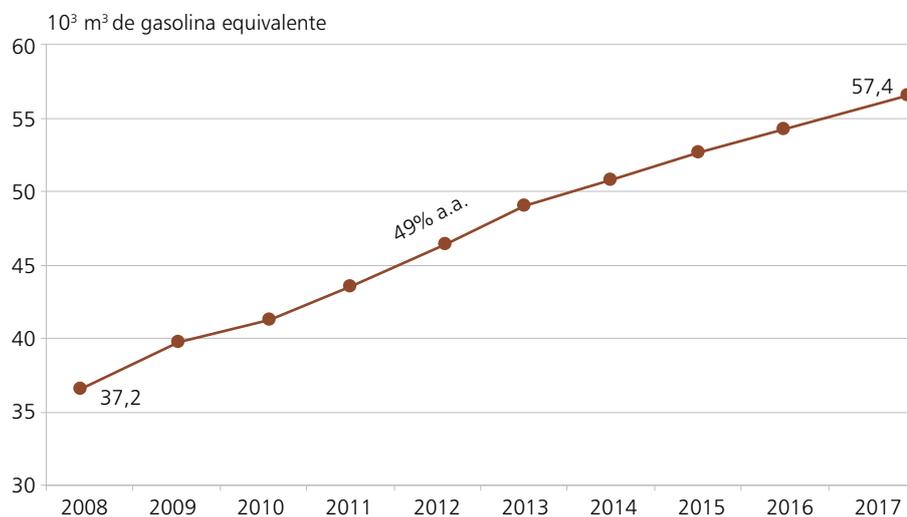


## Veículos leves ciclo Otto. Demanda de energia

## PERFIL DA FROTA POR COMBUSTÍVEL

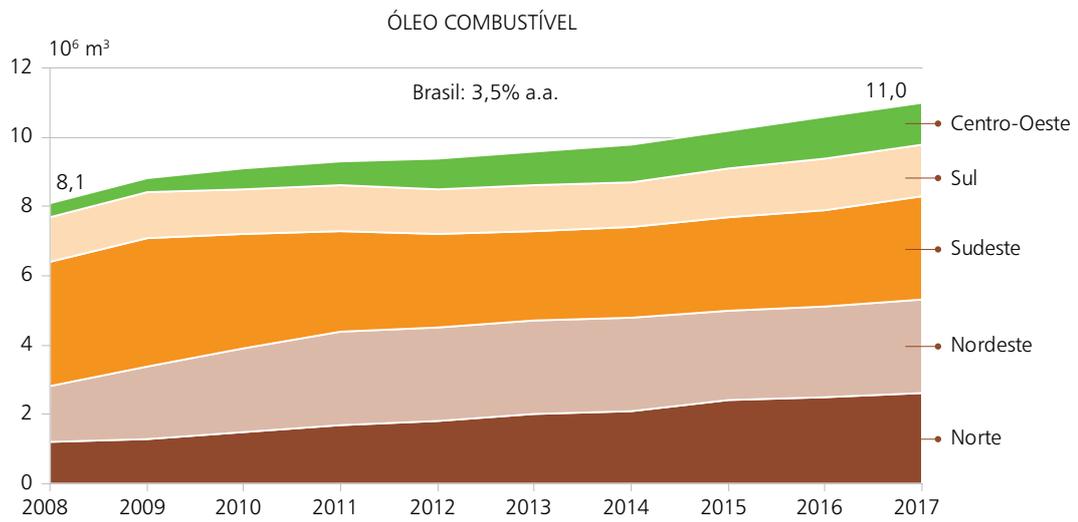
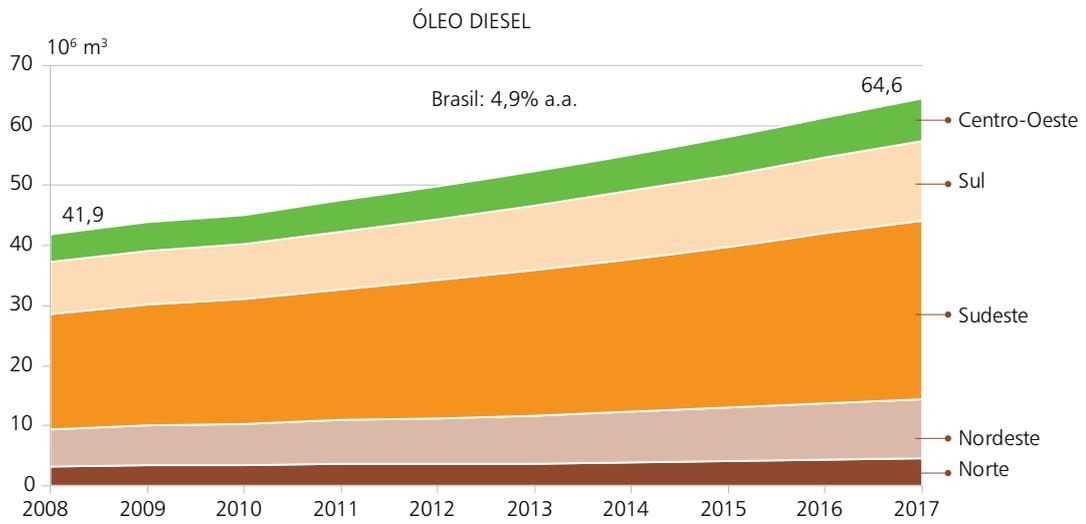


## DEMANDA TOTAL DE ENERGIA PARA VEÍCULOS LEVES CICLO OTTO



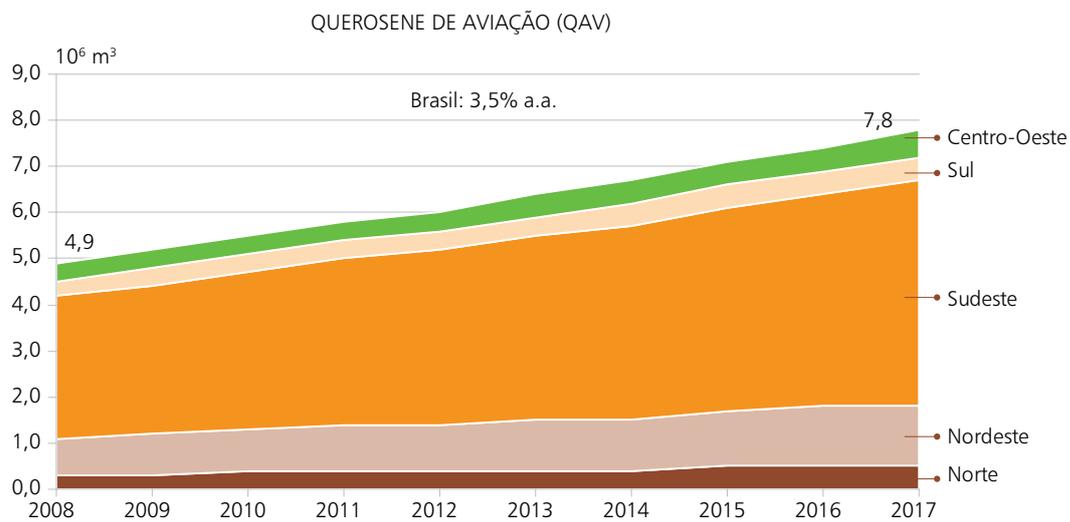
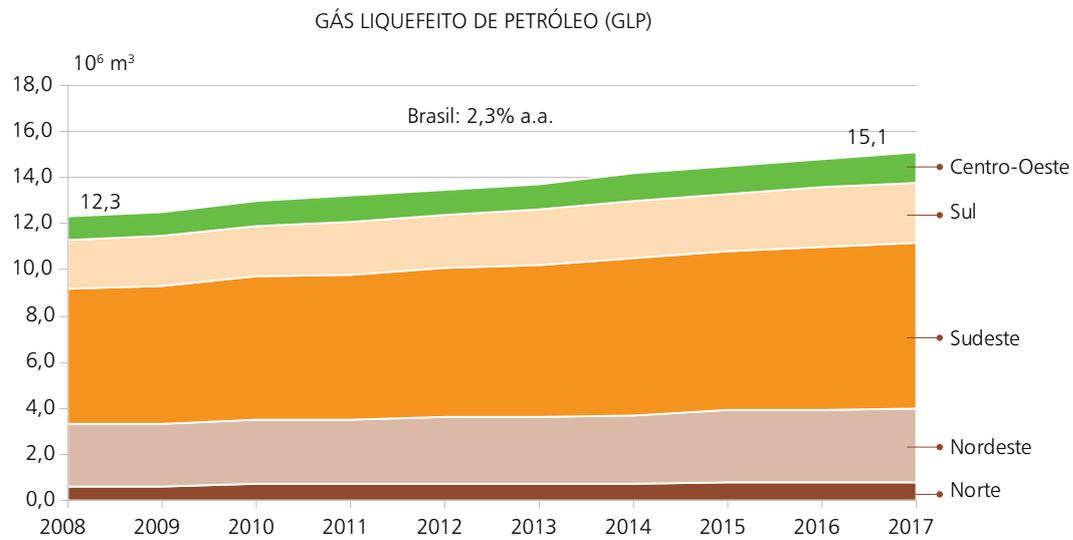
Premissa: etanol responderá por 75% do abastecimento de veículos flex.

Brasil. Consumo final de derivados, por região (\*)



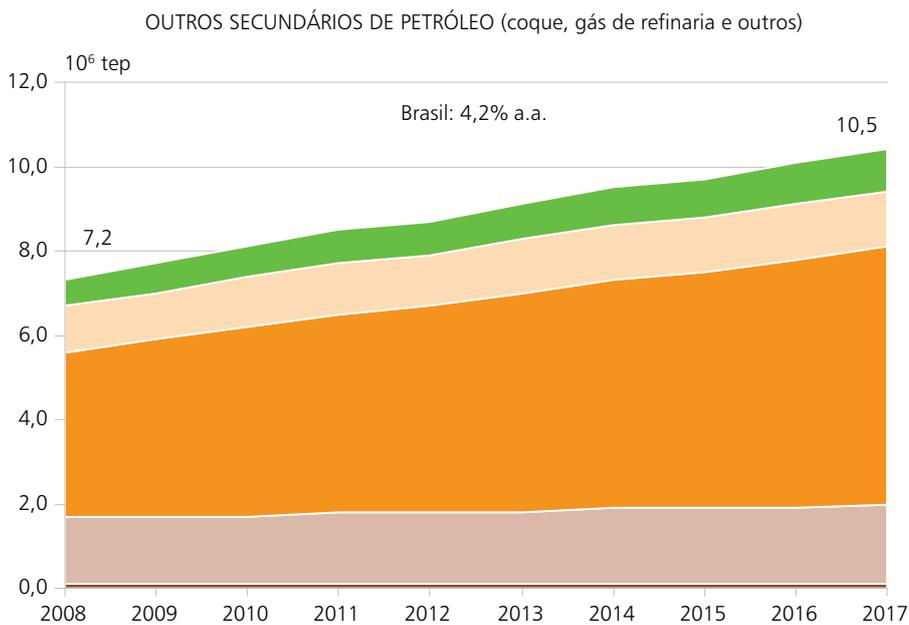
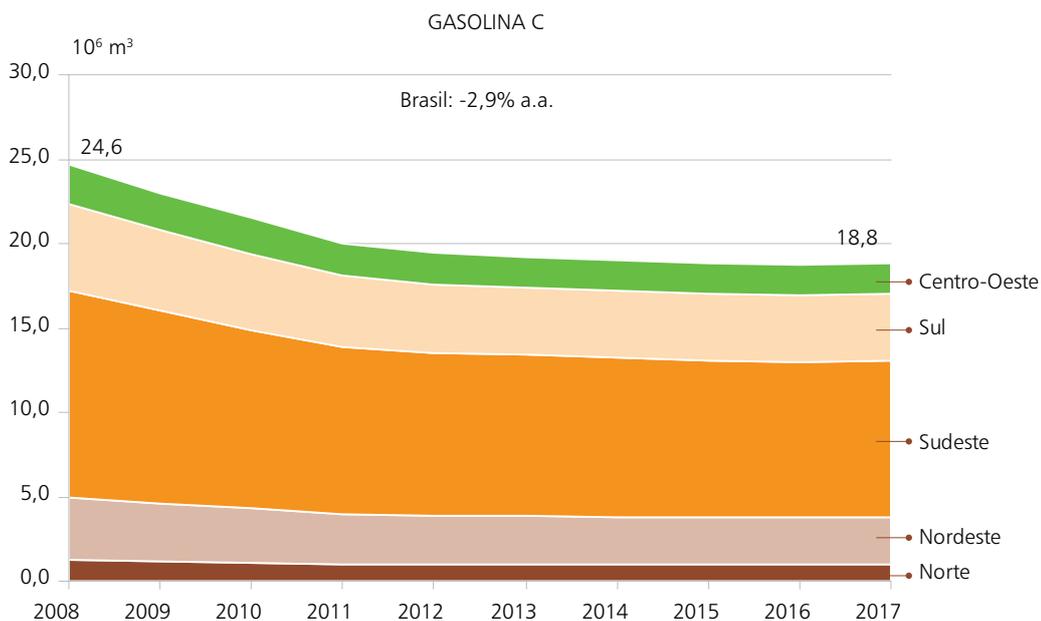
(\*) Não inclui consumo do setor energético

## Brasil. Consumo final de derivados, por região (\*)



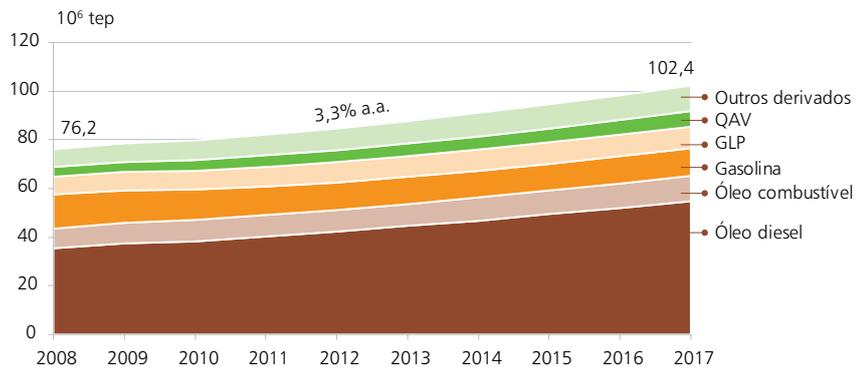
(\*) Não inclui consumo do setor energético

Brasil. Consumo final de derivados, por região (\*)

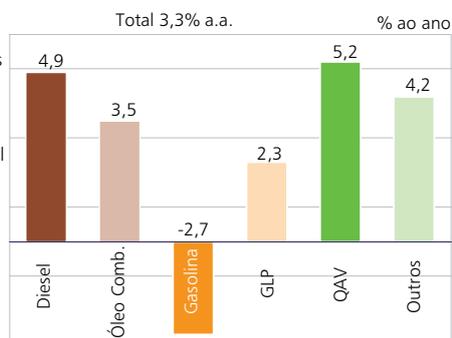


(\*) Não inclui consumo do setor energético

## Brasil. Consumo final de derivados, por derivado (\*)

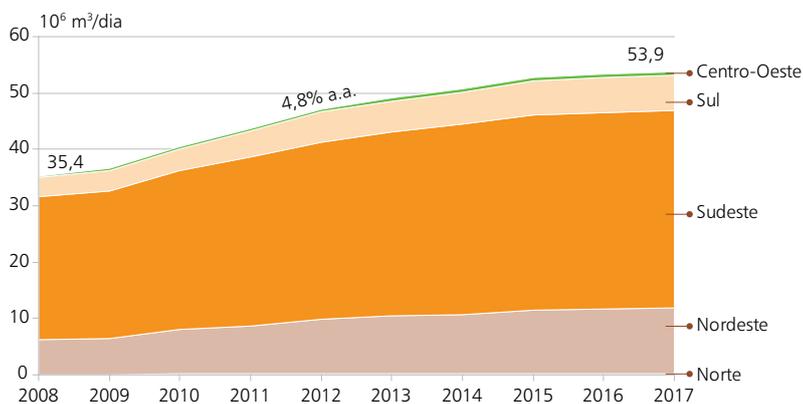


## Variação no período 2008-2017

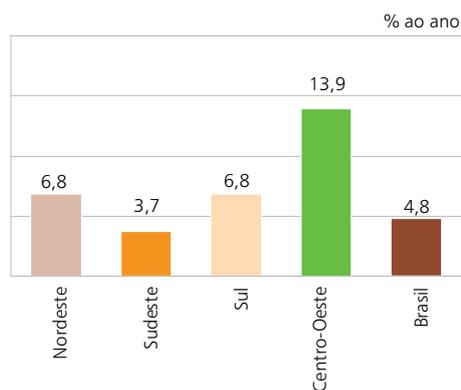


(\*) Não inclui consumo do setor energético

## Brasil. Consumo final de gás natural (\*)

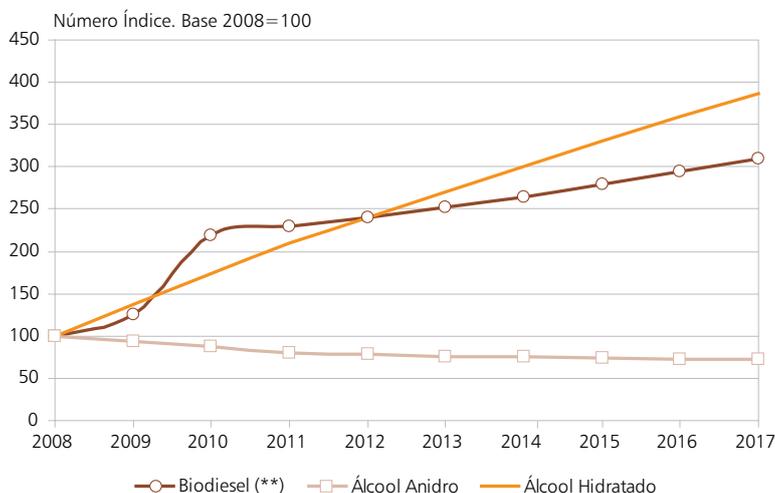


## Variação no período 2008-2017

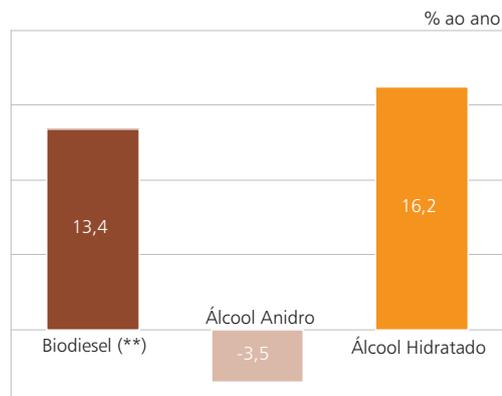


(\*) Não inclui consumo dos segmentos matéria-prima e cogeração das distribuidoras, consumo downstream do Sistema Petrobrás e consumo termelétrico.

## Brasil. Consumo final energético de biocombustíveis líquidos (\*)



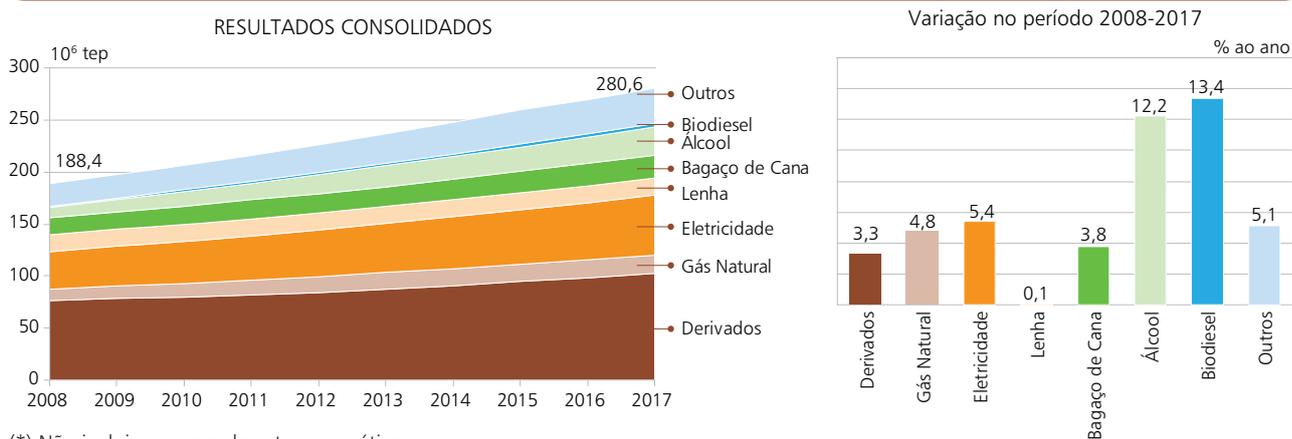
## Variação no período 2008-2017



(\*) Não inclui consumo do setor energético

(\*\*) Demanda obrigatória de biodiesel

Brasil. Consumo final energético, por fonte (\*)



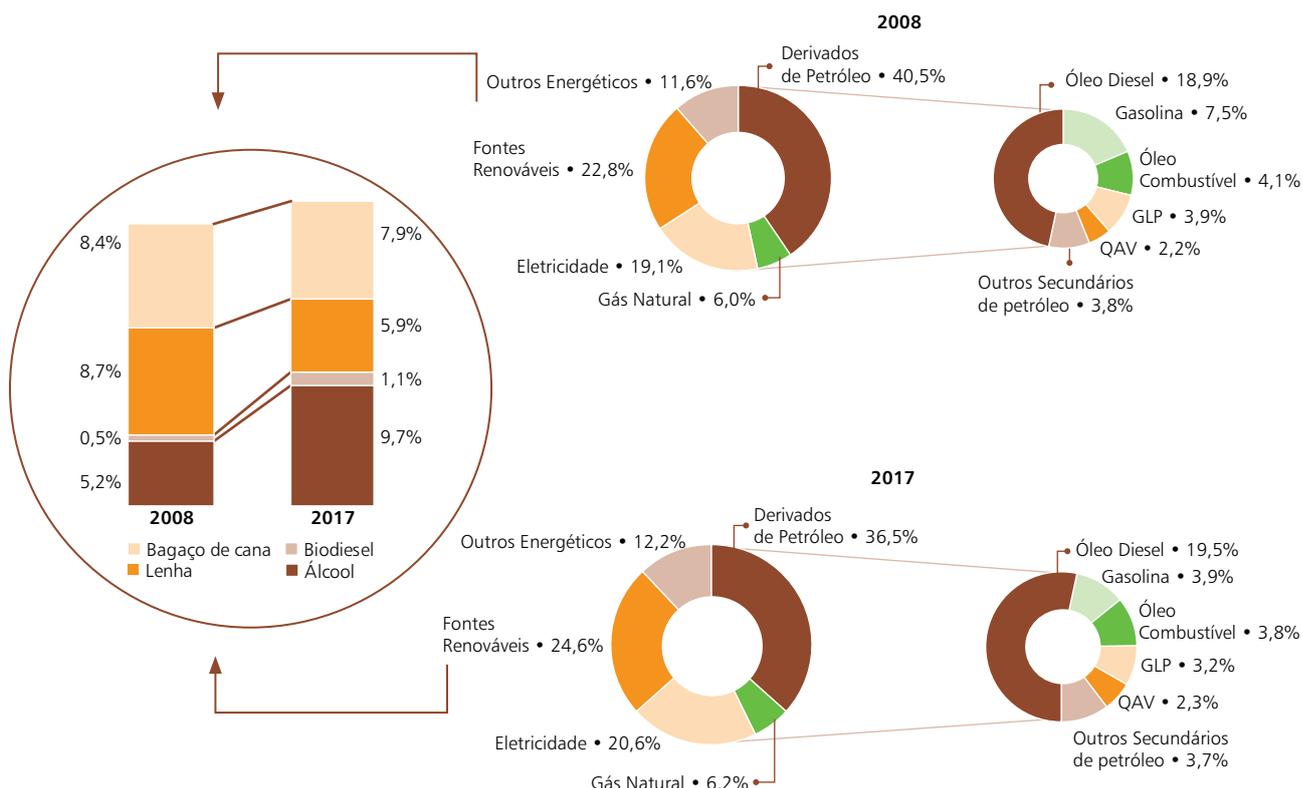
(\*) Não inclui consumo do setor energético

Brasil. Projeção da demanda de energia – Indicadores selecionados

	2008	2013	2017
PIB (10 <sup>9</sup> R\$ [2007])	2.727	3.448	4.191
População (10 <sup>6</sup> hab)	184,7	194,0	204,5
Consumo final energético* (10 <sup>6</sup> tep)	207,2	251,4	310,5
PIB per capita (R\$ [2007]/hab)	14.765	16.930	20.490
Consumo final de energia per capita (tep/hab)	1,122	1,296	1,518
Intensidade energética (tep/10 <sup>3</sup> R\$[2007])	0,076	0,077	0,074
	<b>2008-13</b>	<b>2013-17</b>	<b>2008-17</b>
Elasticidade-renda do consumo de energia(ε)	1,04	0,86	0,94

(\*) Inclui consumo do setor energético

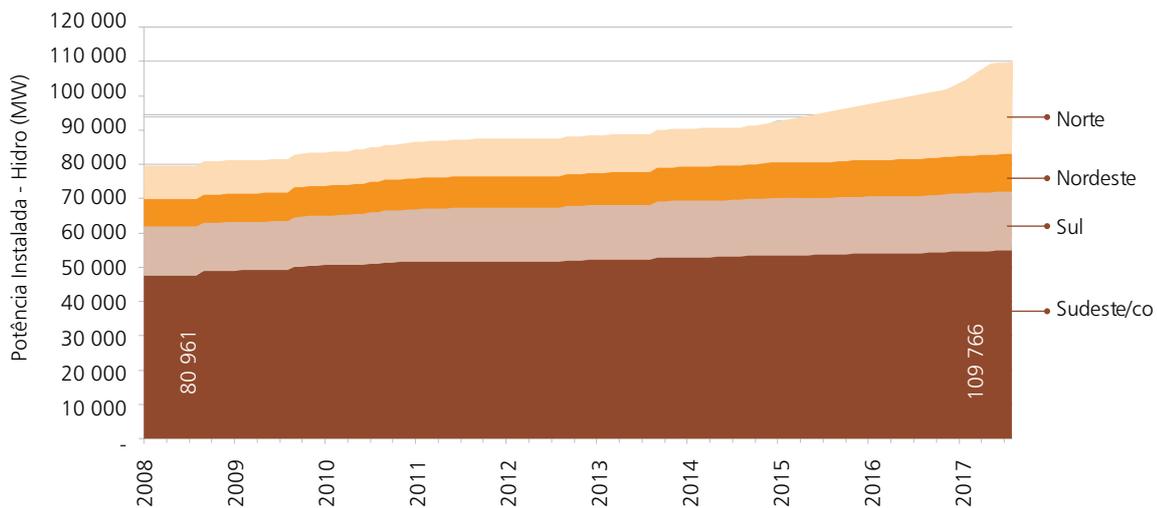
Brasil. Estrutura do consumo final energético, por fonte (%)  
 Brasil. Participação das fontes renováveis no consumo final energético (%)



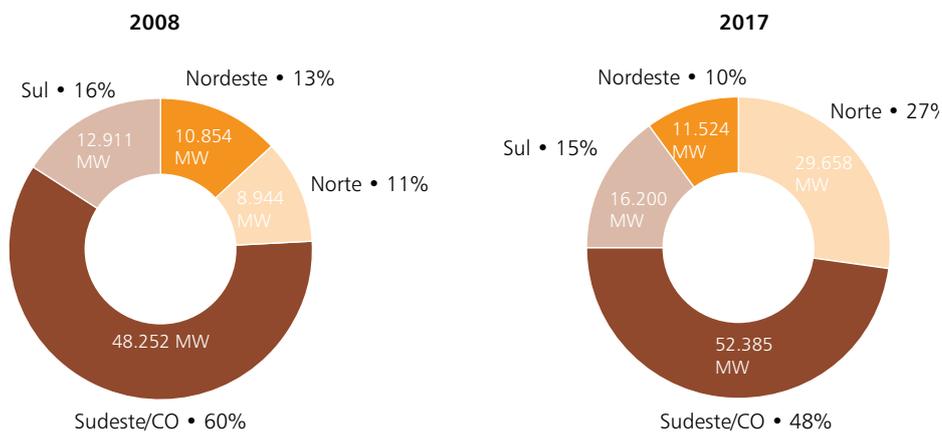
## 2. Indicadores da expansão da geração de energia elétrica

A partir das informações do Capítulo III – Oferta de Energia Elétrica: Parte 1 – Geração de Energia Elétrica, são apresentados os seguintes indicadores referentes à configuração de referência do sistema de geração:

Evolução da capacidade instalada hidrelétrica do SIN (MW)

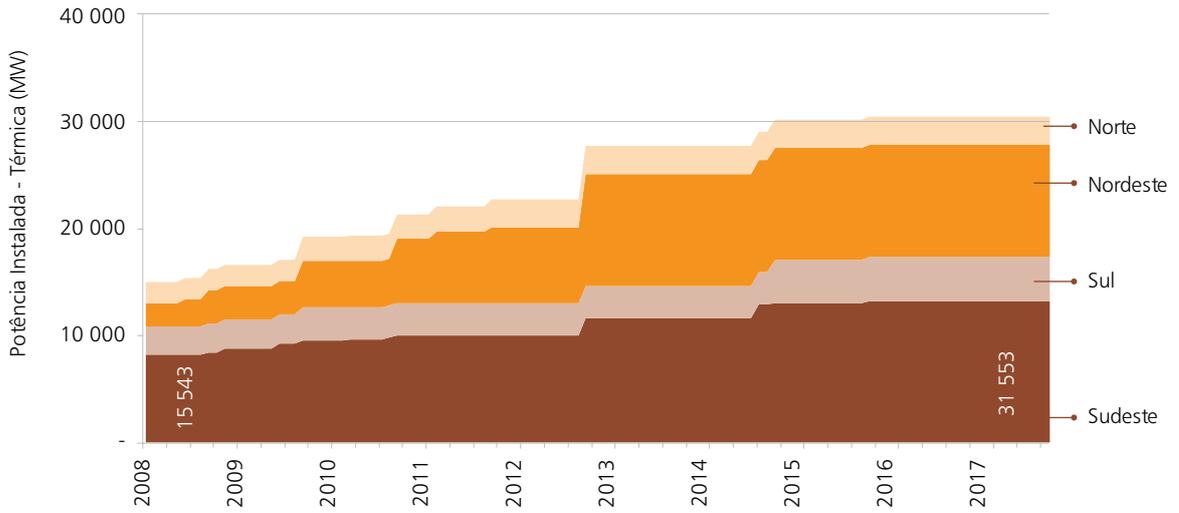


Distribuição da capacidade instalada hidrelétrica pelos subsistemas

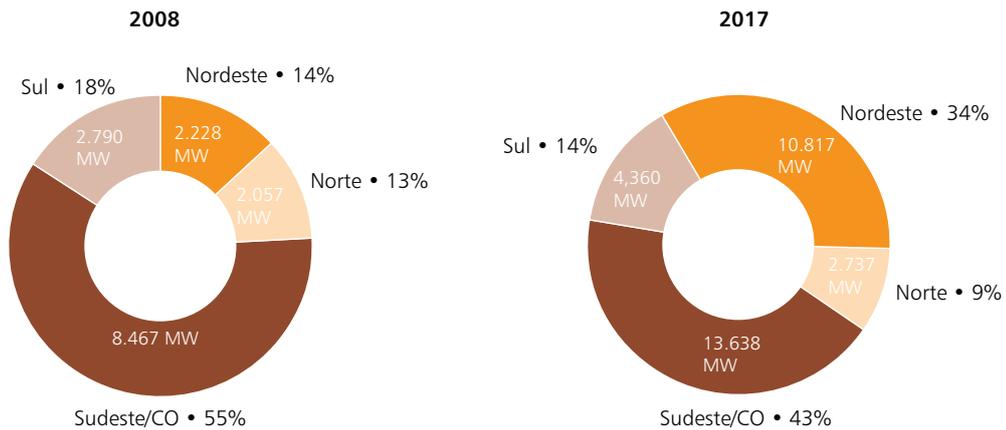


Nota: Considerada a importação de Itaipu proveniente da potência contratada ao Paraguai.

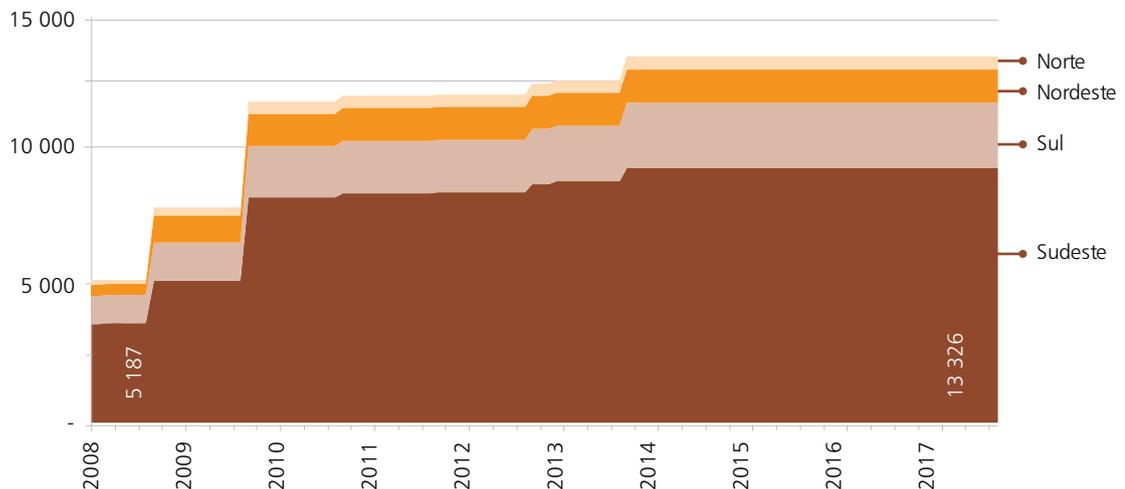
Evolução da capacidade instalada termelétrica do SIN (MW)



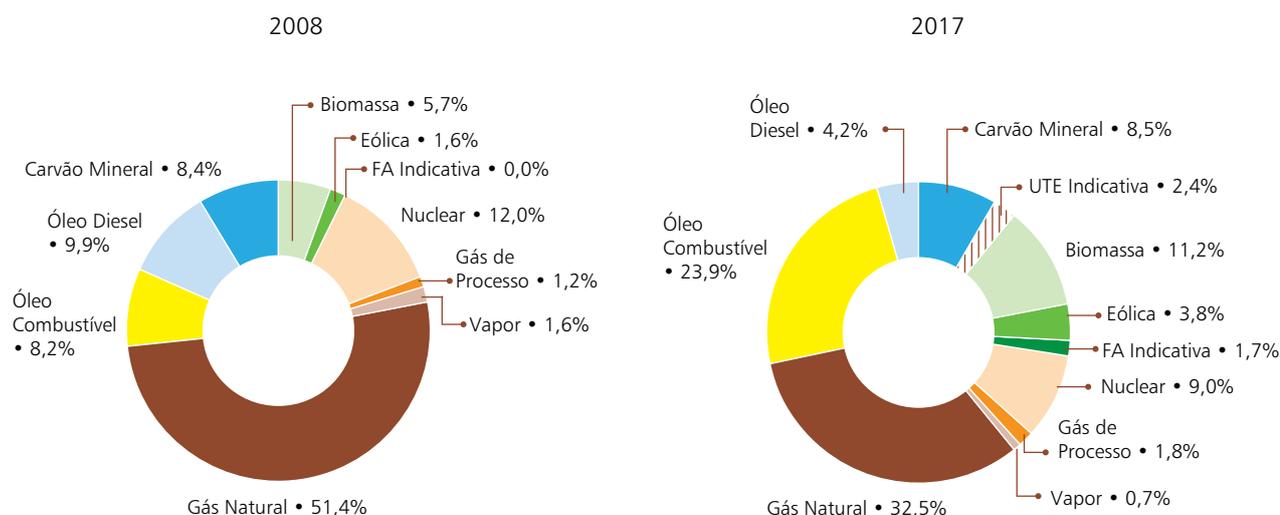
Distribuição da capacidade instalada hidrelétrica pelos subsistemas



Evolução da capacidade instalada de fontes alternativas (MW)



### Participação das diversas fontes não hidrelétricas - termelétricas e fontes alternativas (em % de capacidade instalada)

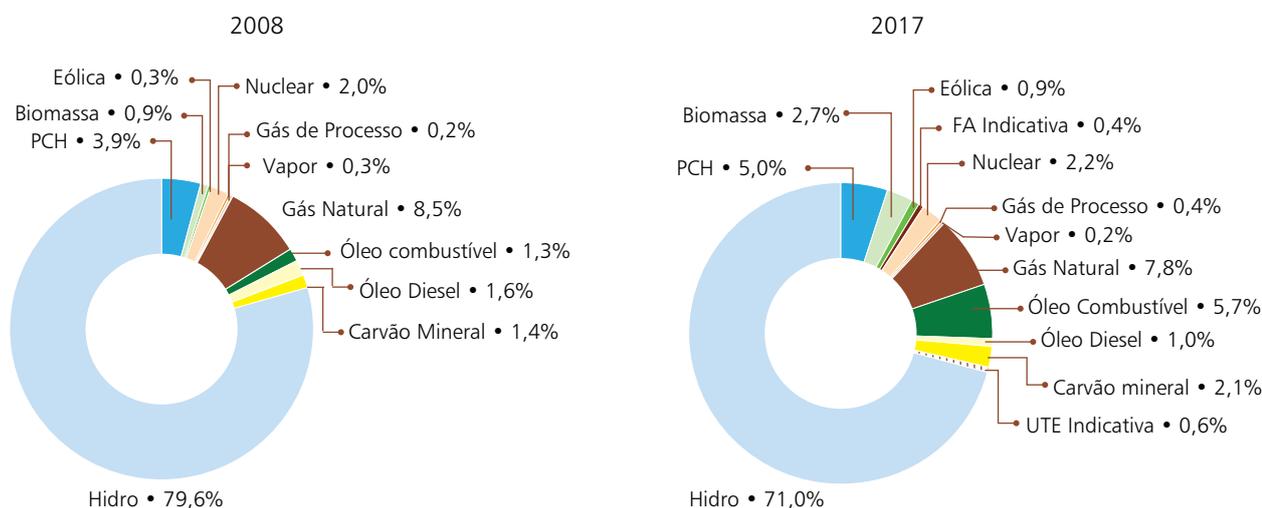


### Evolução da capacidade instalada por tipo de fonte (MW) <sup>(1)</sup>

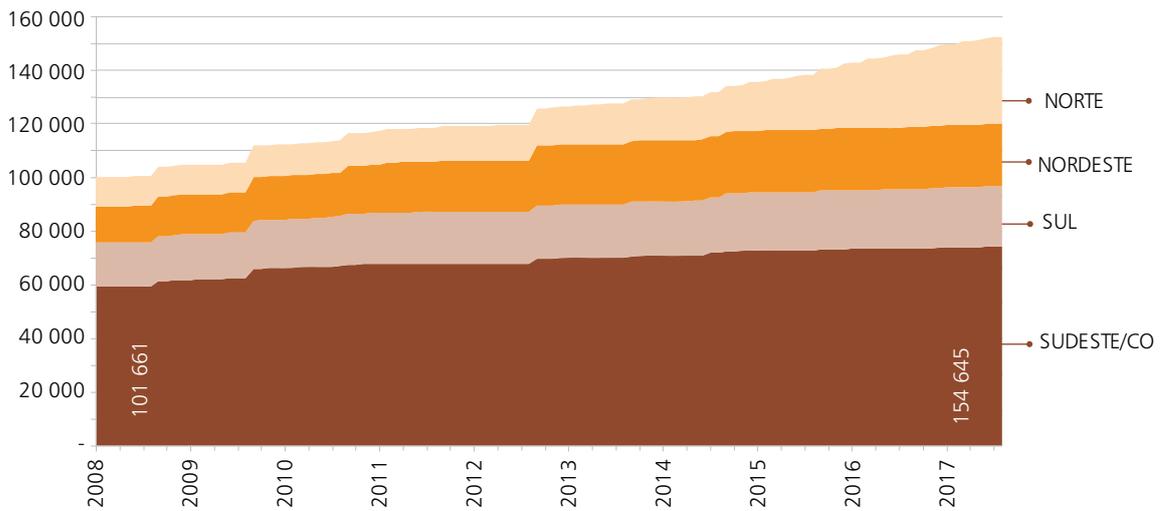
Tipo	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Hidro	80 961	81 669	83 653	85 386	86 044	88 505	90 491	95 888	103 230	109 766
Pch	3 951	5 157	6 261	6 415	6 445	6 859	7 734	7 734	7 734	7 734
Nuclear	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	2 007	3 357	3 357	3 357	3 357
Óleo Combustível	1 369	1 673	3 405	4 845	5 271	8 889	8 889	8 889	8 889	8 889
Gás Natural	8 997	9 107	9 323	9 818	10 382	12 059	12 059	12 059	12 059	12 059
Óleo Diesel	1 657	2 516	2 691	2 691	2 127	1 574	1 574	1 574	1 574	1 574
Carvão Mineral	1 415	1 415	1 765	2 465	2 815	3 175	3 175	3 175	3 175	3 175
Biomassa	982	1 637	3 997	4 056	4 056	4 170	4 170	4 170	4 170	4 170
Gás De Processo	197	687	687	687	687	687	687	687	687	687
Ute Indicativa	-	-	-	-	-	-	-	900	900	900
Vapor	272	272	272	272	272	272	272	272	272	272
Eólica	274	1 045	1 423	1 423	1 423	1 423	1 423	1 423	1 423	1 423
Fa Indicativa	-	-	-	-	-	-	-	320	640	640
<b>Total</b>	<b>102 082</b>	<b>107 185</b>	<b>115 482</b>	<b>120 065</b>	<b>121 528</b>	<b>129 619</b>	<b>133 830</b>	<b>140 447</b>	<b>148 109</b>	<b>154 645</b>

Notas: (1) potência instalada em dezembro de cada ano

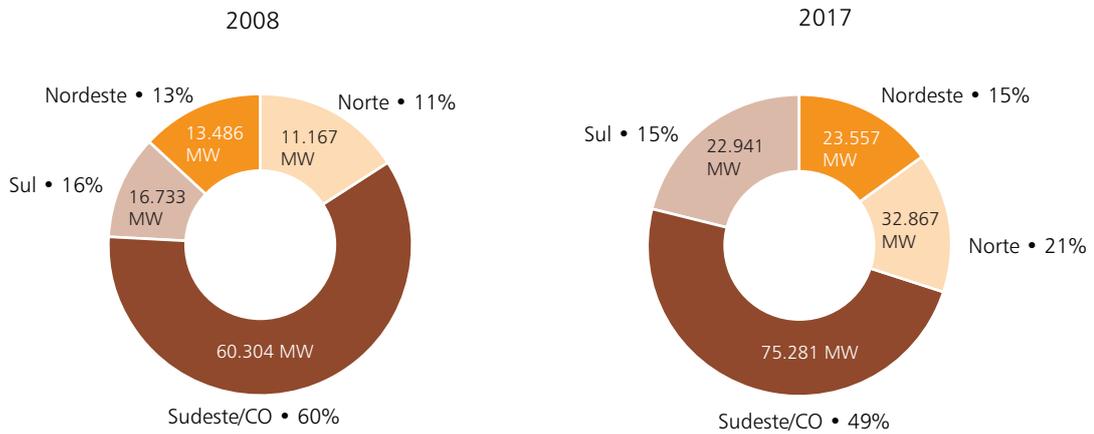
### Participação dos diversos tipos de fonte (% de capacidade instalada total)



Evolução da capacidade instalada total do SIN (MW)



Distribuição da capacidade instalada total pelos subsistemas



Requisitos de expansão das interligações



Ano 2012  
MAD – SE/CO : 2.800 MW med

Ano 2014  
MAD – SE/CO: 3.100 MW med  
IMP – N/Man: 1.650 MW med  
N/Man/AP – IMP: 2.600 MW med  
IMP – SE/CO e SE/CO – IMP: 1.100 MW med

Ano 2015  
TP – SE/CO: 1.500 MW med  
BM – N/Man: 2.600 MW med

Ano 2016  
IMP – SE/CO e SE/CO – IMP: 1.500 MW med  
TP – SE/CO: 1.500 MW med

Ano 2017  
BM – N/Man: 2.900 MW med  
MD – SE/CO: 1.000 MW med  
TP – SE/CO: 1.500 MW med

### 3. Indicadores da expansão da transmissão de energia elétrica

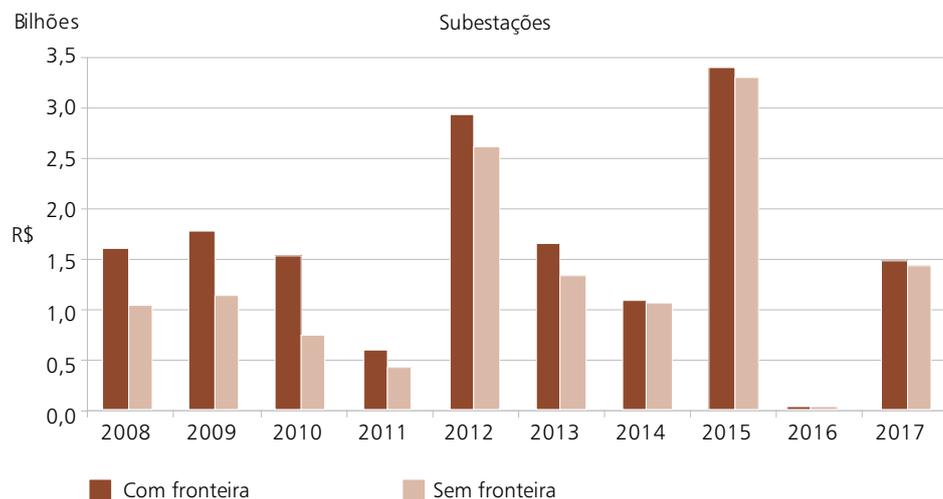
A partir das informações do Capítulo III – Oferta de Energia Elétrica: Parte 2 – Transmissão de Energia Elétrica são apresentados os seguintes indicadores:

Evolução física do Sistema Interligado Nacional (SIN)						
SIN - Linhas de transmissão (km)						
Tensão	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV
<b>Total 2007</b>	<b>86.395</b>					
Existente em 2007	2.698	1.612	29.262	6.791	9.218	36.814
Evolução 2008-2017	-	9.350	18.330	17	625	8.066
Estimativa 2017	2.698	10.962	47.592	6.808	9.843	4.880
<b>Total 2017 = 122.782</b>						

SIN - Transformação (MVA)						
Tensão	750 kV	±600 kV	500 kV	440 kV	345 kV	230 kV
<b>Total 2007</b>	<b>188.587</b>					
Existente em 2007	21.000	70.826	17.652	29.885	49.224	36.814
Evolução 2008-2017	-	35.938	5.300	9.014	21.105	8.066
Estimativa 2017	21.000	106.764	22.952	38.899	70.329	4.880
<b>Total 2017 = 259.944</b>						

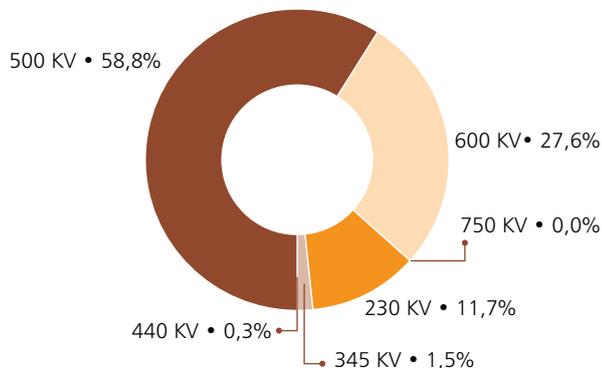
Nota: Inclui os transformadores de fronteira.

#### Estimativa de Investimentos na Expansão do Sistema Interligado Nacional (SIN)

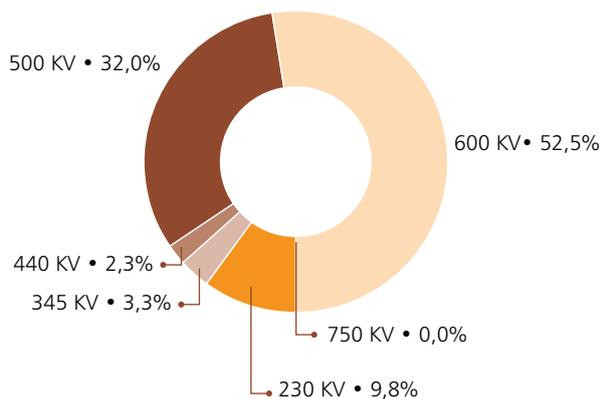


Valores desagregados por nível de tensão

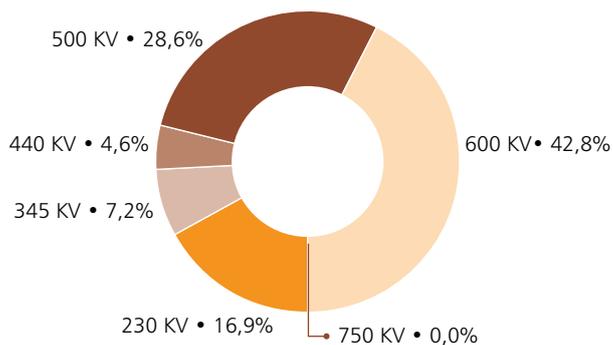
Estimativas de Investimentos em Linhas de Transmissão por nível de Tensão (%)  
Total=24,86 bilhões



Estimativas de Investimentos em Subestações (sem fronteira) por nível de Tensão (%)  
Total=11,58 bilhões

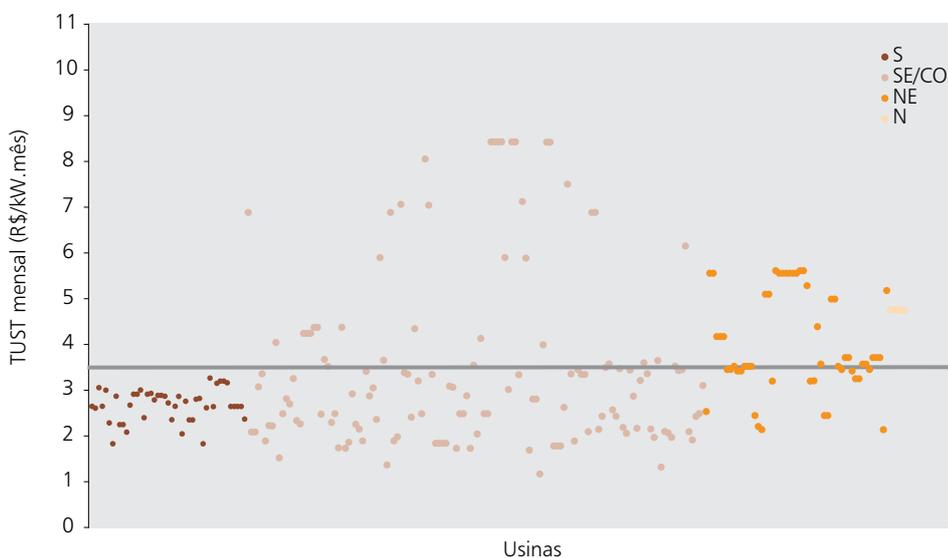


Estimativas de Investimentos em Subestações (com fronteira) por nível de Tensão (%)  
Total=14,22 bilhões

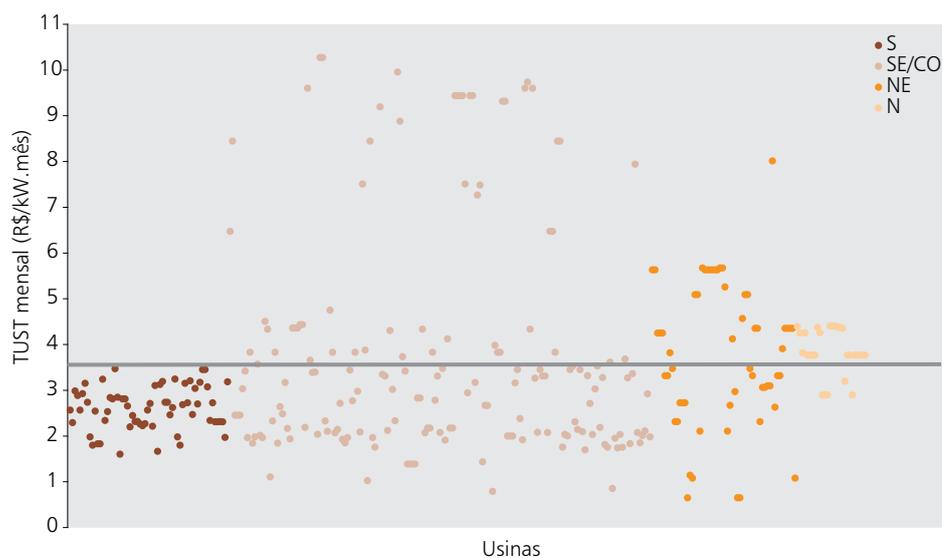


Evolução das Tarifas de Uso do Sistema de Transmissão (TUST)

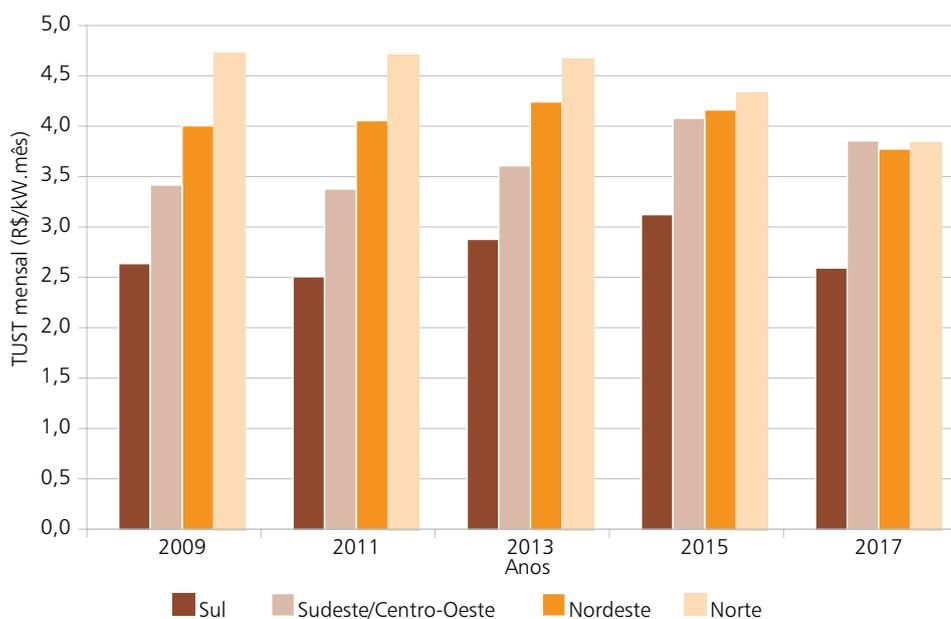
Tarifas de Geração - Ano 2009



## Tarifas de Geração – Ano 2017



## Tarifas de Geração – TUST média



## Tarifas de carga – Ano 2009

Submercado	R\$/kW.mês		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	3,957	5,456	4,817
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	6,610	4,409
Nordeste	1,581	5,679	3,744
Norte	2,385	6,946	3,696

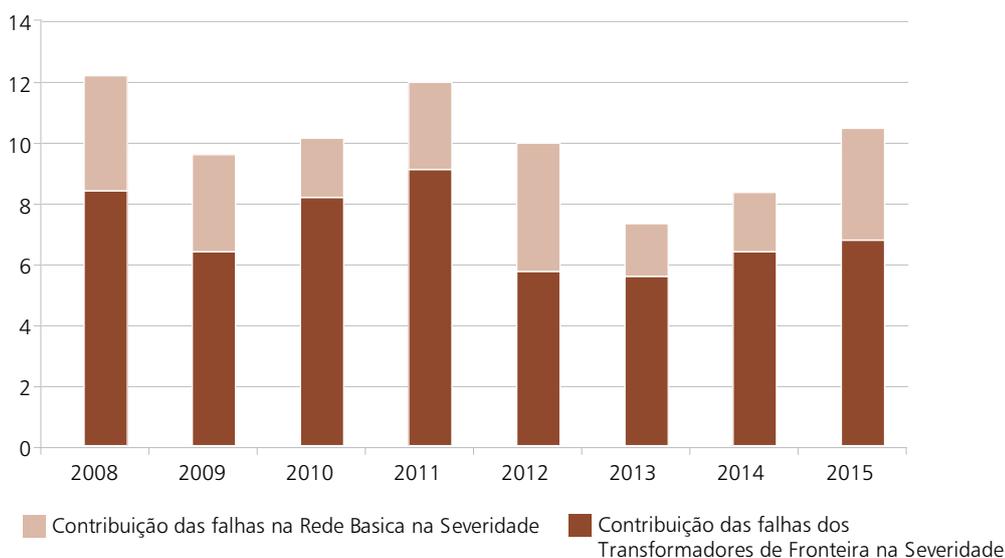
## Tarifas de carga – Ano 2017

Submercado	R\$/kW.mês		
	Mínima	Máxima	Média
Sul	4,537	6,942	6,942
Sudeste/Centro-Oeste	0,000	7,363	5,255
Nordeste	1,926	7,690	5,168
Norte	3,583	9,847	4,928

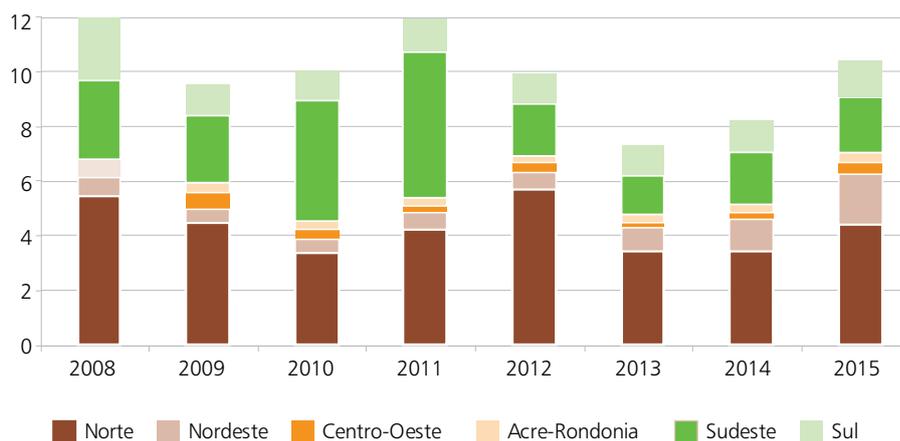
## Indicadores de confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN)

Classificação dos Índices de Severidade (Sistema-minuto)			
Classificação	Severidade S (Sistema.Minuto)	Interpretação	Diagnóstico operativo
Grau 0	$S < 1$	Favorável	Baixíssimo risco
Grau 1	$1 \leq S < 10$	Satisfatório	Baixo risco
Grau 2	$10 \leq S < 100$	Limítrofe	Risco médio
Grau 3	$100 \leq S < 1000$	Grave	Sério Impacto p/ alguns consumidores
Grau 4	$S \geq 1000$	Muito Grave	Sério Impacto p/ muitos consumidores

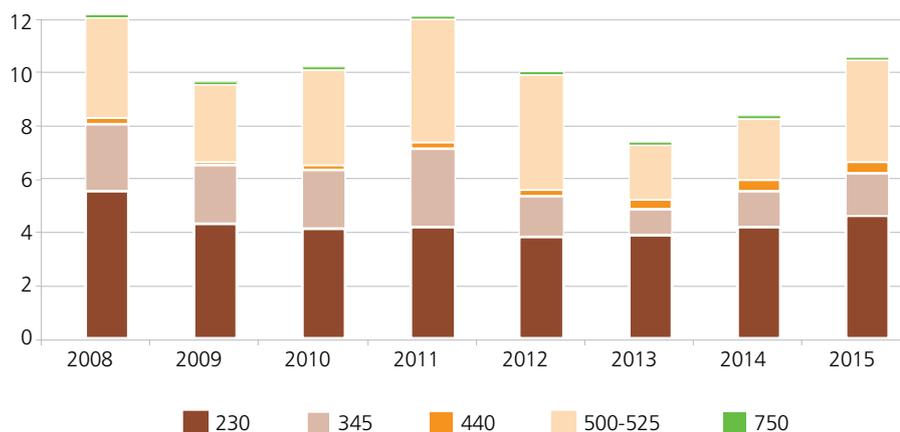
## Índice de severidade total do SIN estratificado por Rede Básica / Fronteira



## Índice de severidade total do SIN estratificado por subsistema elétrico



## Índice de severidade total do SIN estratificado por nível de tensão

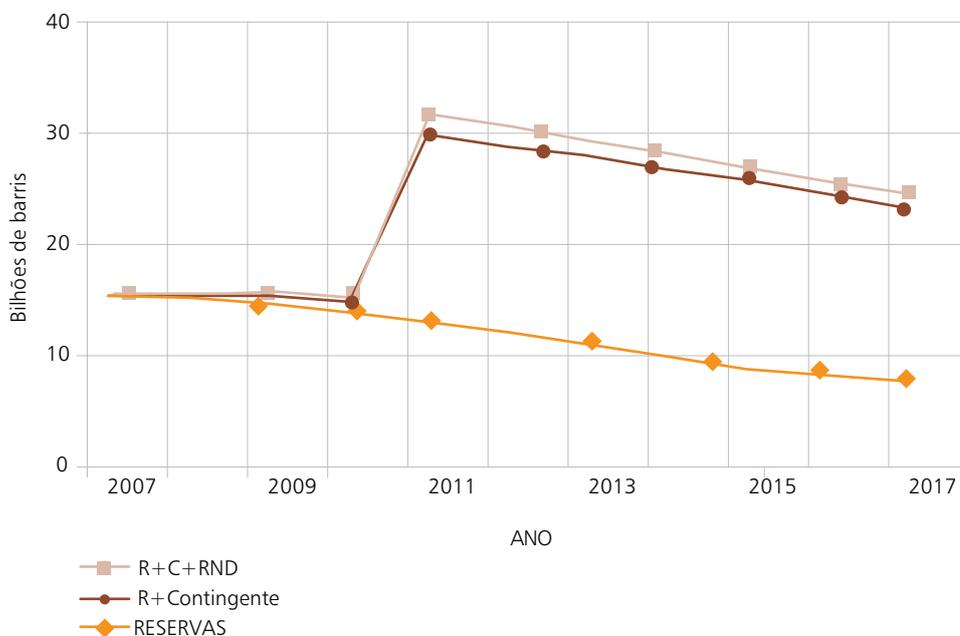


## 4. Indicadores associados às reservas e produção de petróleo e gás natural

A partir das informações do Capítulo IV – Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural, apresentam-se os seguintes indicadores para o período 2008-2017:

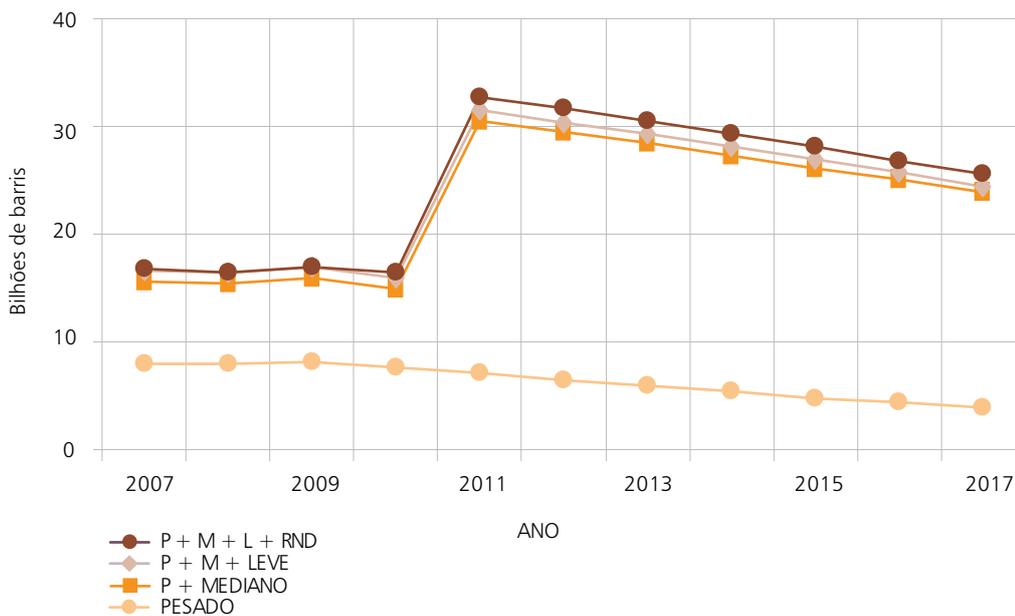
## Reservas e Produção de Petróleo

## Previsão de reserva nacional de petróleo

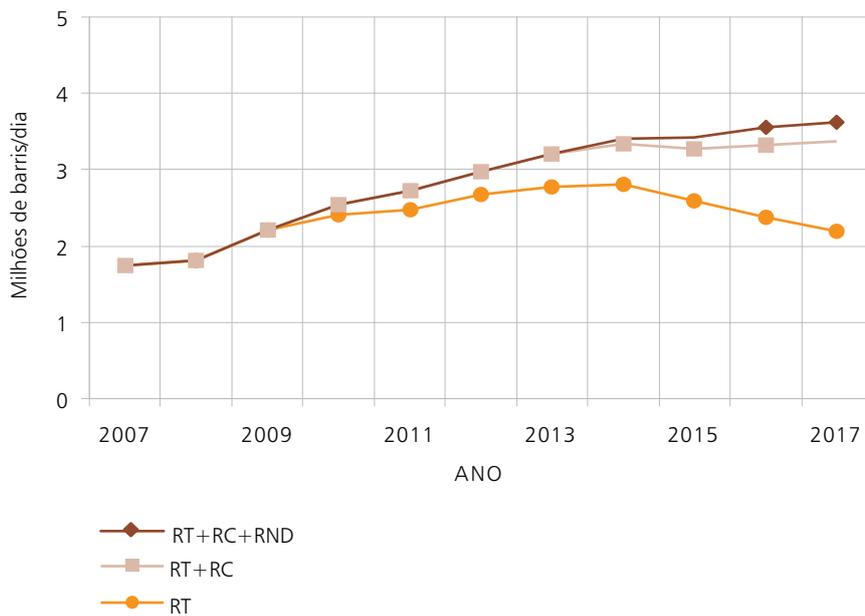


R= Reservas; C= Contingente; RND=recursos não-descobertos

Previsão de reserva nacional de petróleo classificada por tipo

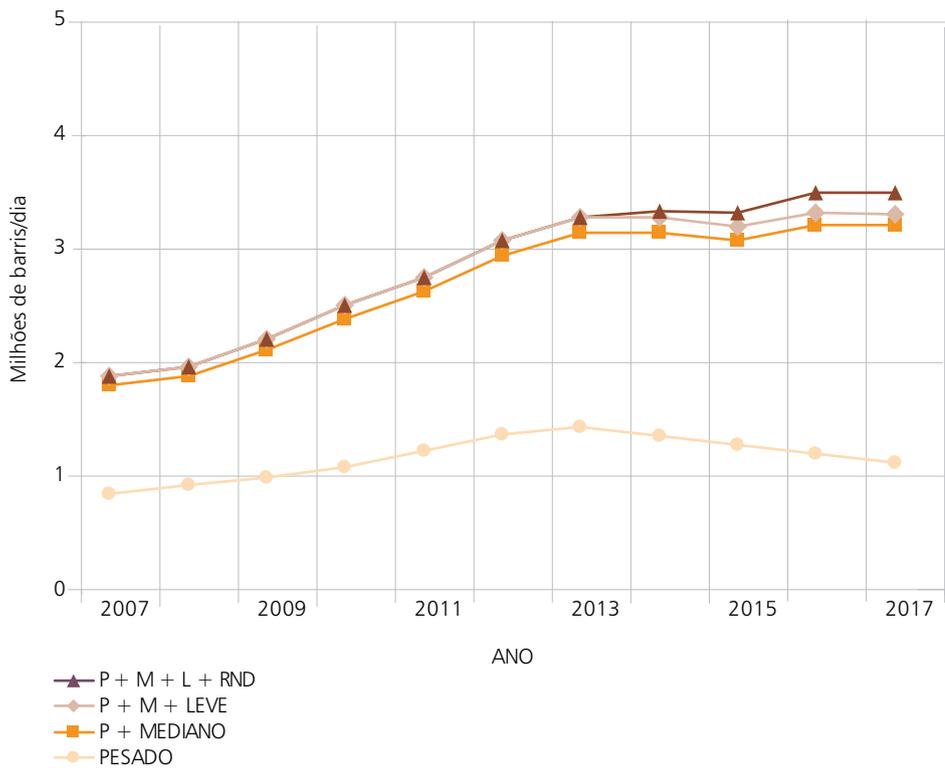


Previsão de produção nacional de petróleo



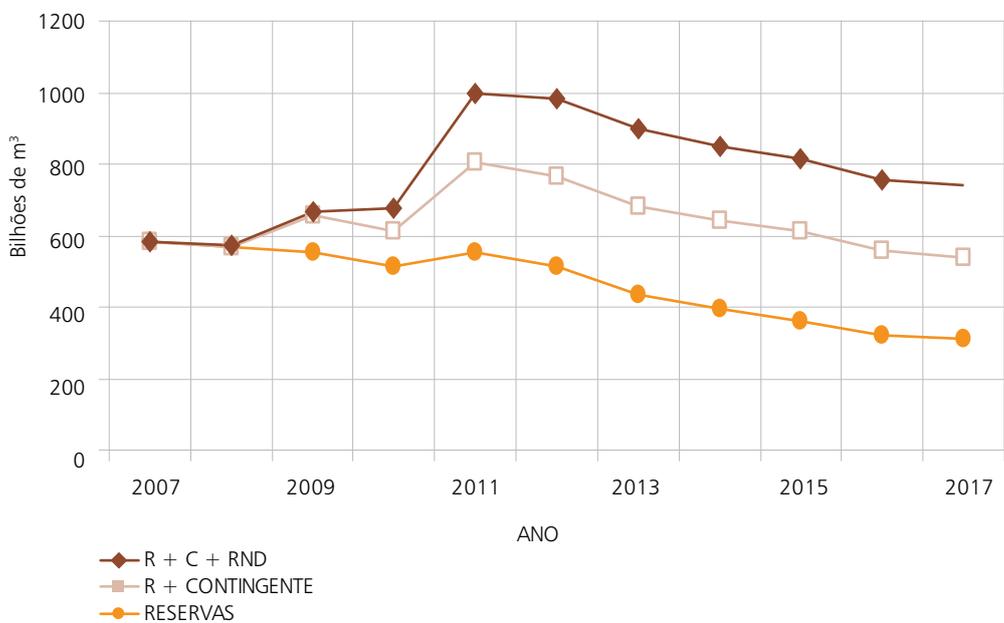
R= Reservas; C= Contingente; RND=recursos não-descobertos

## Previsão de produção nacional de petróleo classificada por tipo



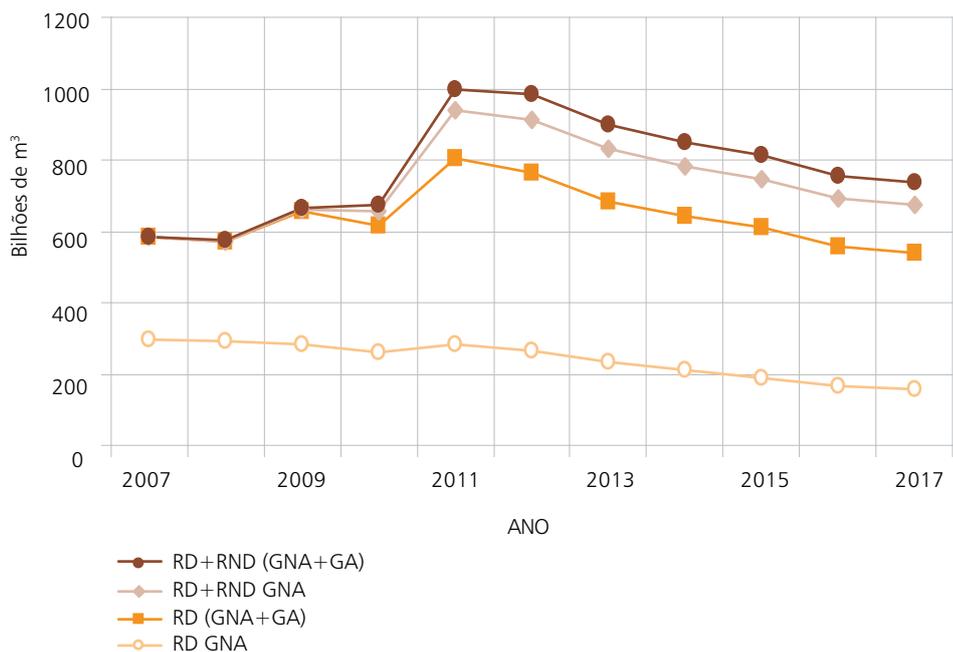
## Reservas e Produção de Gás Natural

## Previsão de reserva nacional de gás natural



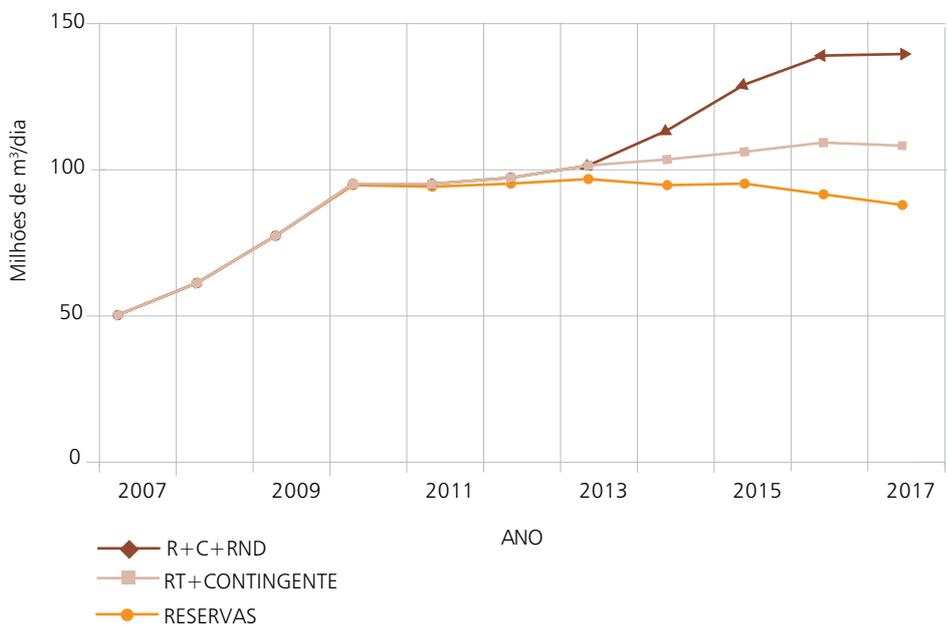
R= Reservas; C= Contingente; RND=recursos não-descobertos

Previsão de reserva nacional de gás natural, classificada por tipo



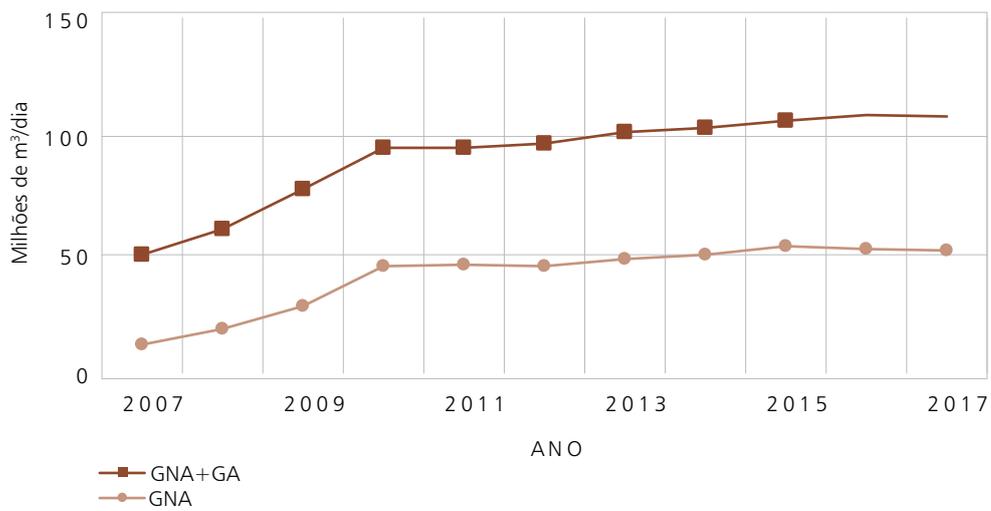
GA=Gás Associado; GNA=Gás não Associado;  
RD= Recursos descobertos; RND=Recursos não-descobertos (a descobrir)

Previsão de produção nacional de gás natural



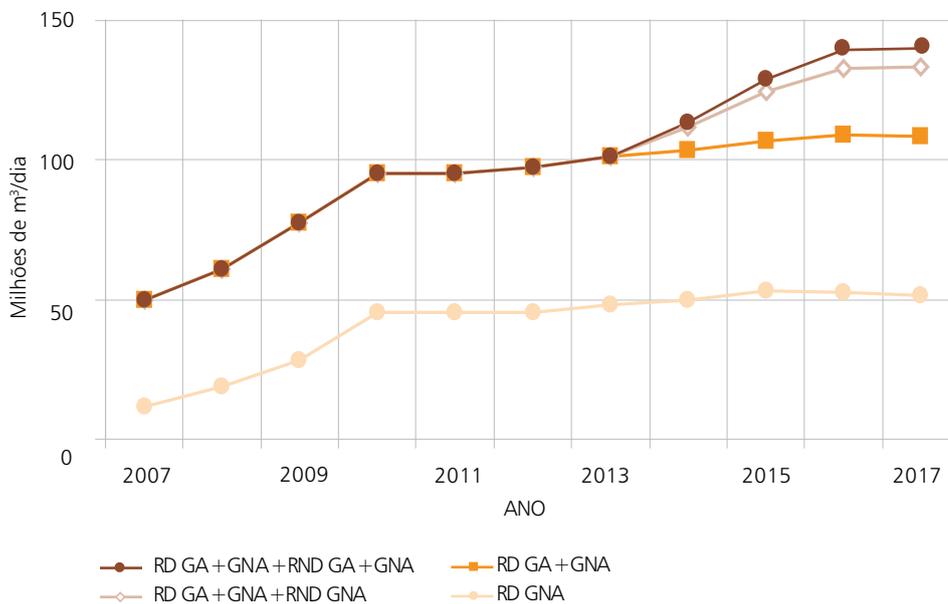
R=Reservas; C =Contingente; RND=Recursos não-descobertos

## Previsão de produção nacional de gás natural a partir de recursos descobertos



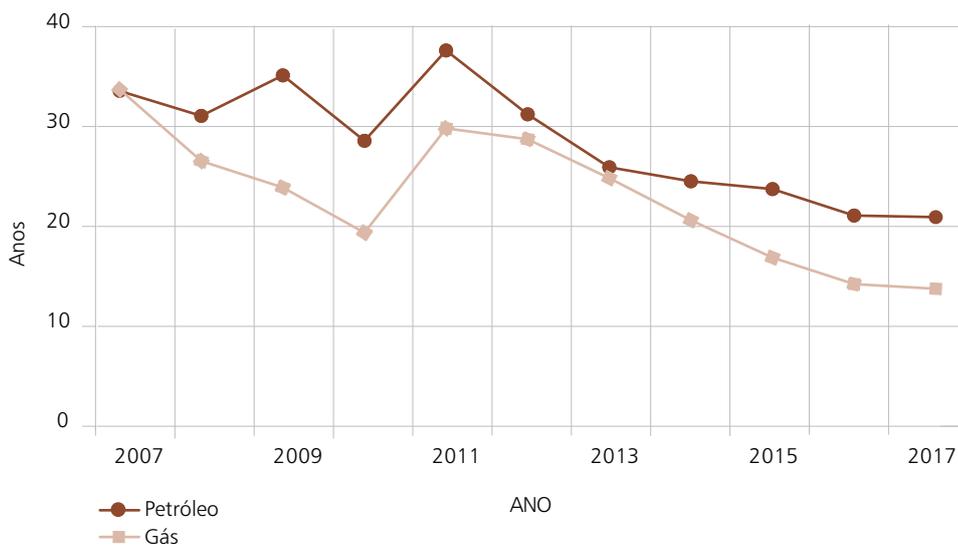
GA=Gás Associado; GNA=Gás não Associado;

## Previsão de produção nacional de gás natural, classificada por tipo



GA=Gás Associado; GNA=Gás não Associado;  
RD= Recursos descobertos; RND=Recursos não-descobertos (a descobrir)

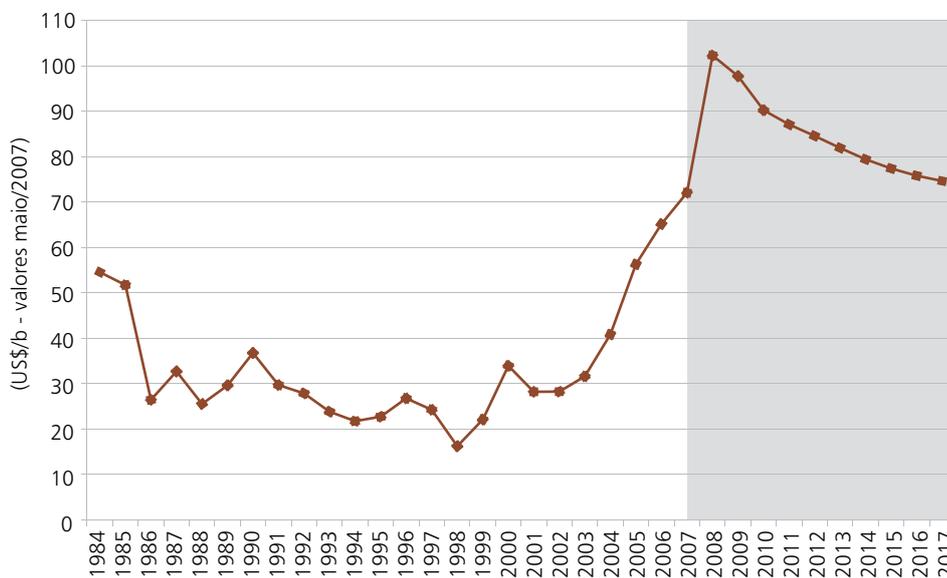
Evolução prevista da razão R/P para petróleo e gás natural, baseada nas reservas totais



### 5. Indicadores associados à oferta de derivados de petróleo

A partir das informações do Capítulo V – Oferta de Derivados de Petróleo, são apresentados os seguintes indicadores:

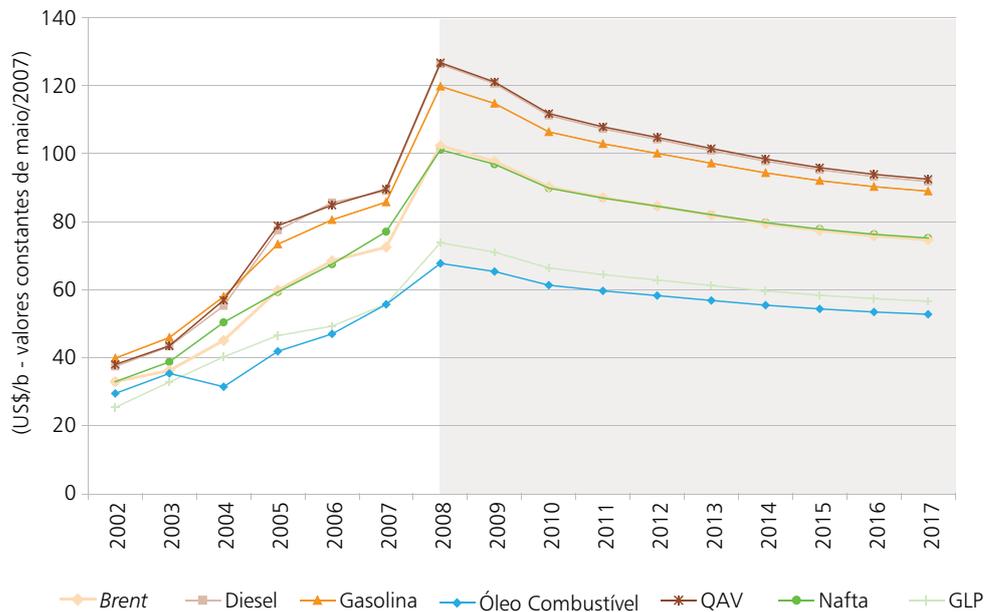
Projeção do preço internacional do Brent (US\$ maio2007/bbl)



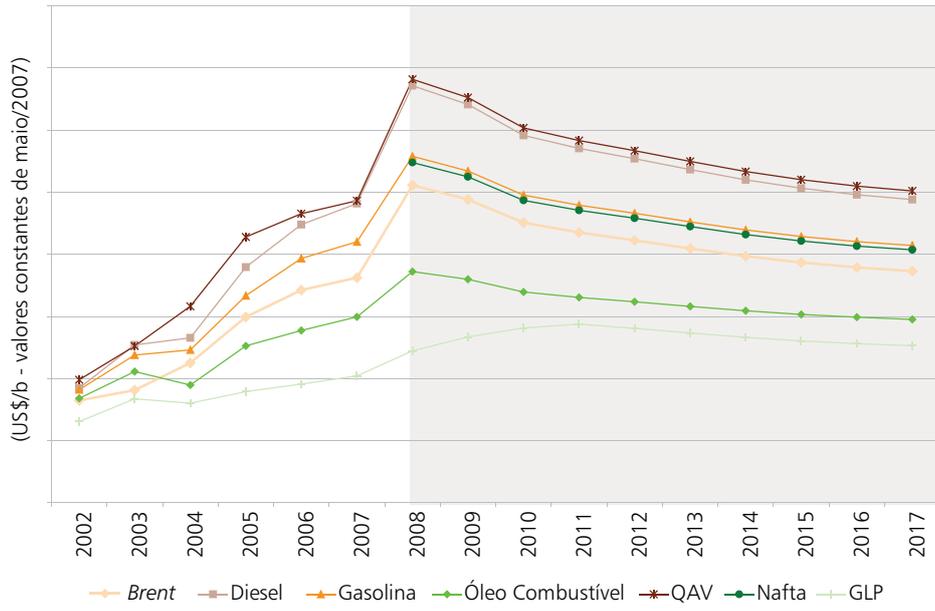
### Perspectivas dos preços internacionais de petróleo (US\$ maio2007/bbl)



### Preços internacionais dos derivados e do Brent (US\$ maio2007/bbl)



Preços nacionais dos derivados de petróleo (US\$ maio2007/bbl)



## Hipóteses de evolução do parque de refino

Trajatória I: permanência do parque atual, acrescido das ampliações e novas plantas já definidas pela Petrobras e seus parceiros, sem as duas refinarias Premium.

Trajatória II: idem à Trajetória I, incluindo as duas refinarias Premium. Esta configuração visa não apenas à auto-suficiência, mas também à transformação de parte do excedente de petróleo em derivados para exportação.

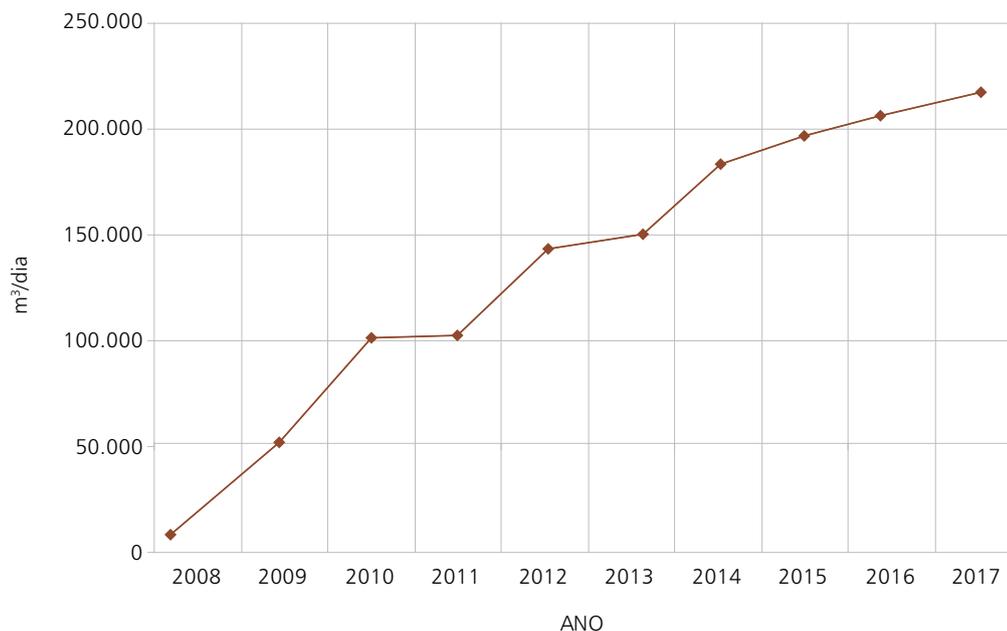
Trajatória III: idem à Trajetória I, adicionando apenas a Refinaria Premium I, implantada no horizonte de estudo e, mesmo assim, com a primeira fase postergada para 2014 e a segunda para 2016. Esta trajetória tem como motivação a conjuntura nacional e internacional de escassez de recursos.

Para estas três hipóteses são a seguir sintetizados os resultados de Balanço Produção x Demanda dos principais derivados e do Balanço Nacional de Petróleo, com destaque da Exportação Líquida de Petróleo prevista para o período decenal.

Balanço Produção x Demanda dos Principais Derivados (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória I											
		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	Produção	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	37.907	37.118	35.944	34.746	33.980
	Demanda	33.602	34.541	35.432	36.244	37.047	37.883	38.760	39.595	40.458	41.286
	<b>Saldo</b>	<b>1.344</b>	<b>926</b>	<b>975</b>	<b>1.326</b>	<b>1.047</b>	<b>24</b>	<b>83</b>	<b>-1.668</b>	<b>-1.800</b>	<b>-3.459</b>
Nafta	Produção	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	24.843	20.458	18.100	17.087	16.411
	Demanda	38.691	38.691	39.732	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125
	<b>Saldo</b>	<b>-16.234</b>	<b>-15.537</b>	<b>-15.285</b>	<b>-16.917</b>	<b>-15.060</b>	<b>-15.282</b>	<b>-19.667</b>	<b>-22.025</b>	<b>-23.038</b>	<b>-23.714</b>
Gasolina	Produção	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.022	76.892
	Demanda	50.326	55.345	58.006	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	80.239
	<b>Saldo</b>	<b>7.096</b>	<b>1.904</b>	<b>1.061</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-608</b>	<b>-3.347</b>
QAV	Produção	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	15.043	15.934	16.145	16.449	15.958
	Demanda	13.522	14.243	14.999	15.791	16.622	17.492	18.404	19.357	20.361	21.411
	<b>Saldo</b>	<b>-3.905</b>	<b>-4.635</b>	<b>-4.972</b>	<b>-4.850</b>	<b>-2.963</b>	<b>-2.449</b>	<b>-2.470</b>	<b>-3.212</b>	<b>-3.912</b>	<b>-5.453</b>
Diesel	Produção	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	140.979	143.548	144.168	143.961	144.889
	Demanda	120.920	125.756	129.301	135.823	141.408	148.691	156.512	164.732	173.394	182.432
	<b>Saldo</b>	<b>-9.697</b>	<b>-9.151</b>	<b>-9.196</b>	<b>4.157</b>	<b>-2.331</b>	<b>-7.712</b>	<b>-12.964</b>	<b>-20.564</b>	<b>-29.433</b>	<b>-37.543</b>
Óleo Combustível	Produção	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	30.502	28.834	27.611	26.246	26.228
	Demanda	24.960	26.140	27.216	28.580	28.014	29.899	31.640	32.988	34.693	34.995
	<b>Saldo</b>	<b>29.675</b>	<b>25.559</b>	<b>17.981</b>	<b>12.539</b>	<b>6.010</b>	<b>602</b>	<b>-2.805</b>	<b>-5.377</b>	<b>-8.446</b>	<b>-8.767</b>
Coque	Produção	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	17.220	18.869	18.869	18.598	18.586
	Demanda	14.757	16.148	17.453	18.451	19.407	20.435	21.547	22.597	23.704	24.682
	<b>Saldo</b>	<b>-8.856</b>	<b>-8.650</b>	<b>-8.550</b>	<b>-3.474</b>	<b>-4.615</b>	<b>-3.215</b>	<b>-2.678</b>	<b>-3.728</b>	<b>-5.107</b>	<b>-6.096</b>
Total	Produção	296.201	301.279	304.154	331.857	331.275	336.076	337.341	336.095	334.110	332.944
	Demanda	296.778	310.863	322.134	339.074	349.192	364.105	379.565	394.652	410.362	425.171
	<b>Saldo</b>	<b>-576</b>	<b>-9.584</b>	<b>-17.980</b>	<b>-7.217</b>	<b>-17.918</b>	<b>-28.029</b>	<b>-42.224</b>	<b>-58.557</b>	<b>-76.252</b>	<b>-92.227</b>

Balanço Nacional de Petróleo (m <sup>3</sup> /dia) – Trajetória I											
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	
Produção	303.657	351.669	405.246	431.955	473.450	509.698	541.812	544.515	565.183	576.948	
Processamento	295.990	301.166	305.377	334.633	334.633	358.771	358.771	358.771	358.295	358.295	
Importação	16.716	16.974	14.711	14.711	14.711	14.711	-	-	-	-	
Exportação	24.382	67.476	114.579	112.032	153.527	165.638	183.040	185.745	206.886	218.653	
Exportação Líquida	7.666	50.502	99.868	97.321	138.816	150.927	183.040	185.745	206.886	218.653	
Importação/Carga Processada	5,65%	5,64%	4,82%	4,40%	4,40%	4,10%	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%	

## Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória I



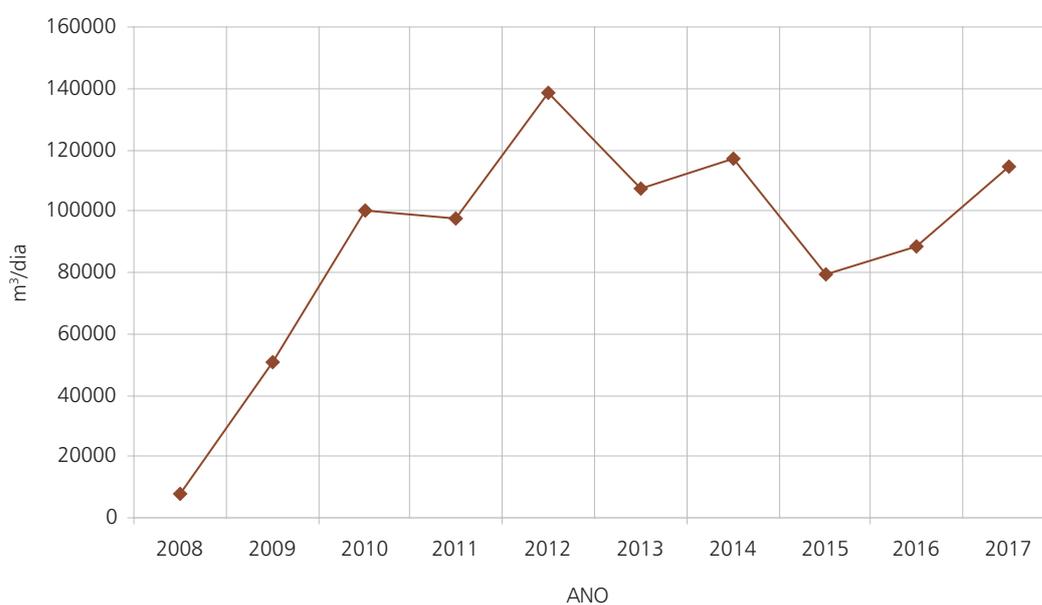
## Balanço Produção X Demanda dos Principais Derivados (m³/dia) – Trajetória II

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	Produção	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	40.177	39.785	40.479	39.675	38.374
	Demanda	33.602	34.541	35.432	36.244	37.047	37.883	38.760	39.595	40.458	41.286
	<b>Saldo</b>	<b>1.344</b>	<b>926</b>	<b>975</b>	<b>1.326</b>	<b>1.047</b>	<b>2.293</b>	<b>1.024</b>	<b>884</b>	<b>-782</b>	<b>-2.912</b>
Nafta	Produção	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	33.375	33.136	40.125	43.830	40.125
	Demanda	38.691	38.691	39.732	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125
	<b>Saldo</b>	<b>-16.234</b>	<b>-15.537</b>	<b>-15.285</b>	<b>-16.917</b>	<b>-15.060</b>	<b>-6.750</b>	<b>-6.989</b>	<b>0</b>	<b>3.705</b>	<b>0</b>
Gasolina	Produção	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	77.660	77.630	77.854
	Demanda	50.326	55.345	58.006	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	80.239
	<b>Saldo</b>	<b>7.096</b>	<b>1.904</b>	<b>1.061</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>2.401</b>	<b>0</b>	<b>-2.385</b>
QAV	Produção	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	20.820	23.814	30.803	34.308	31.551
	Demanda	13.522	14.243	14.999	15.791	16.622	17.492	18.404	19.357	20.361	21.411
	<b>Saldo</b>	<b>-3.905</b>	<b>-4.635</b>	<b>-4.972</b>	<b>-4.850</b>	<b>-2.963</b>	<b>3.328</b>	<b>5.410</b>	<b>11.446</b>	<b>13.947</b>	<b>10.140</b>
Diesel	Produção	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	164.919	182.329	206.333	211.423	204.418
	Demanda	120.920	125.756	129.301	135.823	141.408	148.691	156.512	164.732	173.394	182.432
	<b>Saldo</b>	<b>-9.697</b>	<b>-9.151</b>	<b>-9.196</b>	<b>4.157</b>	<b>-2.331</b>	<b>16.228</b>	<b>25.817</b>	<b>41.601</b>	<b>38.029</b>	<b>21.986</b>
Óleo Combustível	Produção	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	31.137	28.766	23.605	23.426	23.226
	Demanda	24.960	26.140	27.216	28.580	28.014	29.899	31.640	32.988	34.693	34.995
	<b>Saldo</b>	<b>29.675</b>	<b>25.559</b>	<b>17.981</b>	<b>12.539</b>	<b>6.010</b>	<b>1.238</b>	<b>-2.874</b>	<b>-9.383</b>	<b>-11.267</b>	<b>-11.769</b>
Coque	Produção	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	21.574	24.839	26.878	26.557	25.256
	Demanda	14.757	16.148	17.453	18.451	19.407	20.435	21.547	22.597	23.704	24.682
	<b>Saldo</b>	<b>-8.856</b>	<b>-8.650</b>	<b>-8.550</b>	<b>-3.474</b>	<b>-4.615</b>	<b>1.139</b>	<b>3.291</b>	<b>4.281</b>	<b>2.852</b>	<b>574</b>
Total	Produção	296.201	301.279	304.154	331.857	331.275	381.584	405.248	445.882	456.849	440.804
	Demanda	296.778	310.863	322.134	339.074	349.192	364.105	379.565	394.652	410.362	425.171
	<b>Saldo</b>	<b>-576</b>	<b>-9.584</b>	<b>-17.980</b>	<b>-7.217</b>	<b>-17.918</b>	<b>17.479</b>	<b>25.683</b>	<b>51.230</b>	<b>46.487</b>	<b>15.634</b>

Balço Nacional de Petróleo (m<sup>3</sup>/dia) – Trajetória II

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produção	303.657	351.669	405.246	431.955	473.450	509.698	541.812	544.515	565.183	576.948
Processamento	295.990	301.166	305.377	334.633	334.633	402.649	424.589	465.264	476.799	462.643
Importação	16.716	16.974	14.711	14.711	14.711	14.711	-	7.425	3.559	3.738
Exportação	24.382	67.476	114.579	112.032	153.527	121.760	117.223	86.677	91.942	118.043
Exportação Líquida	7.666	50.502	99.868	97.321	138.816	107.049	117.223	79.252	88.383	114.305
Importação/ Carga Processada	5,65%	5,64%	4,82%	4,40%	4,40%	3,65%	0,00%	1,60%	0,75%	0,81%

## Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória II



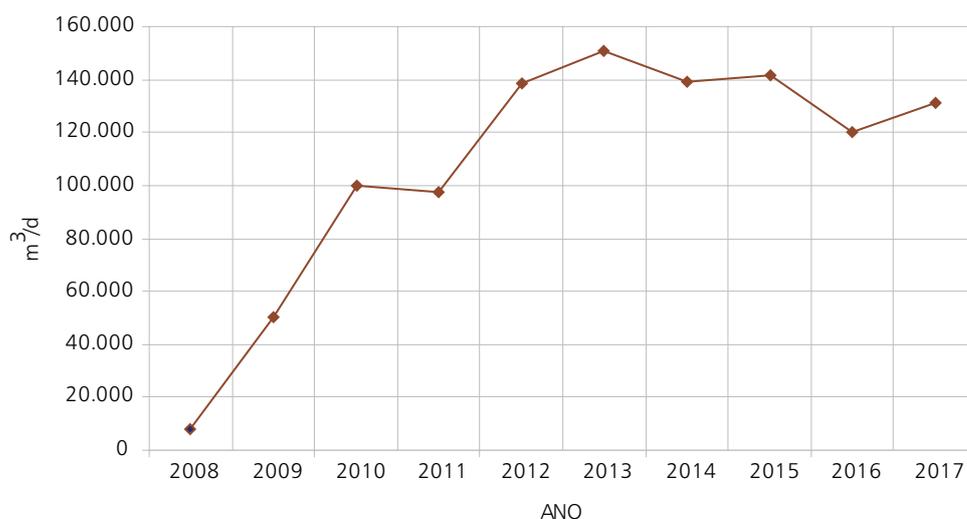
Balanco Produção X Demanda dos Principais Derivados (m<sup>3</sup>/dia) – Trajetória III

		2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
GLP	Produção	34.946	35.467	36.407	37.570	38.093	37.907	38.844	37.927	38.657	37.827
	Demanda	33.602	34.541	35.432	36.244	37.047	37.883	38.760	39.595	40.458	41.286
	<b>Saldo</b>	<b>1.344</b>	<b>926</b>	<b>975</b>	<b>1.326</b>	<b>1.047</b>	<b>24</b>	<b>83</b>	<b>-1.668</b>	<b>-1.800</b>	<b>-3.459</b>
Nafta	Produção	22.457	23.154	24.447	23.208	25.065	24.843	28.675	27.314	37.626	37.228
	Demanda	38.691	38.691	39.732	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125	40.125
	<b>Saldo</b>	<b>-16.234</b>	<b>-15.537</b>	<b>-15.285</b>	<b>-16.917</b>	<b>-15.060</b>	<b>-15.282</b>	<b>-11.450</b>	<b>-12.811</b>	<b>-2.499</b>	<b>-2.897</b>
Gasolina	Produção	57.422	57.249	59.067	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	77.776
	Demanda	50.326	55.345	58.006	64.063	66.562	69.582	72.580	75.259	77.630	80.239
	<b>Saldo</b>	<b>7.096</b>	<b>1.904</b>	<b>1.061</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>0</b>	<b>-2.463</b>
QAV	Produção	9.617	9.608	10.027	10.941	13.659	15.043	20.123	19.357	27.111	27.073
	Demanda	13.522	14.243	14.999	15.791	16.622	17.492	18.404	19.357	20.361	21.411
	<b>Saldo</b>	<b>-3.905</b>	<b>-4.635</b>	<b>-4.972</b>	<b>-4.850</b>	<b>-2.963</b>	<b>-2.449</b>	<b>1.719</b>	<b>0</b>	<b>6.750</b>	<b>5.662</b>
Diesel	Produção	111.223	116.605	120.105	139.980	139.077	140.979	170.435	171.858	195.633	196.150
	Demanda	120.920	125.756	129.301	135.823	141.408	148.691	156.512	164.732	173.394	182.432
	<b>Saldo</b>	<b>-9.697</b>	<b>-9.151</b>	<b>-9.196</b>	<b>4.157</b>	<b>-2.331</b>	<b>-7.712</b>	<b>13.923</b>	<b>7.126</b>	<b>22.239</b>	<b>13.718</b>
Óleo Combustível	Produção	54.635	51.699	45.197	41.119	34.025	30.502	29.186	27.168	22.867	23.222
	Demanda	24.960	26.140	27.216	28.580	28.014	29.899	31.640	32.988	34.693	34.995
	<b>Saldo</b>	<b>29.675</b>	<b>25.559</b>	<b>17.981</b>	<b>12.539</b>	<b>6.010</b>	<b>602</b>	<b>-2.453</b>	<b>-5.819</b>	<b>-11.826</b>	<b>-11.773</b>
Coque	Produção	5.901	7.498	8.903	14.977	14.793	17.220	22.696	22.651	24.717	24.384
	Demanda	14.757	16.148	17.453	18.451	19.407	20.435	21.547	22.597	23.704	24.682
	<b>Saldo</b>	<b>-8.856</b>	<b>-8.650</b>	<b>-8.550</b>	<b>-3.474</b>	<b>-4.615</b>	<b>-3.215</b>	<b>1.149</b>	<b>53</b>	<b>1.013</b>	<b>-298</b>
Total	Produção	296.201	301.279	304.154	331.857	331.275	336.076	382.540	381.535	424.242	423.661
	Demanda	296.778	310.863	322.134	339.074	349.192	364.105	379.565	394.652	410.362	425.171
	<b>Saldo</b>	<b>-576</b>	<b>-9.584</b>	<b>-17.980</b>	<b>-7.217</b>	<b>-17.918</b>	<b>-28.029</b>	<b>2.974</b>	<b>-13.117</b>	<b>13.880</b>	<b>-1.510</b>

Balanco Nacional de Petróleo (m<sup>3</sup>/dia) – Trajetória III

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Produção	303.657	351.669	405.246	431.955	473.450	509.698	541.812	544.515	565.183	576.948
Processamento	295.990	301.166	305.377	334.633	334.633	358.771	402.649	402.649	445.139	445.918
Importação	16.716	16.974	14.711	14.711	14.711	14.711	-	-	13.849	14.627
Exportação	24.382	67.476	114.579	112.032	153.527	165.638	139.162	141.867	133.892	145.659
Exportação Líquida	7.666	50.502	99.868	97.321	138.816	150.927	139.162	141.867	120.043	131.032
Importação/ Carga Processada	5,65%	5,64%	4,82%	4,40%	4,40%	4,10%	0,00%	0,00%	3,11%	3,28%

## Exportação Líquida de Petróleo – Trajetória III



## 6. Indicadores associados à oferta de gás natural

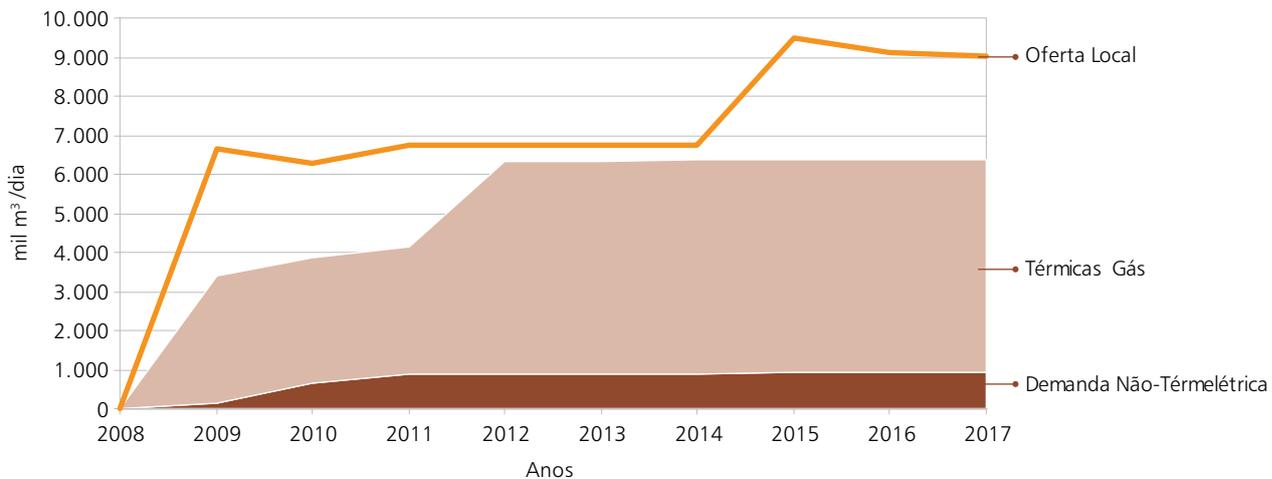
A partir das informações do Capítulo VI – Oferta de Gás Natural, são apresentados os seguintes indicadores:

### Projeção de Preços do Gás Natural (a)

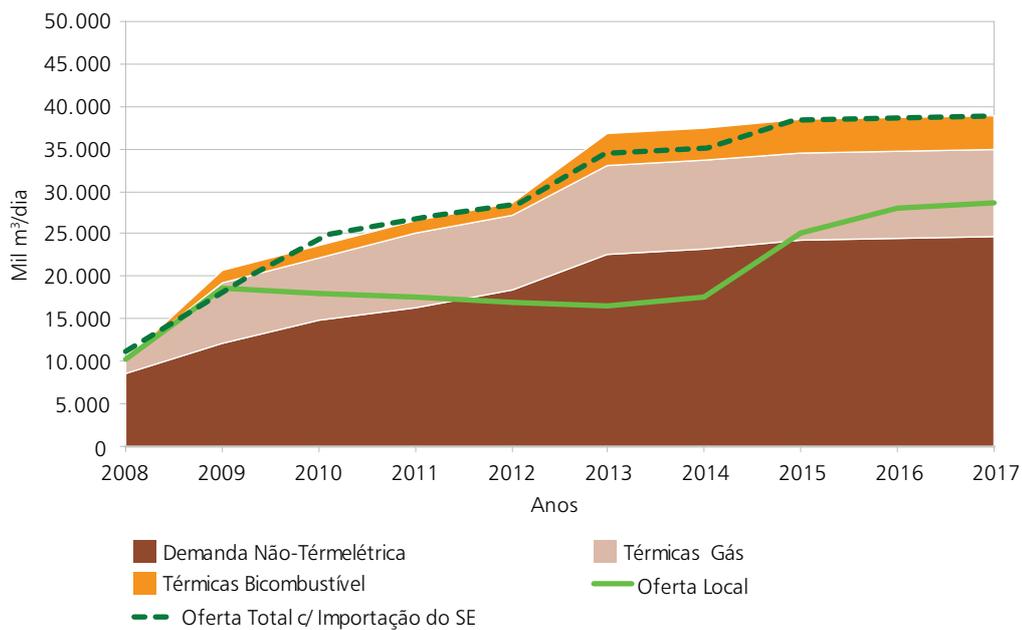
Ano	<i>Brent</i>	<i>Henry Hub</i>	<i>OC (ATE)</i>	<i>GN ( 100% OC )</i>
	(US\$/bbl)	(US\$/MBtu)	(US\$/MBtu)	(US\$/MBtu)
2008	102,26	9,38	11,08	8,20(b)
2009	97,70	9,53	10,68	8,60
2010	90,19	9,03	10,01	8,71
2011	87,05	8,81	9,73	9,10
2012	84,54	8,64	9,51	9,51
2013	81,90	8,45	9,27	9,27
2014	79,40	8,28	9,04	9,04
2015	77,37	8,13	8,86	8,86
2016	75,78	8,02	8,71	8,71
2017	74,61	7,94	8,61	8,61

Notas: (a) Hipótese de Competitividade de 100% (US\$ maio 2007); (b) Média estimada de preços de gás praticados no Brasil

Região Norte: Projeção do Balanço de Gás Natural

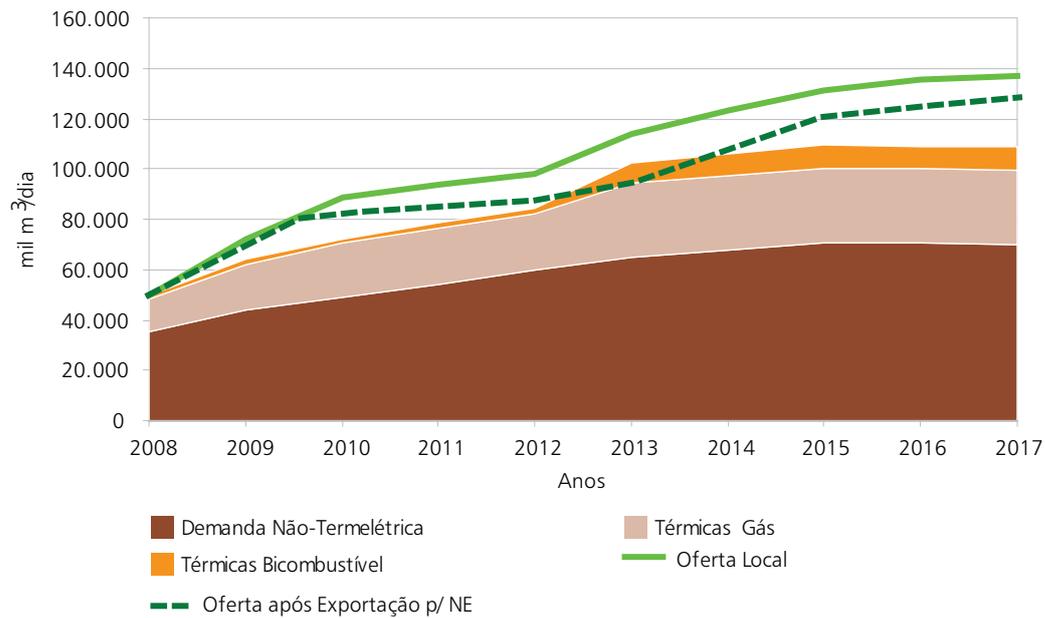


Região Nordeste: Projeção do Balanço de Gás Natural (\*)

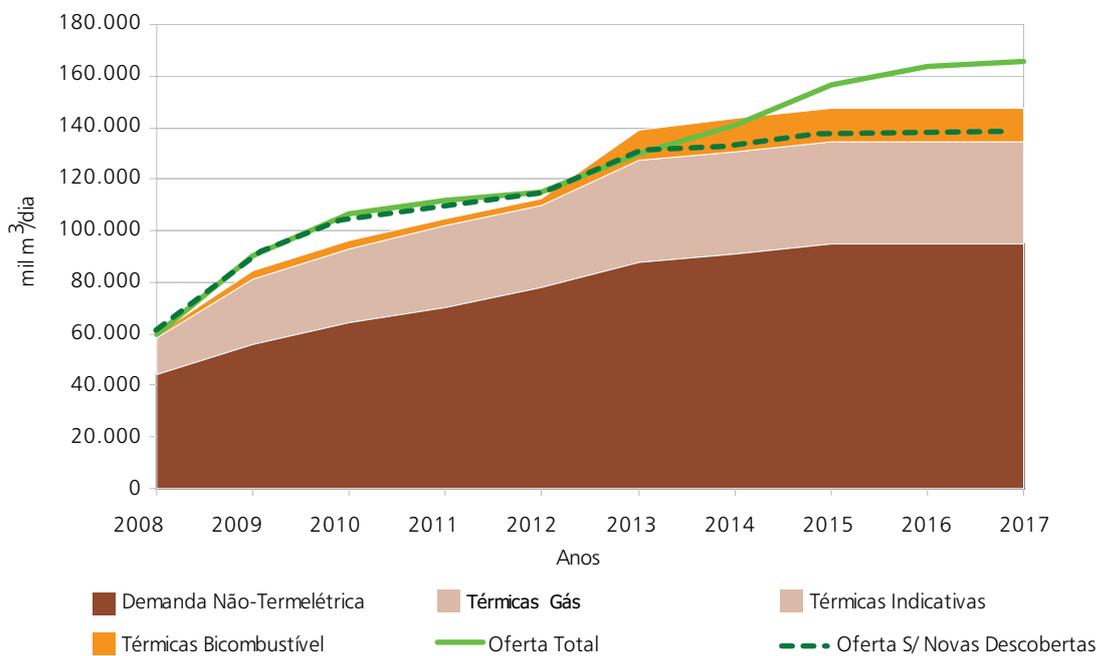


(\*) Nota: O ano 2008 indica a estimativa de realização, enquanto os demais indicam os valores potenciais.

## Regiões Sudeste, Sul e C. Oeste: Projeção do Balanço de gás natural(\*)



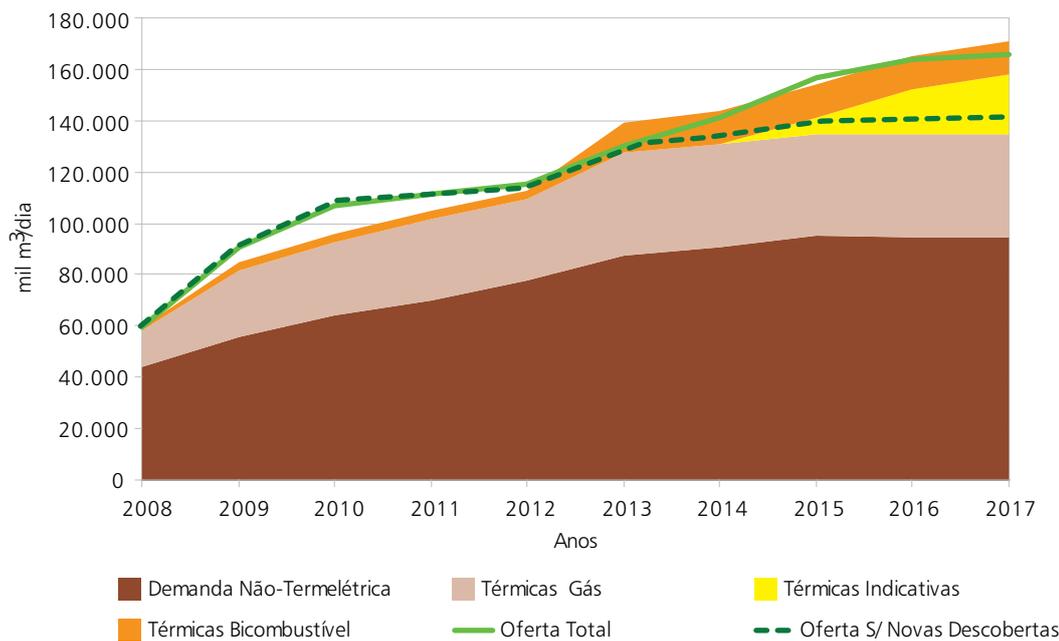
## Balanço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada(\*)



(Exclui Região Norte. Com Térmicas Indicativas – Cenário de 9,0 GW)

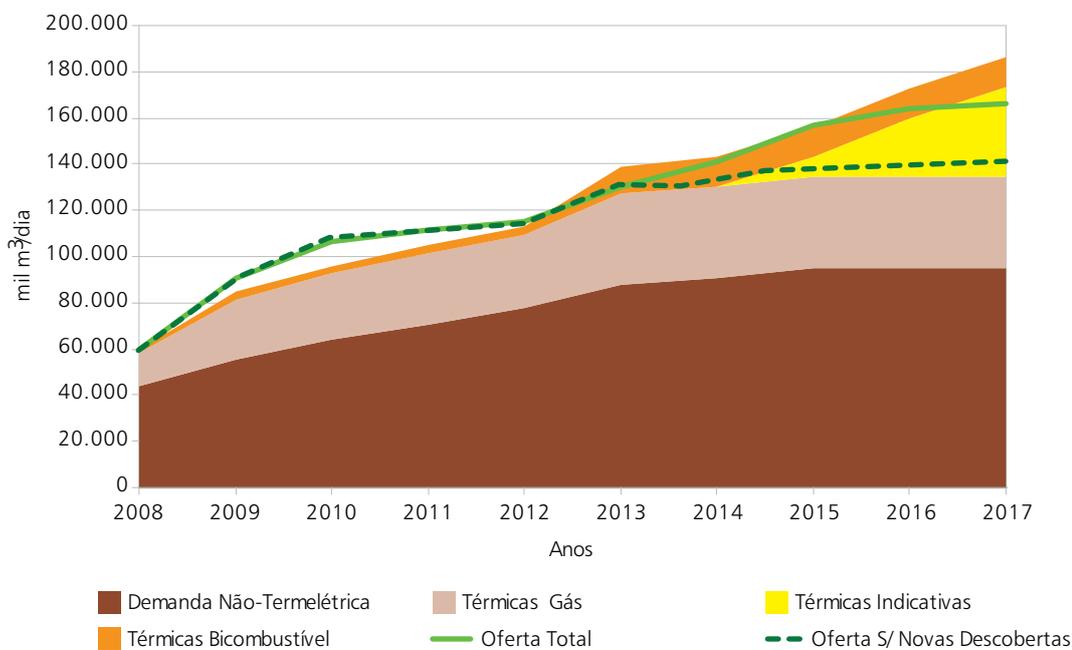
(\*) Nota: O ano 2008 indica a estimativa de realização, enquanto os demais indicam os valores potenciais.

Balço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada(\*)



(Exclui Região Norte. Com Térmicas Indicativas – Cenário de 5,5 GW)

Balço de Gás Natural no Brasil – Malha Integrada(\*)



(Exclui Região Norte. Com Térmicas Indicativas – Cenário de 9,0 GW)

(\*) Nota: O ano 2008 indica a estimativa de realização, enquanto os demais indicam os valores potenciais.

## Gasodutos previstos para o período 2008-2017

Estado	Gasoduto	Diâmetro	Extensão	Capacidade	Data prevista
		Polegadas	km	Mil m <sup>3</sup> /dia	
AM	Coari - Manaus	20	383	10.500	2009
<b>Total - Norte</b>			<b>383</b>		
AL/PE	Pilar - Ipojuca	24	187	5.000 a 15.000	2010
<b>Total - Nordeste</b>			<b>187</b>		
ES	Cacimbas - Catu	26	954	20.000	2010
ES	Ramal Terminal Ubu	10	11	2.000	2009
RJ/MG	Cabiúnas - Reduc (Gasduc III)	38	183	10.000	2009
RJ/MG	Gasbel II	16/18	267	6.900	2009
RJ/MG	Japeri - Reduc	28	45	15.000	2009
SP	Caraguatatuba - Taubaté	26	96	15.000	2010
SP/MG	Paulínia - Jacutinga	14	80	5.000	2009
SP	Gaspal II	22	60	12.000	2010
SP	Gasán II	22	38	7.000	2010
<b>Total Sudeste</b>			<b>1.734</b>		
PR	Looping Araucária	24	100	9.000	ND
PR/SC	Looping Biguaçu	24	80	9.000	ND
SC	Looping Siderópolis	24	141	3.300	ND
<b>Total - Sul</b>			<b>321</b>		
<b>Total - Brasil</b>			<b>2.625</b>		

ND – não definido

## Novas UPGNs – Região Sudeste Período 2008-2017

Estados	UPGN	Capacidade	Total
		Mil m <sup>3</sup> /dia	
ES	Cacimbas I	3.500	13.000
	Cacimbas II	3.500	
	Cacimbas III	3.500	
	Cacimbas IV	2.500	
SP	Caraguatatuba I	7.500	15.000
	Caraguatatuba II	7.500	
<b>Total</b>		<b>28.000</b>	

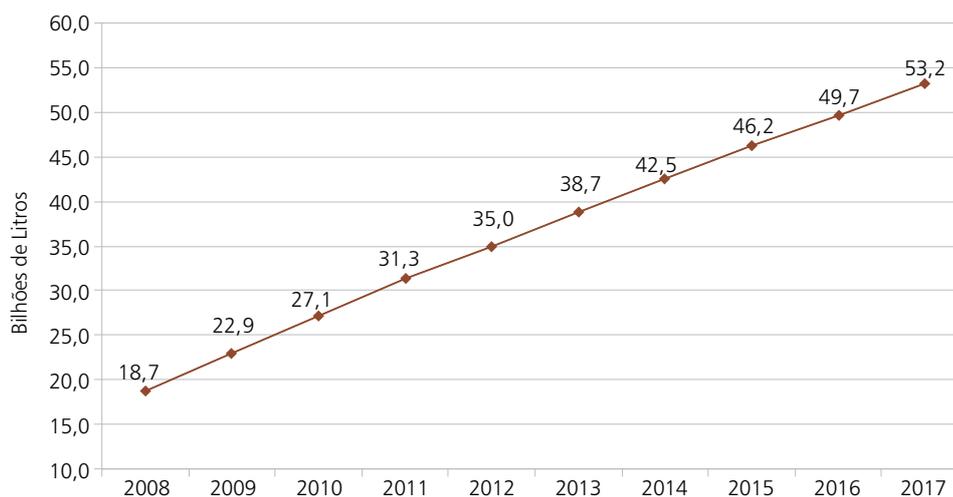
Fonte: ANP

## 7. Indicadores associados à oferta de biocombustíveis líquidos

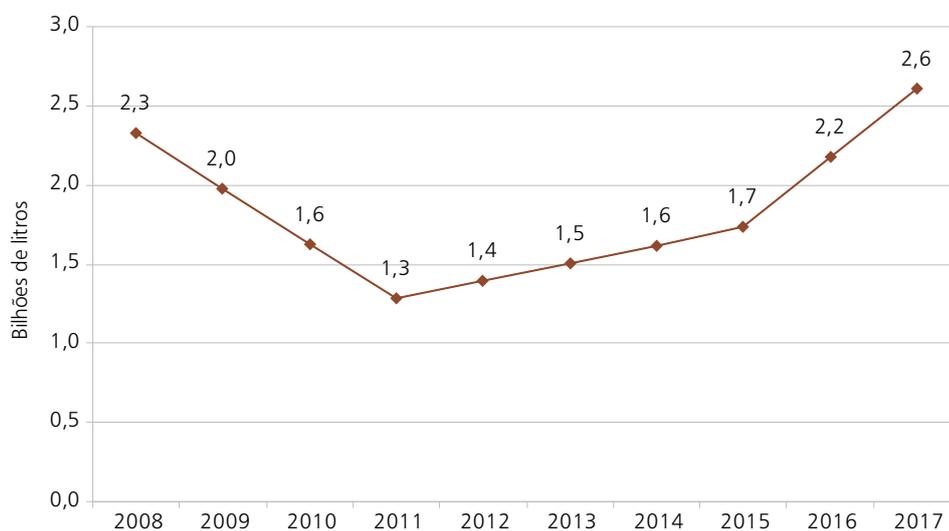
A partir das informações do Capítulo VII – Oferta de Combustíveis Líquidos, que contemplou a análise da oferta de etanol e biodiesel, são apresentados os seguintes indicadores:

### Etanol

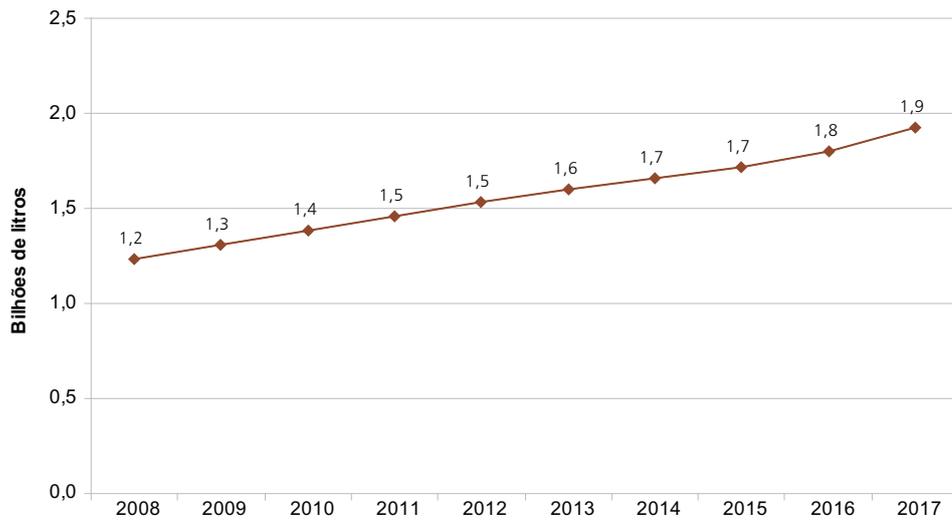
Projeção de consumo de álcool carburante no Brasil



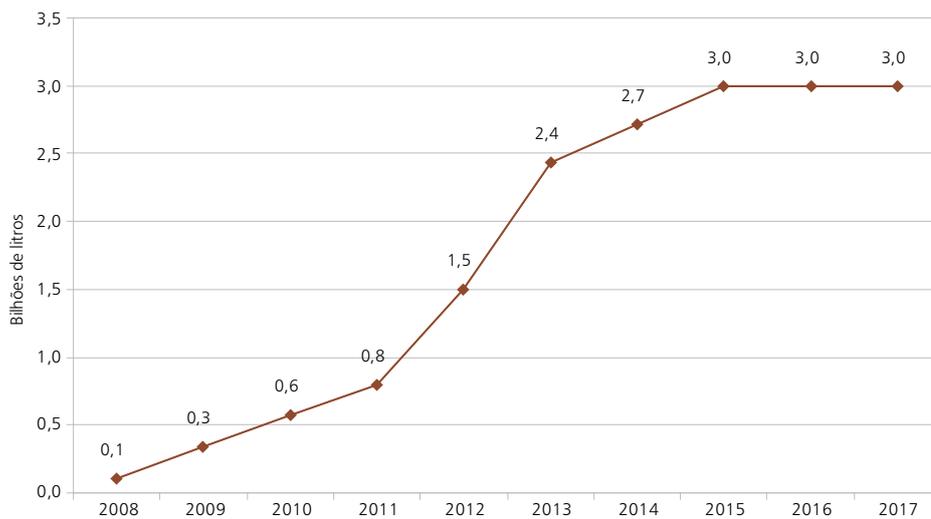
Projeções de Importação de Etanol – Estados Unidos



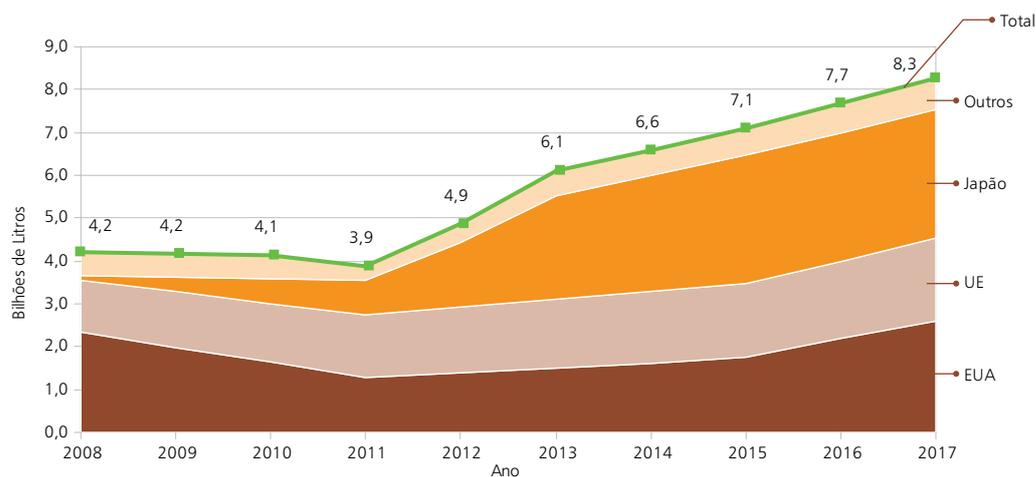
## Projeção de Importação de Etanol – União Européia



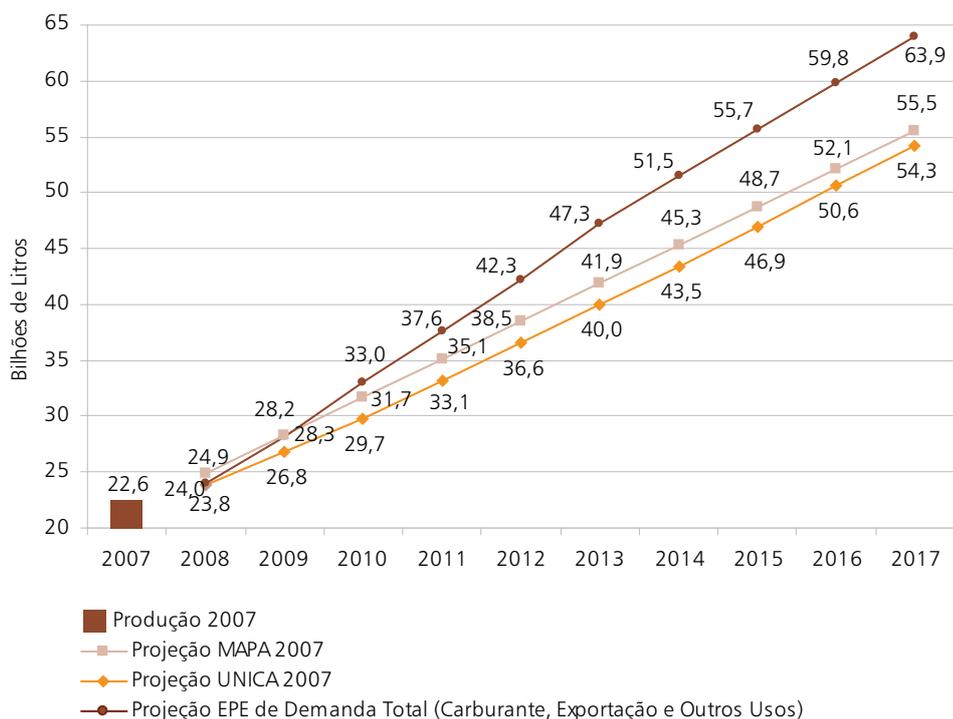
## Projeção das Importação de Etanol – Japão



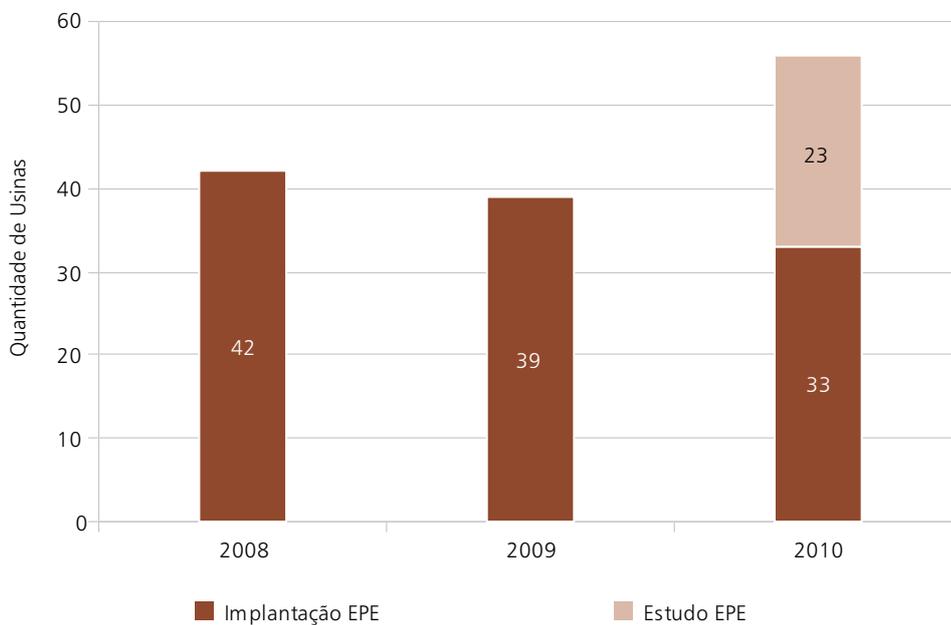
## Projeção Total das Exportações Brasileiras de Etanol – 2008-2017



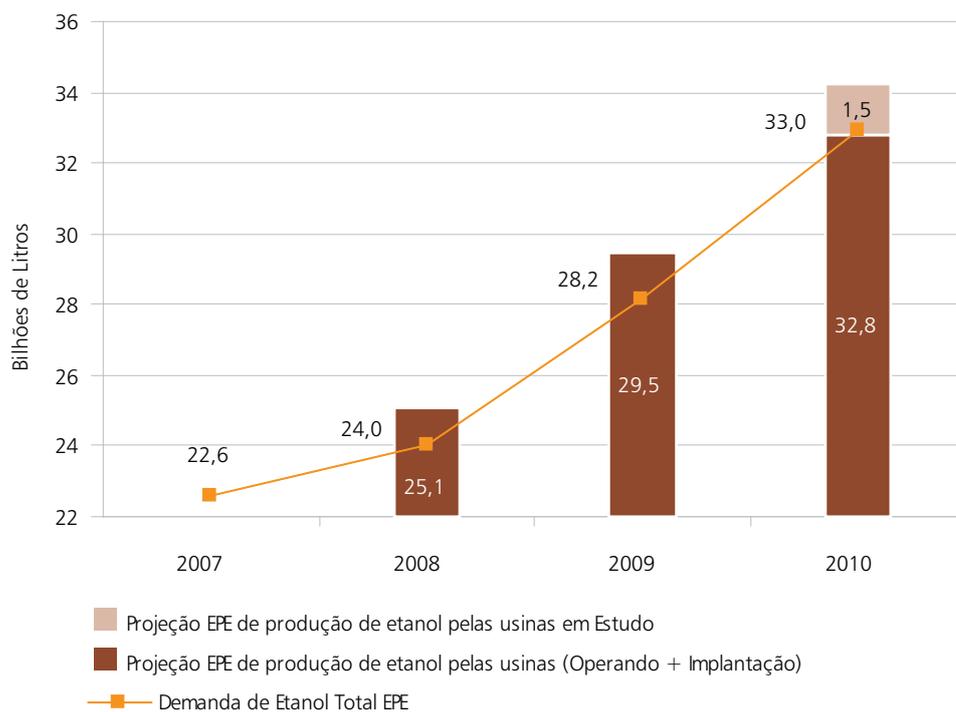
Projeções de produção de álcool



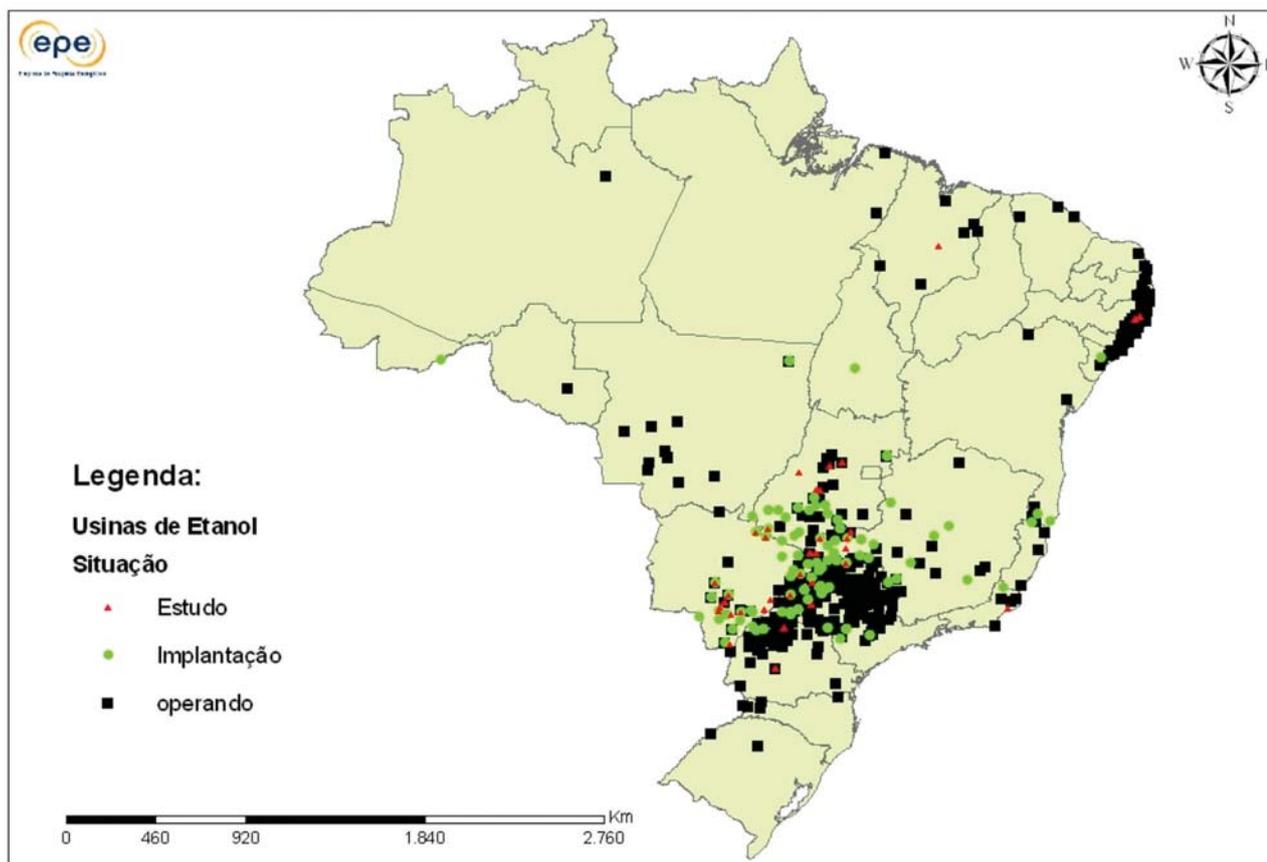
Novas usinas em 2008, 2009 e 2010



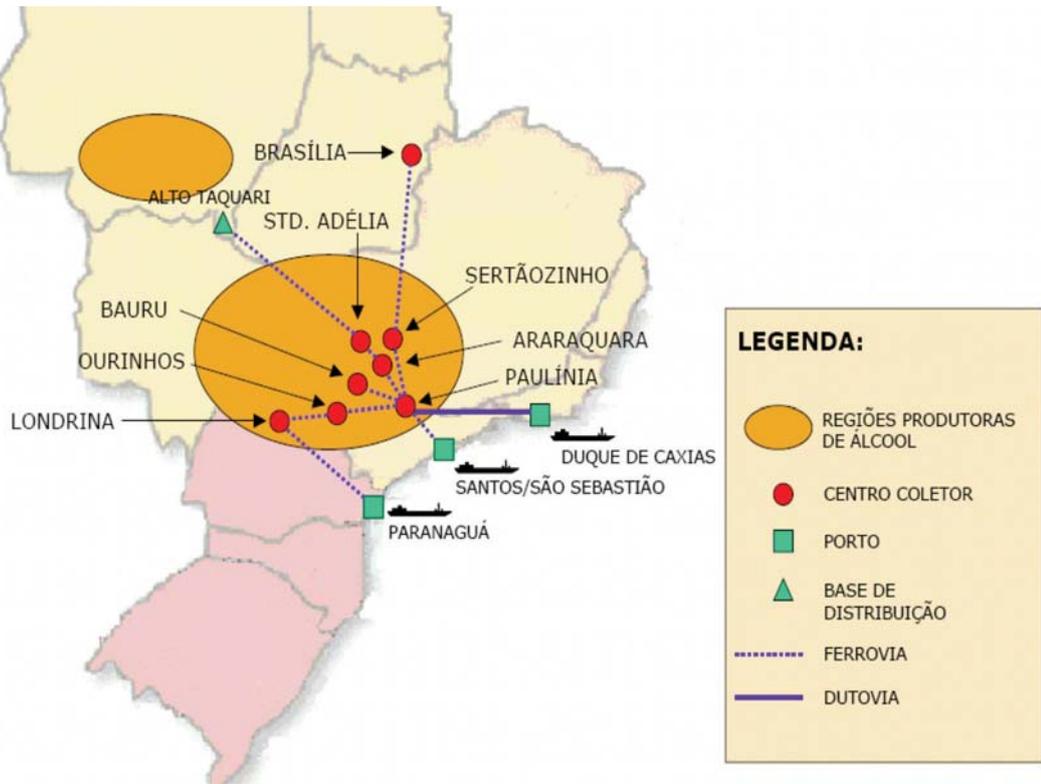
## Projeções de demanda total e da capacidade industrial de produção de etanol



## Usinas de Etanol do Brasil



Infraestrutura logística de exportação da Região Centro-Sul



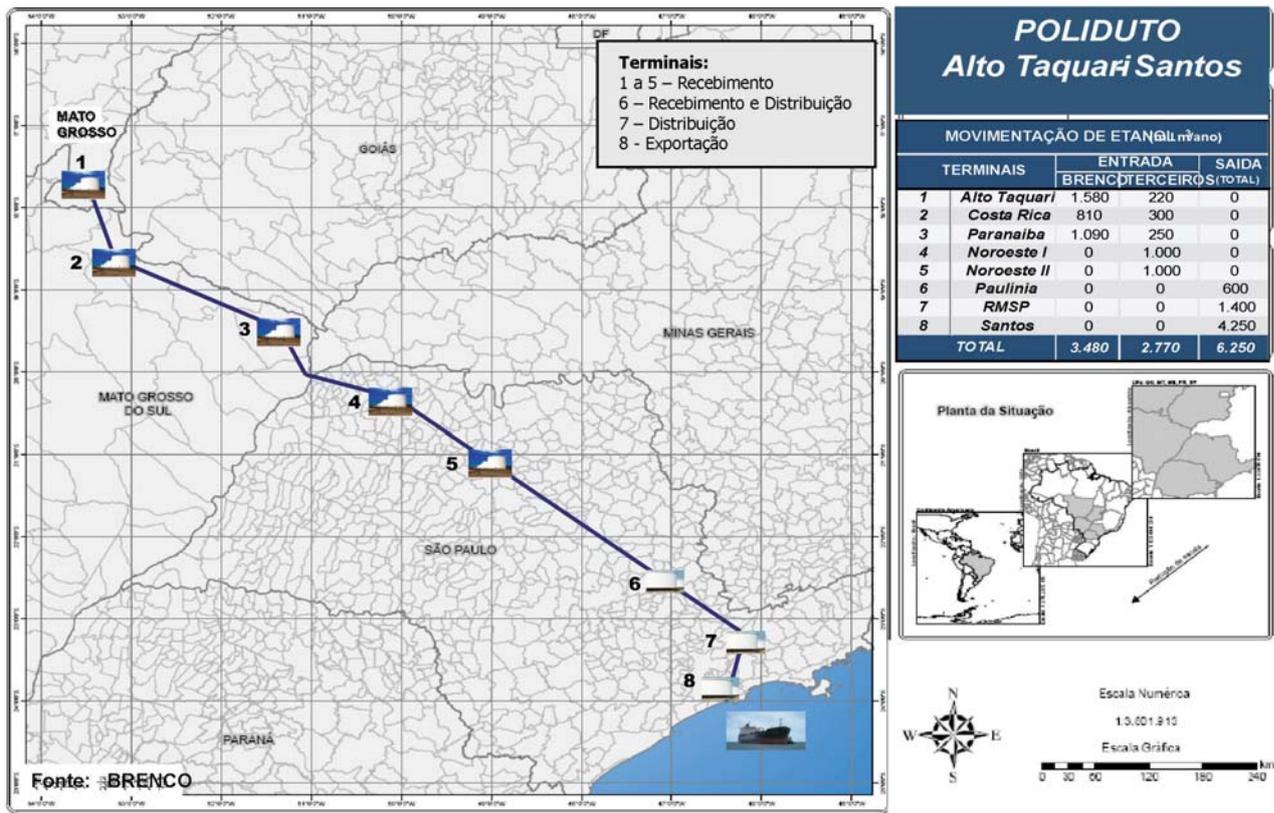
Programa Corredor de Exportação de Etanol Sudeste, Centro-Oeste e Sul



## Alternativa de Escoamento Centro-Oeste - Sul

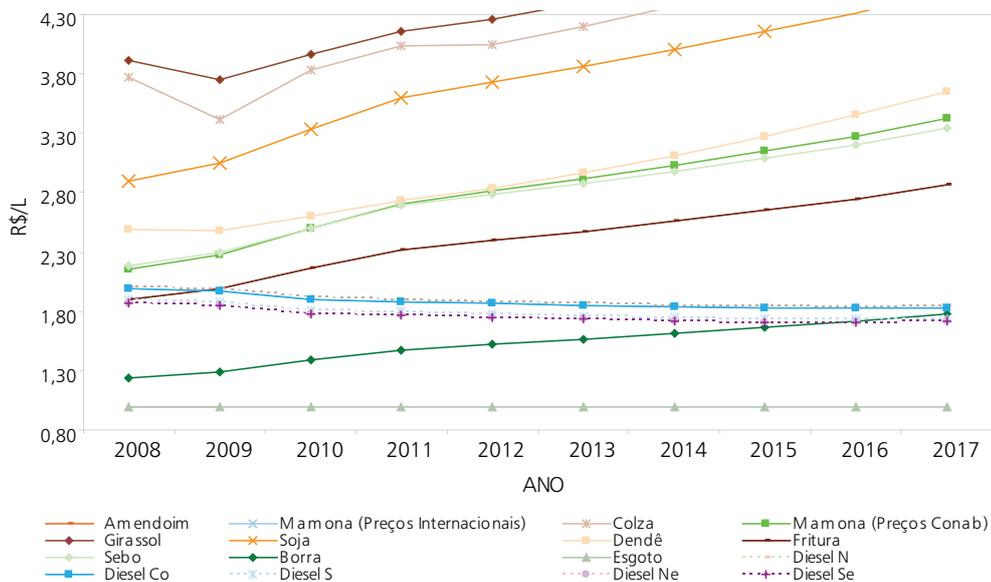


Características do Projeto Alto Taquari - Santos.

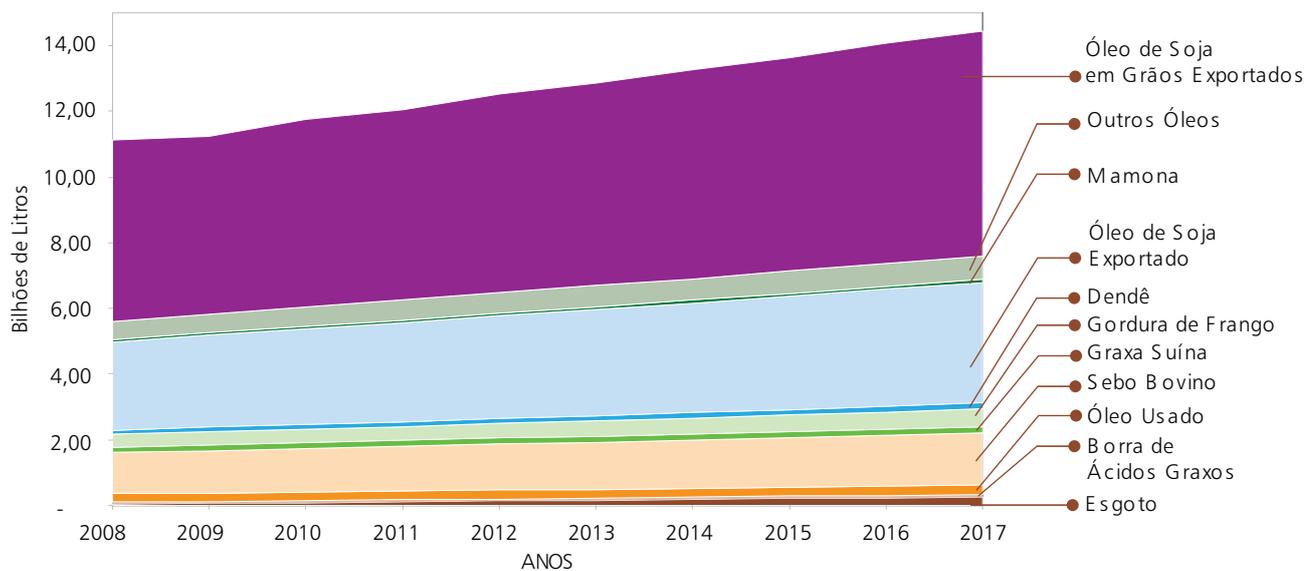


Biodiesel

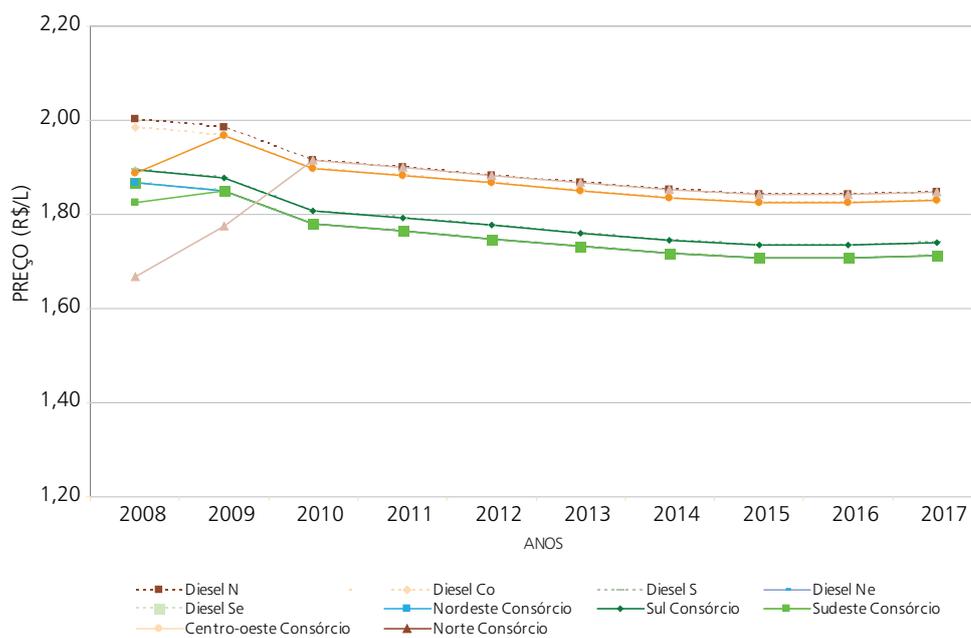
Projeção de preços de diesel e preços mínimos de biodiesel



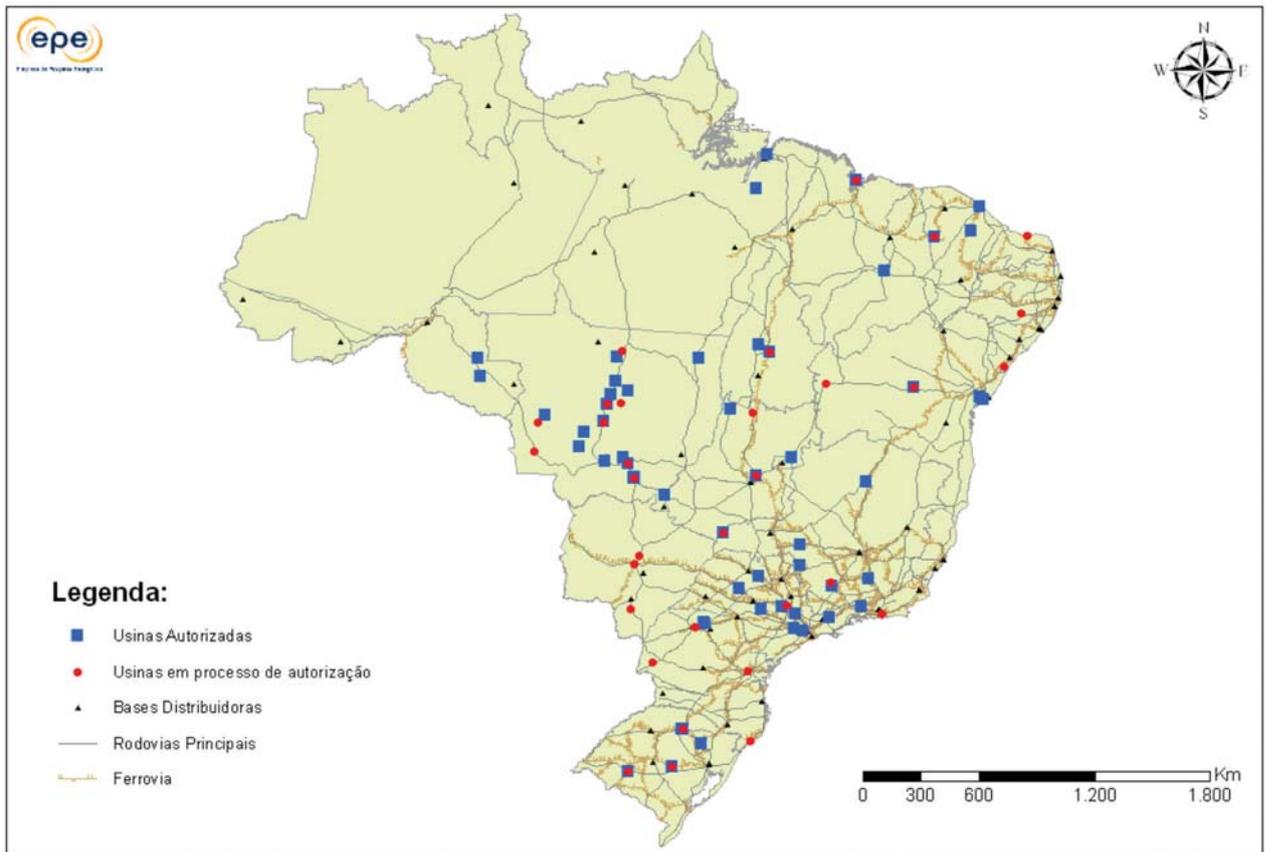
## Potencial de Oferta de Biodiesel de diversos insumos



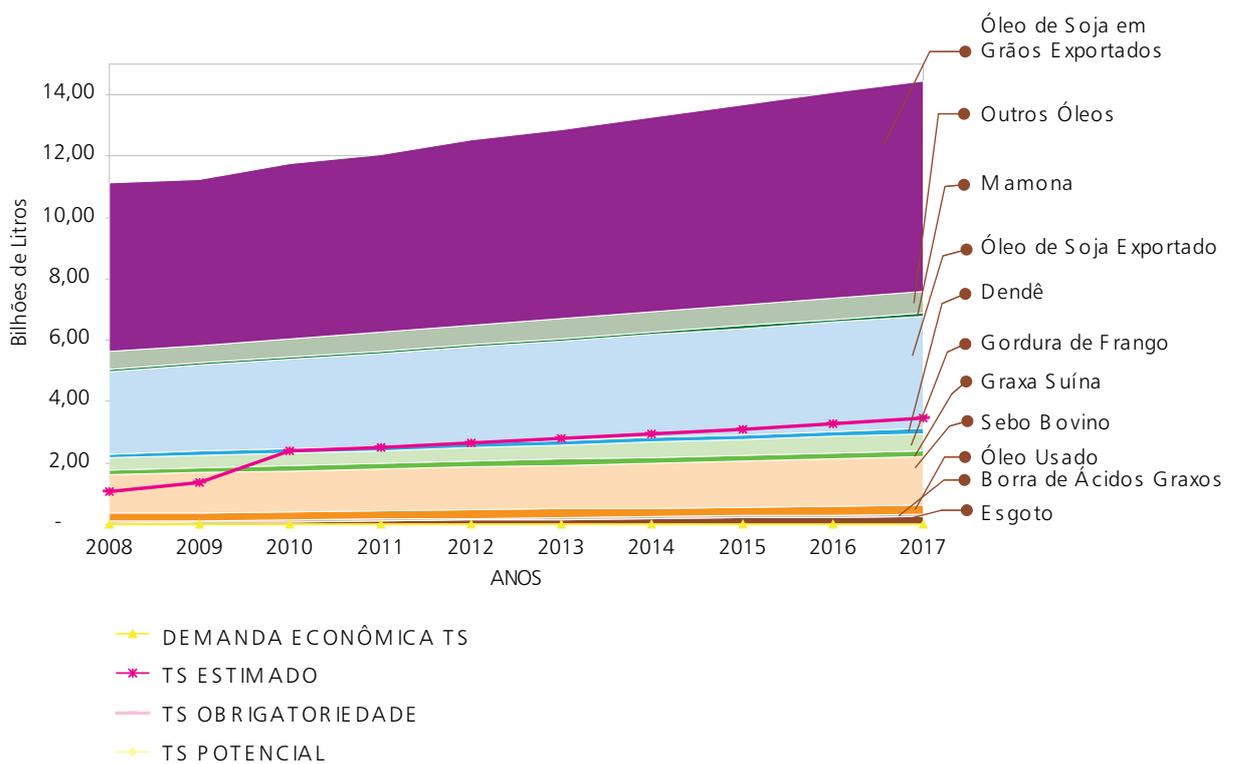
## Projeção de preços de diesel e de biodiesel da autoprodução



Usinas de Biodiesel Autorizadas e em Processo de Autorização - Malha Rodoviária e Ferroviária Atual



Potencial de Oferta e Projeção do Consumo de Biodiesel 2008-2017

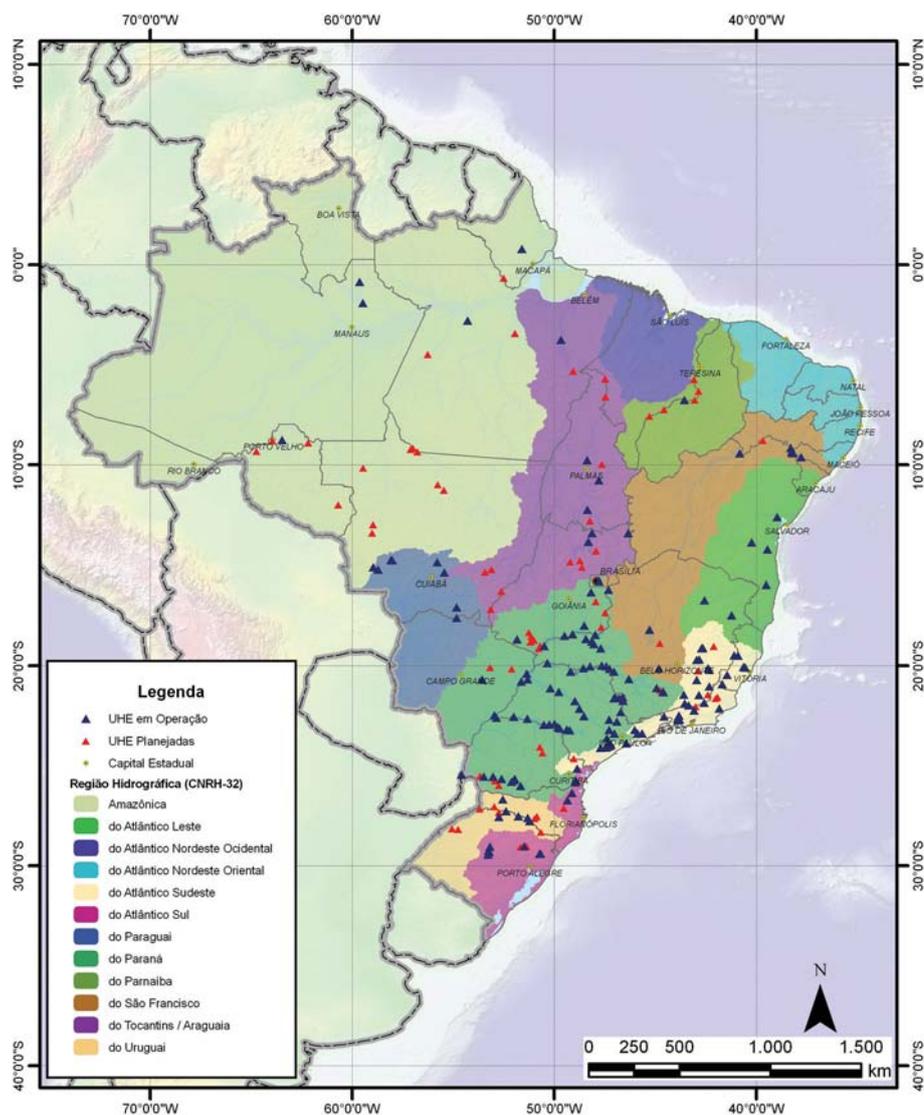


## 8. Indicadores socioambientais

A partir das informações do Capítulo III – Parte 3 – Análise Socioambiental do Sistema Elétrico e dos capítulos IV – Reservas e Produção de Petróleo e Gás Natural, VI – Oferta de Gás Natural e VII – Oferta de Biocombustíveis Líquidos, são apresentados os seguintes indicadores socioambientais:

### Energia Elétrica

#### Sistema existente e planejado – Distribuição das hidrelétricas existentes e planejadas

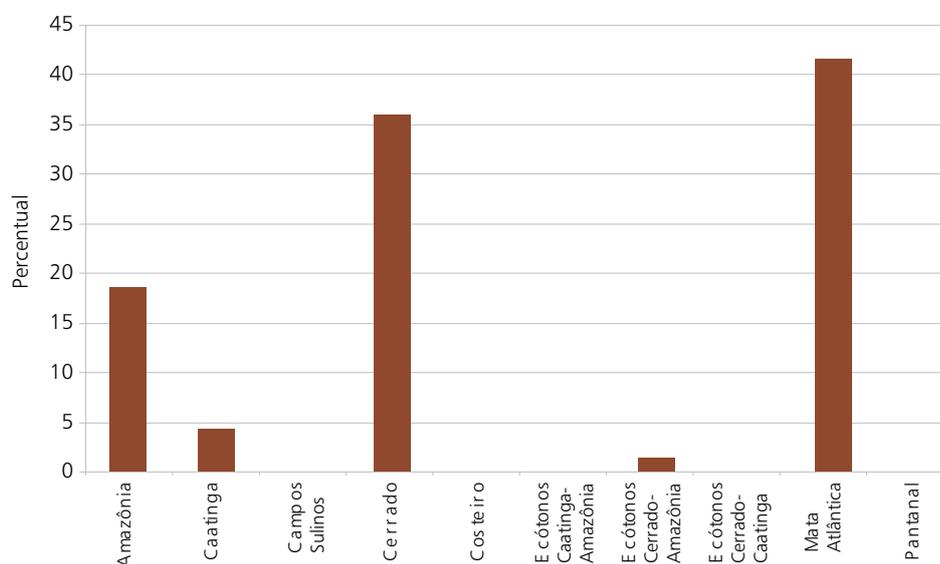


Sistema existente e planejado – Distribuição das UHEs nas regiões hidrográficas						
Região Hidrográfica (CNRH 32)	Existente		Planejado		Total	
	UHE Operação	Potência instalada (MW)	UHE Planejada	Potência instalada (MW)	UHE	Potência Instalada (MW)
Amazônica	6	709	15	18.525	21	19.234
Atlântico Norte	0	0	0	0	0	0
Tocantins - Araguaia	7	11.489	13	4.353	20	15.842
Parnaíba	1	237	5	430	6	667
São Francisco	11	10.487	2	322	13	10.809
Atlântico Leste	6	1.266	0	0	6	1.266
Atlântico Sudeste	39	3.982	7	853	46	4.835
Paraná	64	39.748	18	2.155	82	41.903
Paraguai	7	760	0	0	7	760
Atlântico Sul	11	1.264	3	412,3	14	1.676
Uruguai	6	4.500	8	1.886,9	14	6.387
<b>Total</b>	<b>158</b>	<b>74.442</b>	<b>71</b>	<b>28.938</b>	<b>229</b>	<b>103.381</b>

Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, jan/2008; EPE, 2008.

Sistema existente e planejado – Relação média de área alagada por potência instalada	
UHES	km <sup>2</sup> /MW
Existentes	0,49
Planejadas	0,19
<i>Relação por projeto</i>	
Belo Monte	0,04
Jirau	0,08
Santo Antônio	0,09

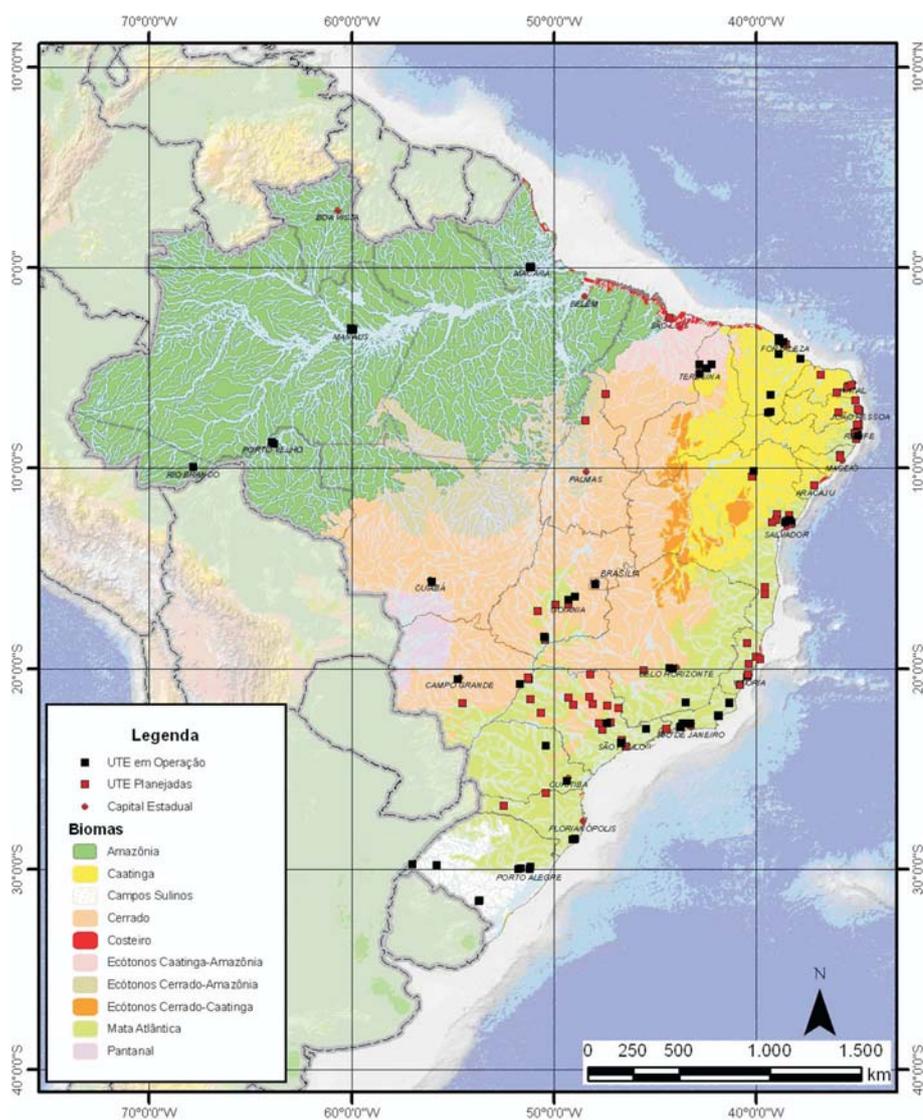
### Sistema planejado - Distribuição dos empreendimentos hidrelétricos planejados pelos biomas



### Sistema existente e planejado- Ocupação do bioma Amazônico pelas hidrelétricas, unidades de conservação e terras indígenas



### Sistema existente e planejado – Distribuição das térmicas existentes e planejadas



## Sistema existente e planejado – Distribuição das UTEs nos subsistemas elétricos

Subsistema	Existente		Planejado		Total	
	UTES Operação	Potência instalada (MW)	UTES planejadas	Potência instalada (MW)	UTES	Potência (MW)
Norte	17	1.957	3	680	20	2.637
Nordeste	18	2.140	43	8.611,5	61	10.751,5
Sul	14	2.789	4	1.284	18	4.073
SE/CO	28	8.558,7	40	5.879	68	14.437,7
<b>Total</b>	<b>77</b>	<b>15.444,7</b>	<b>90</b>	<b>16.454,5</b>	<b>167</b>	<b>31.899,2</b>

Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, jan/2008; EPE, 2008.

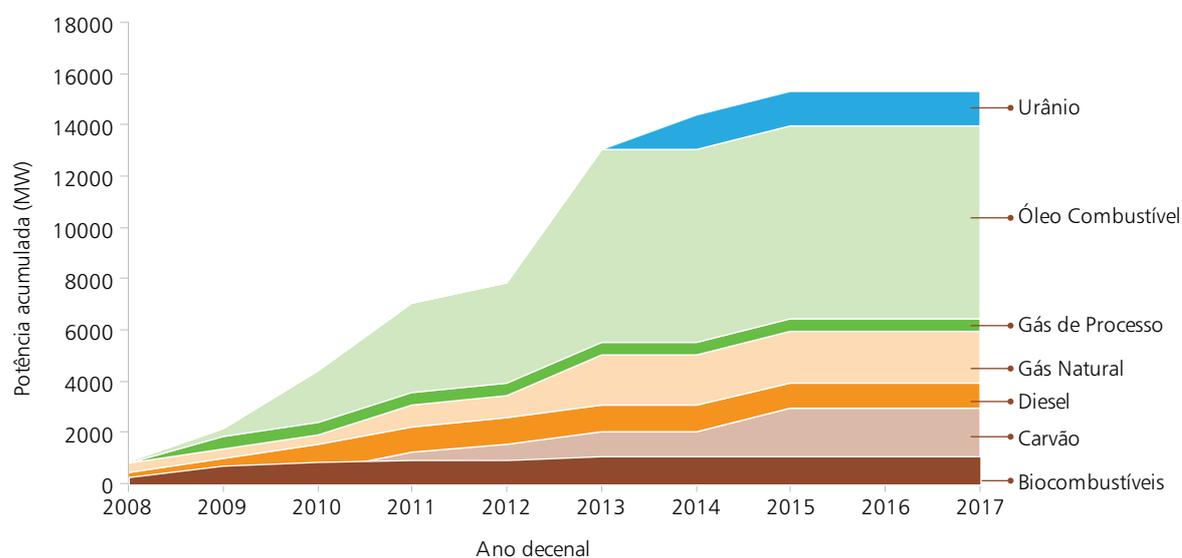
## Sistema existente e planejado – Parque termelétrico por combustível (I-instalado, P-planejado) (MW)

Subsistema	Diesel		Carvão		Gás Natural*		Óleo		Biocombustível		Nuclear	
	I	P	I	P	I	P	I	P	I	P	I	P
Sul	-	-	1.415	350	1.284	-	90	-	-	34	-	-
SE/CO	230	314	-	-	5.400,7	2.399	881	679	40	1.137	2.007	1.350
Norte	572	-	-	350	1.045	-	340	330	-	-	-	-
Nordeste	598	604	-	1.060	1.542	668	-	6.496,7	-	32	-	-
<b>Total</b>	<b>1.400</b>	<b>668,8</b>	<b>1.415</b>	<b>1.760</b>	<b>2.271,7</b>	<b>3.067</b>	<b>1.311</b>	<b>7.505,7</b>	<b>40</b>	<b>1.203</b>	<b>2.007</b>	<b>1.350</b>

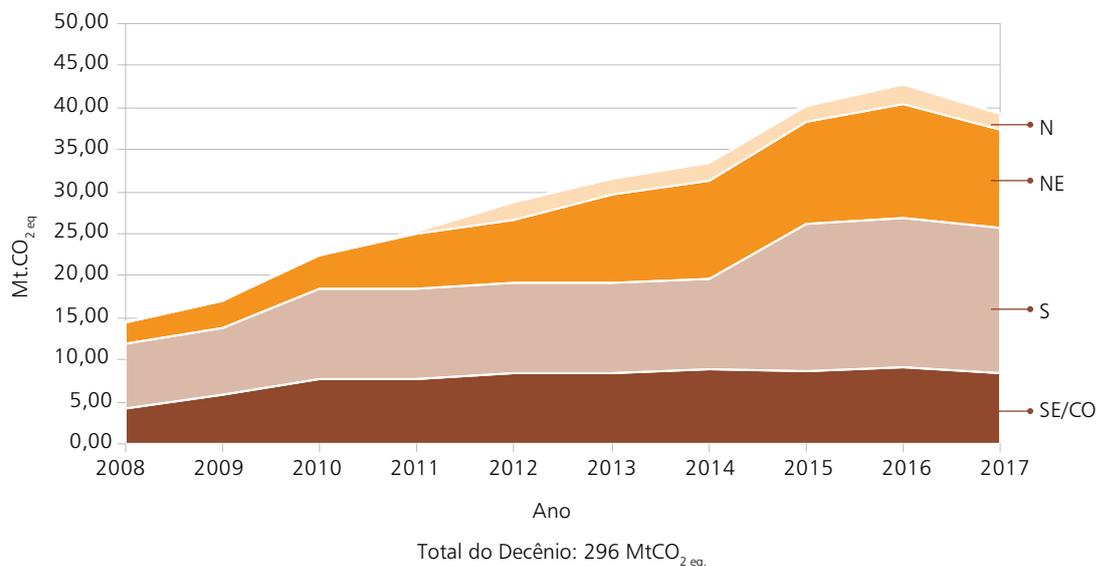
Fonte: Banco de Informações de Geração, ANEEL, jan/2008; EPE, 2008.

Nota: \* Incluído um projeto de gás de processo no sistema planejado.

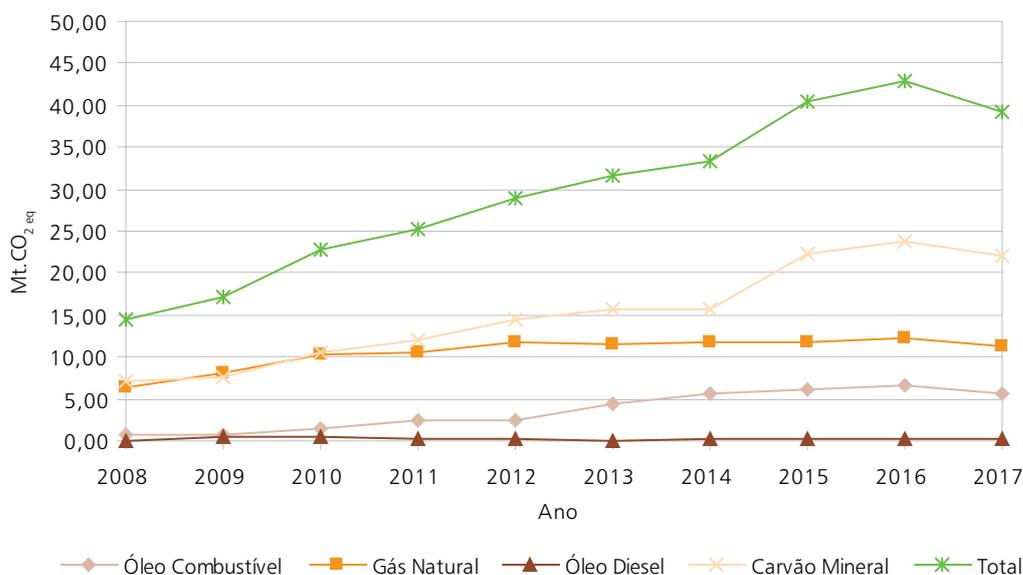
## Sistema planejado - Potência gerada por fonte de combustível ao longo do decênio



### Sistema existente e planejado - Emissões de Gases de Efeito Estufa – GEE (Mt) provenientes de termelétricas por Subsistema do SIN



### Sistema existente e planejado - Contribuição das diversas fontes termelétricas para as emissões de CO<sub>2</sub> no SIN



### Sistema existente e planejado – Área ocupada por linhas de transmissão

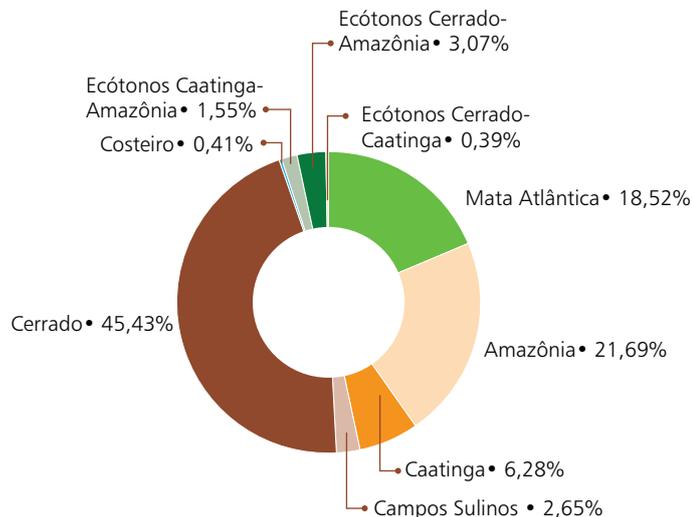
Tensões (kV)	Existente		Planejado		Total	
	Extensão Total (km)	Área Ocupada Total (km <sup>2</sup> )	Extensão Total (km)	Área Ocupada Total (km <sup>2</sup> )	Extensão Total (km)	Área Ocupada Total (km <sup>2</sup> )
230	36.760	1470	7.280	291	44.040	1761
345	9.824	589	579	29	10.403	618
440	6.671	400	0	0	6.671	400
500 e 525	29.381	1763	12.465	748	41.846	2511
± 600 CC	1.612	96	9.500	570	11.112	666
750	2.683	160	0	0	2.683	160
<b>Total/ano</b>	<b>86.932</b>	<b>4.875</b>	<b>29.824</b>	<b>1.638</b>	<b>116.756</b>	<b>6116</b>

(\*) área referente à restrição de uso pelas faixas de passagem.

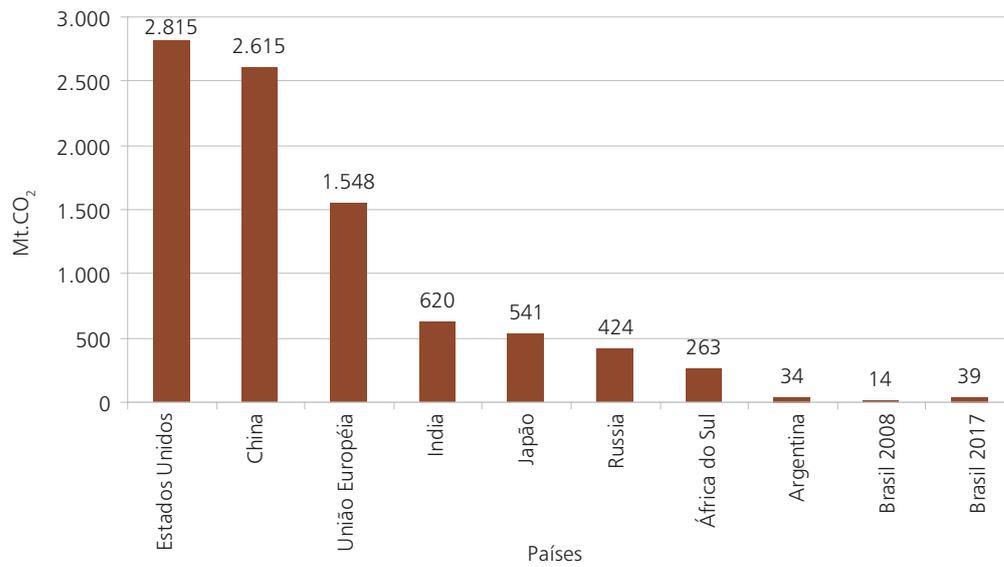
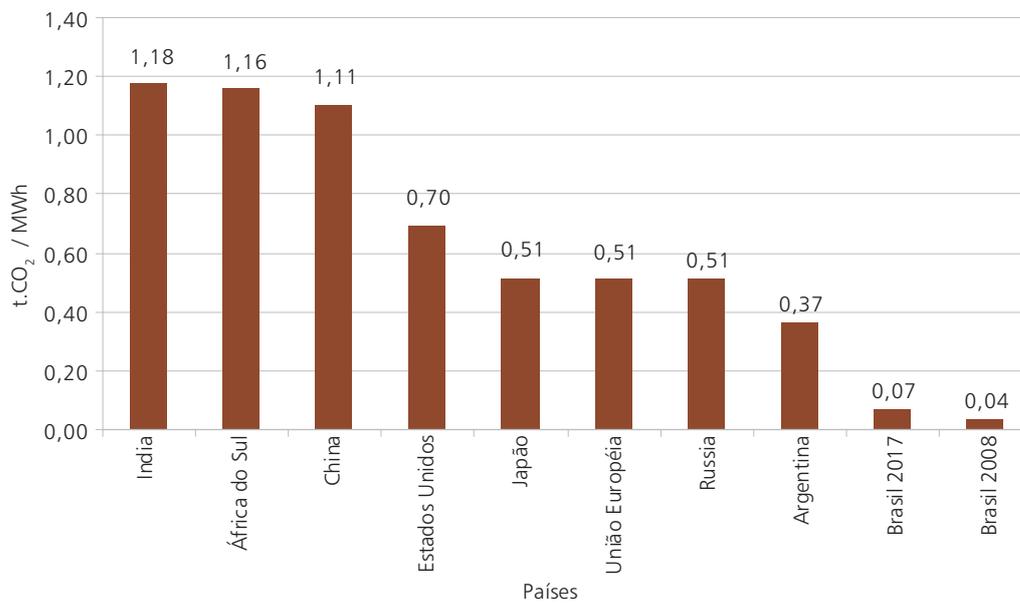
Sistema planejado – Linhas de transmissão planejadas e biomas brasileiros



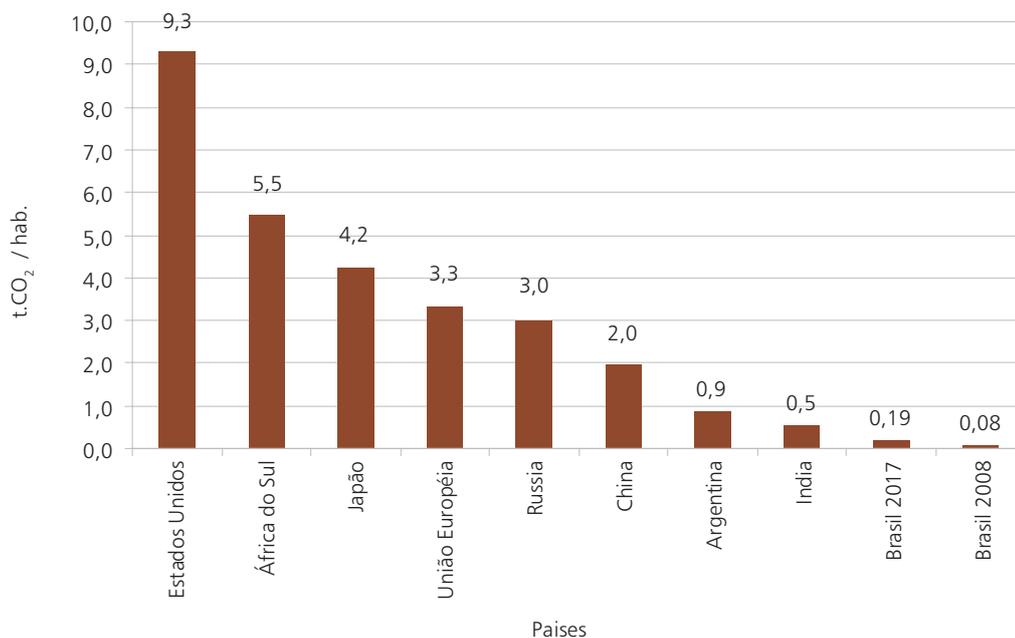
Sistema planejado - Presença de linhas de transmissão planejadas nos biomas (%)



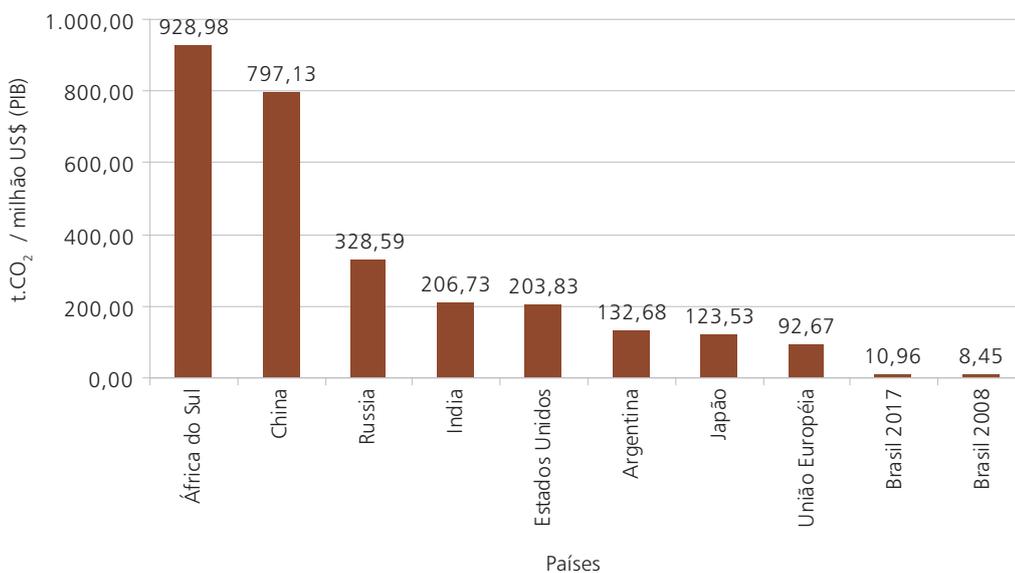
## Emissão anual de GEE da geração de eletricidade em diversos países

Taxa de emissão de CO<sub>2</sub> por MWh de energia elétrica gerada em diversos países

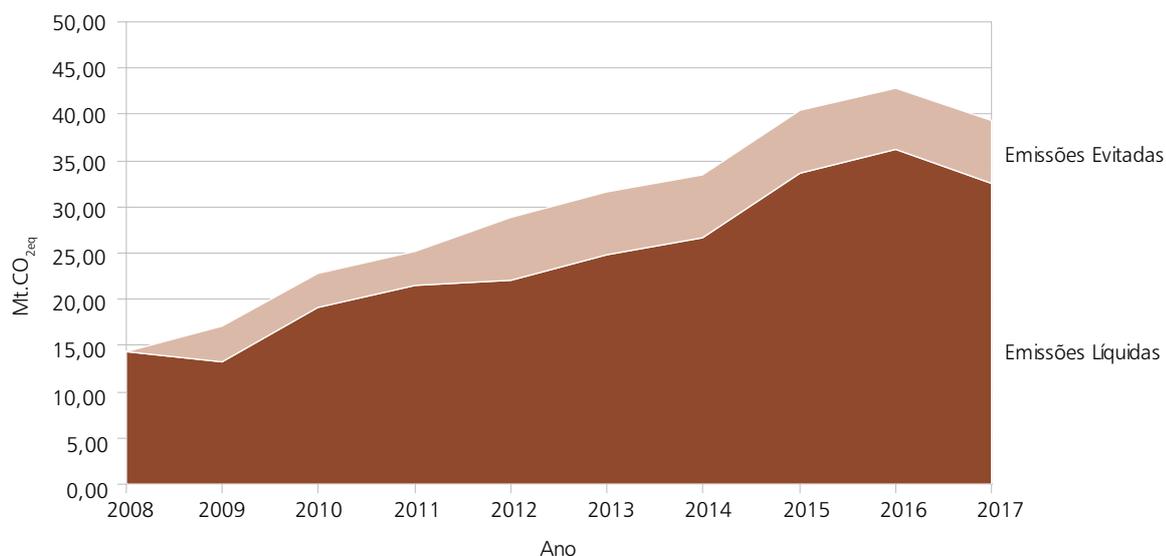
Comparação das emissões de CO<sub>2</sub> per capita entre diversos países e o Brasil



Intensidade de carbono da economia, levando em consideração apenas emissões do setor elétrico

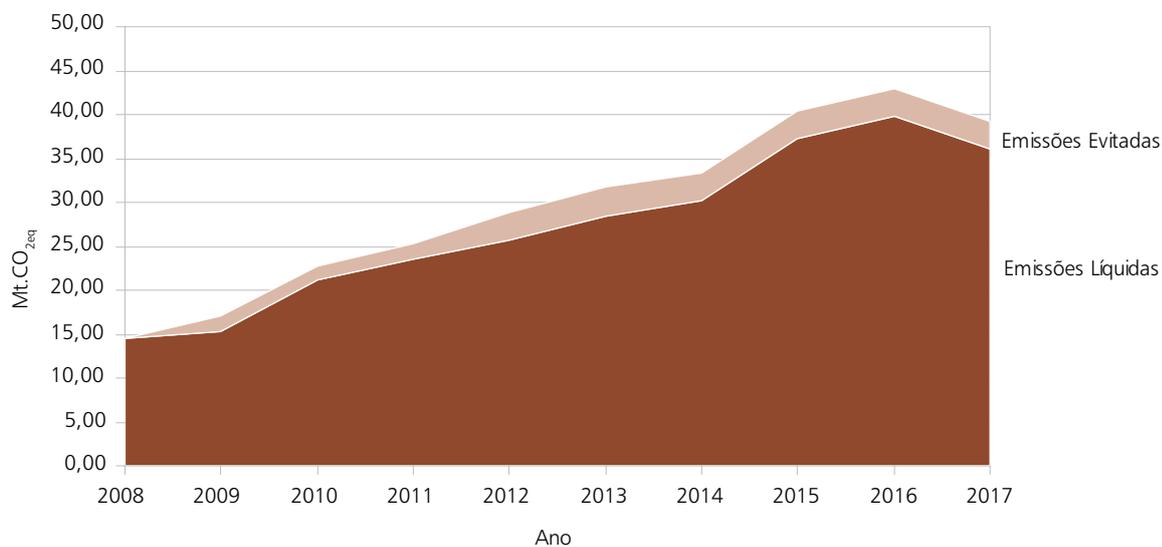


## Sistema existente e planejado – Emissões líquidas no período 2008-2017



Total de emissões evitadas no decênio: 52 Mt.CO<sub>2</sub>eq  
(efeito de redução propiciado pela integração dos sistemas isolados de Manaus, Macapá e Acre-Rondônia)

## Sistema existente e planejado - Emissões evitadas através da conversão das usinas do sistema isolado para gás natural



Total de emissões evitadas no decênio: 24 Mt.CO<sub>2</sub>eq  
(efeito de redução propiciado pela conversão das usinas a diesel e óleo combustível para gás natural nos sistemas isolados de Manaus, Macapá e Acre-Rondônia devido a implantação de gasodutos)

## Sistema planejado – Indicadores Sociais, Ambientais e Econômicos

## Indicadores Sociais

<b>Nº de postos de trabalho criados por MW</b>	
Relação Postos de Trabalho por MW (hidrelétricas)	4,16
Relação Postos de Trabalho por km (linhas de transmissão)	2,27
Empregos gerados no período (hidrelétricas)	171.670
Empregos gerados no período (linhas de transmissão)	81.859
<b>População afetada por MW (hab/MW)</b>	
Urbana	0,64 hab/MW
Rural	1,54 hab/MW
Total	2,18 hab/MW
89.815 habitantes	
<b>Nº de projetos de UHEs e LTs que interferem diretamente em Terras Indígenas</b>	<b>1 (UHE)</b>
<b>Nº de projetos de UHEs e LTs que interferem indiretamente em Terras Indígenas<sup>1</sup></b>	<b>21</b>

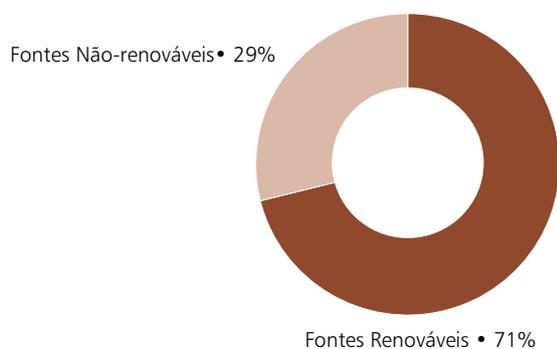
1 projeto interfere indiretamente quando há Terra Indígena na área de influência indireta da UHE ou quando há interferência em recurso utilizado e/ou em relações com outros grupos indígenas. Para LTs, o projeto interfere indiretamente quando passa próximo a Terras Indígenas (até 10 km).

## Indicadores Ambientais

<b>Área mobilizada</b>	
Área mobilizada por UHEs (km <sup>2</sup> /MW)	0,19 (6.622 km <sup>2</sup> )
Área de floresta (ou formação primária) afetada por UHEs (km <sup>2</sup> floresta/MW)	0,05 (2.128 km <sup>2</sup> )
Extensão das linhas de transmissão	29.824 Km
Área mobilizada (km <sup>2</sup> de faixas de servidão)	1.624 km <sup>2</sup>
<b>Nº de projetos de UHEs e LTs que interferem diretamente em Unidades de Conservação</b>	<b>29</b>
<b>Nº de projetos de UHEs e LTs que interferem indiretamente em Unidades de Conservação <sup>2</sup></b>	<b>12</b>
Recursos aplicados na compensação ambiental (0,5%)	R\$ 515 milhões
Emissões de CO <sub>2</sub> equivalente (Mt.CO <sub>2</sub> eq.) – UTE	296
Relação entre fontes renováveis e não renováveis	2,48

2 O projeto interfere indiretamente quando atinge ou atravessa a Zona de Amortecimento das Ucs

## Relação entre fontes renováveis e não renováveis (2008-2017)



## Indicadores Econômicos

Recursos totais da compensação financeira no período 2008-2017<sup>3</sup> (UHEs)

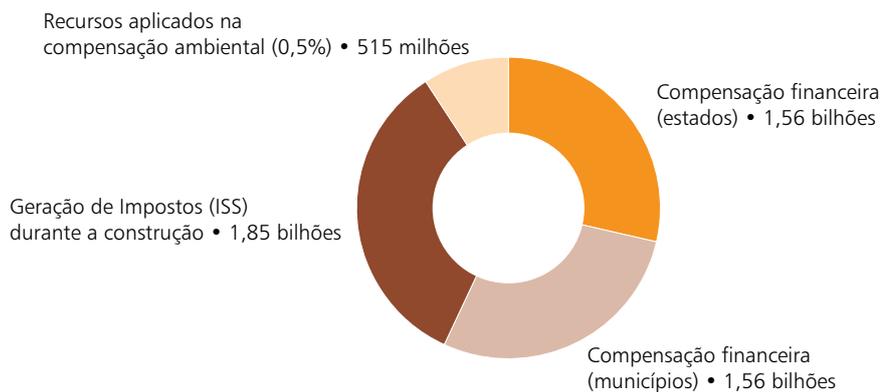
Estados (total aproximado do período)	R\$ 1,56 bilhões
Municípios (total aproximado do período)	R\$ 1,56 bilhões

## Recursos da geração de impostos durante a construção de usinas hidrelétricas

ISS (total)	R\$ 1,85 bilhões
ISS (por município)	R\$ 6,9 milhões

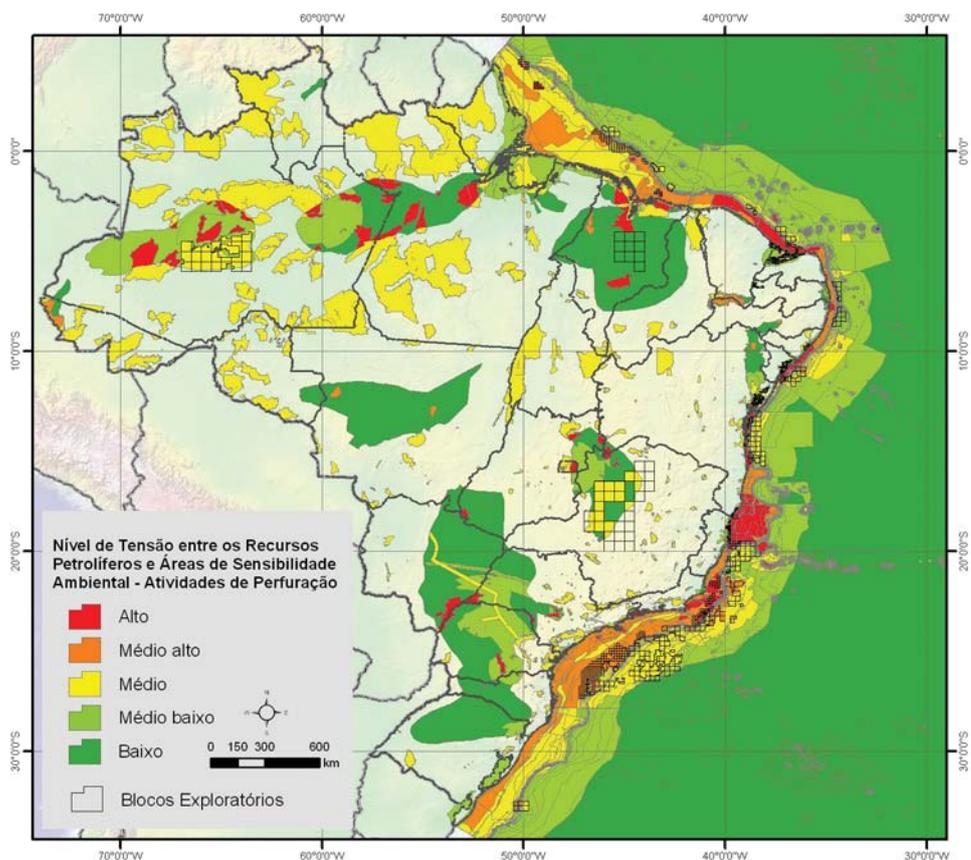
<sup>3</sup> Estimativa para o período 2008-2017 com base no total de recursos acumulados ao longo dos anos para o conjunto de usinas hidrelétricas do PDE.

## Total de recursos provenientes da implantação das usinas hidrelétricas (2008-2017)



## Petróleo

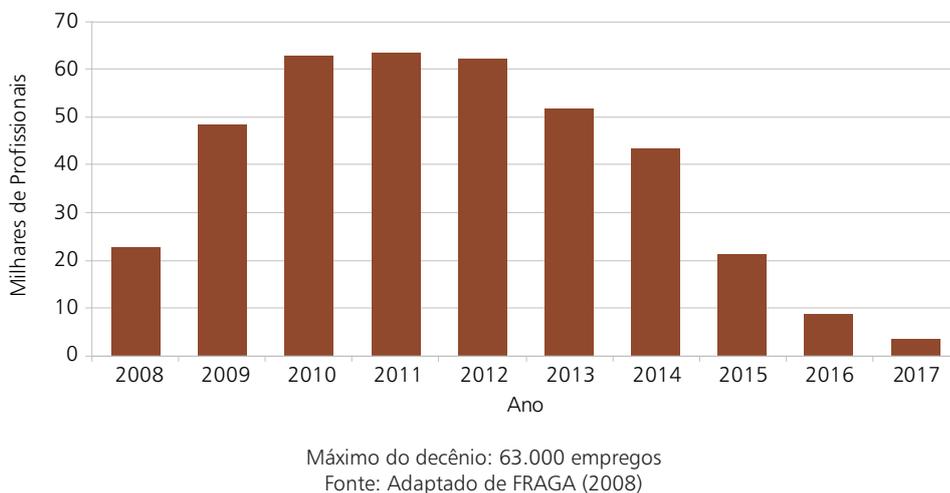
## Mapeamento do Nível de Tensão – Atividades de Perfuração



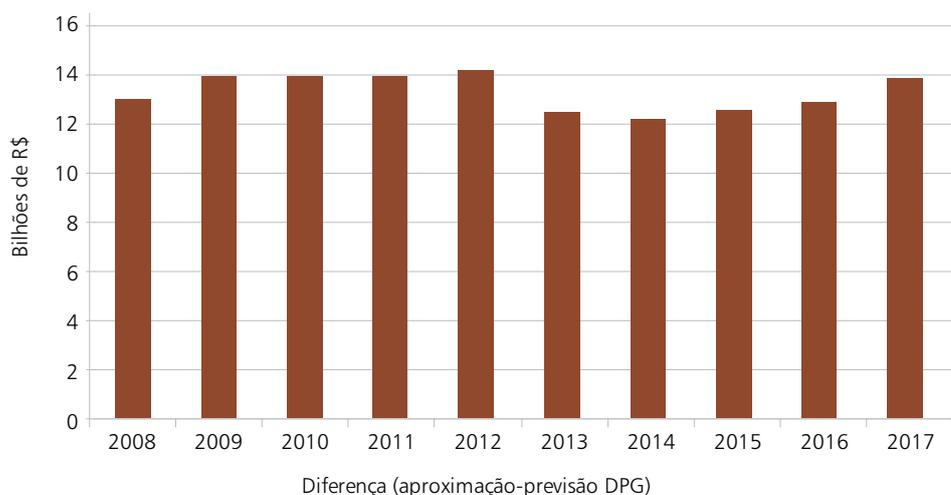
Emissões regionais de GEE provenientes do upstream de petróleo e gás



Estimativa de demanda por profissionais para atender projetos de construção de equipamentos de E&P no horizonte do PDE 2008-2017



Arrecadações relativas às atividades de E&P ao longo do decênio que se destinam aos Municípios relacionados e aos Estados produtores (recursos descobertos + Tupi e Carioca)



Total do decênio: R\$ 133 Bilhões

## Gás Natural

### Distribuição de gasodutos planejados e existentes por bioma e respectivas áreas afetadas

Bioma <sup>(1)</sup>	Extensão de gasodutos planejados e existentes (km)	Percentual da malha nacional de gasodutos planejados e existentes	Faixa de passagem dos gasodutos planejados e existentes <sup>(2)</sup> (km <sup>2</sup> )	Percentual de área bioma / gasodutos planejados e existentes <sup>(2)</sup>
Amazônia	665,0	6,8	13,3	0,0003
Caatinga	995,0	10,1	19,9	0,0024
Campos Sulinos	135,0	1,4	2,7	0,0015
Cerrado	900,0	9,2	18,0	0,0009
Mata Atlântica	6.593,2	67,3	131,9	0,0119
Pantanal	515,0	5,3	10,3	0,0069
<b>Total</b>	<b>9803,2</b>	<b>100,0</b>	<b>196,1</b>	<b>0,0023</b>

Fonte: baseado em dados estimados a partir da digitalização realizada pela EPE. Dados de extensão total obtidos nas páginas de internet da Transpetro e da TBG.

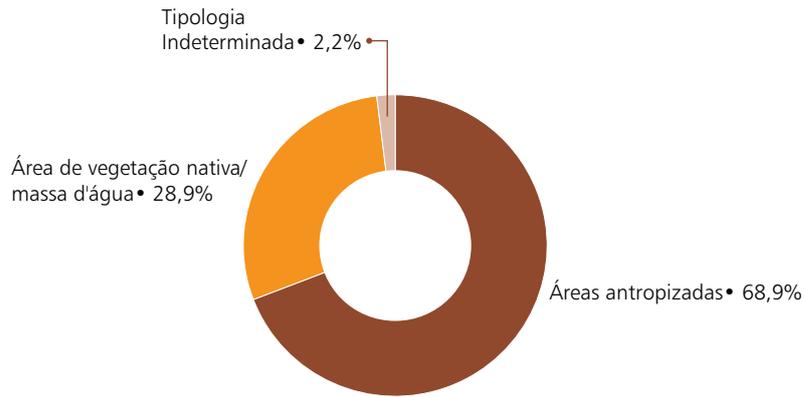
<sup>(1)</sup>Classificação segundo IBGE.

<sup>(2)</sup>Área estimada com base no cálculo da faixa de passagem média de 20m.

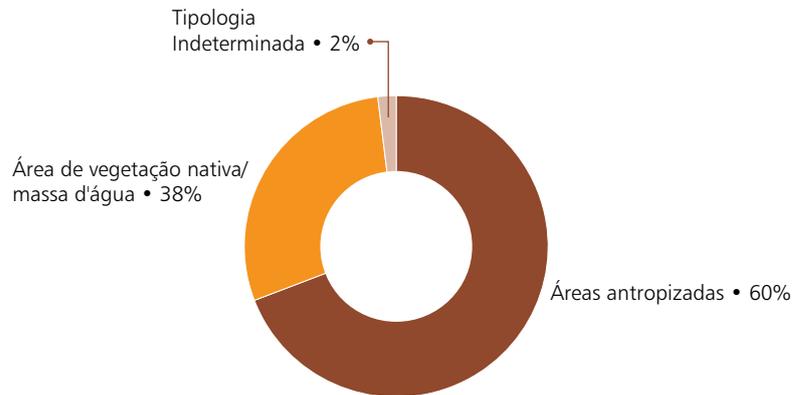
### Distribuição de gasodutos, existentes e planejados, por áreas antropizadas ou por áreas de vegetação nativa

Malhas de gasodutos	Áreas afetadas por gasodutos existentes e planejados – total: 196 km <sup>2</sup>					
	Antropizadas		Vegetação nativa/massa d'água		Tipologia indeterminada	
	km <sup>2</sup>	%	km <sup>2</sup>	%	km <sup>2</sup>	%
Existente	99	50,6	41,5	21,2	3,1	1,6
Planejada	31,5	16,0	19,9	10,1	1,0	0,5
<b>Total</b>	<b>130,5</b>	<b>66,6</b>	<b>61,4</b>	<b>31,3</b>	<b>4,1</b>	<b>2,1</b>

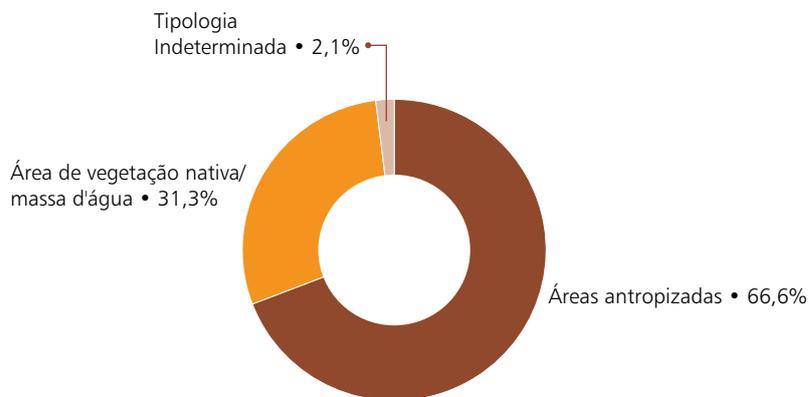
Distribuição de gasodutos existentes por áreas antropizadas ou de vegetação nativa dos biomas



Distribuição de gasodutos planejados por áreas antropizadas ou de vegetação nativa dos biomas

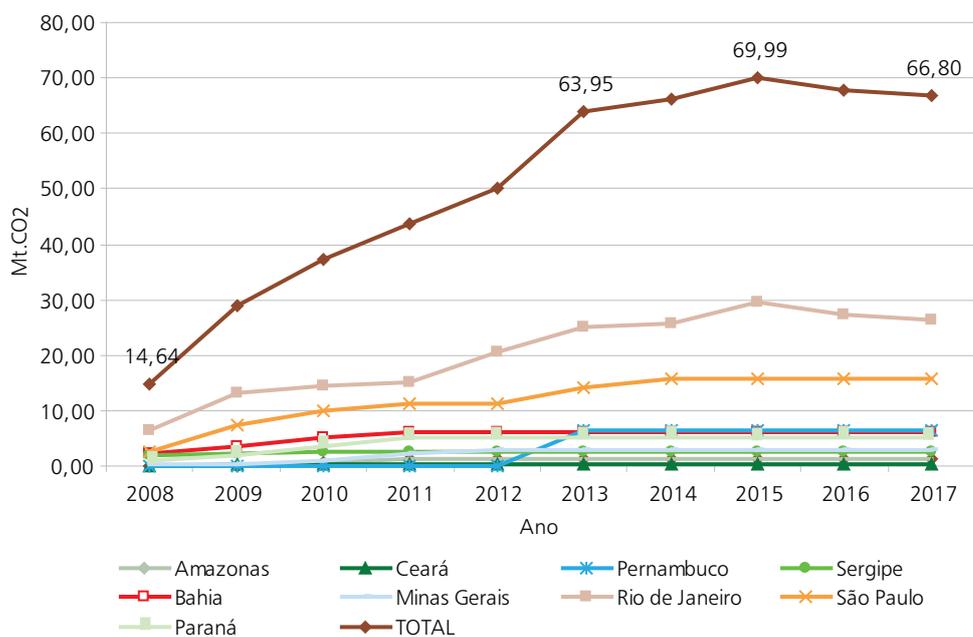


Distribuição de gasodutos planejados por áreas antropizadas ou de vegetação nativa dos biomas

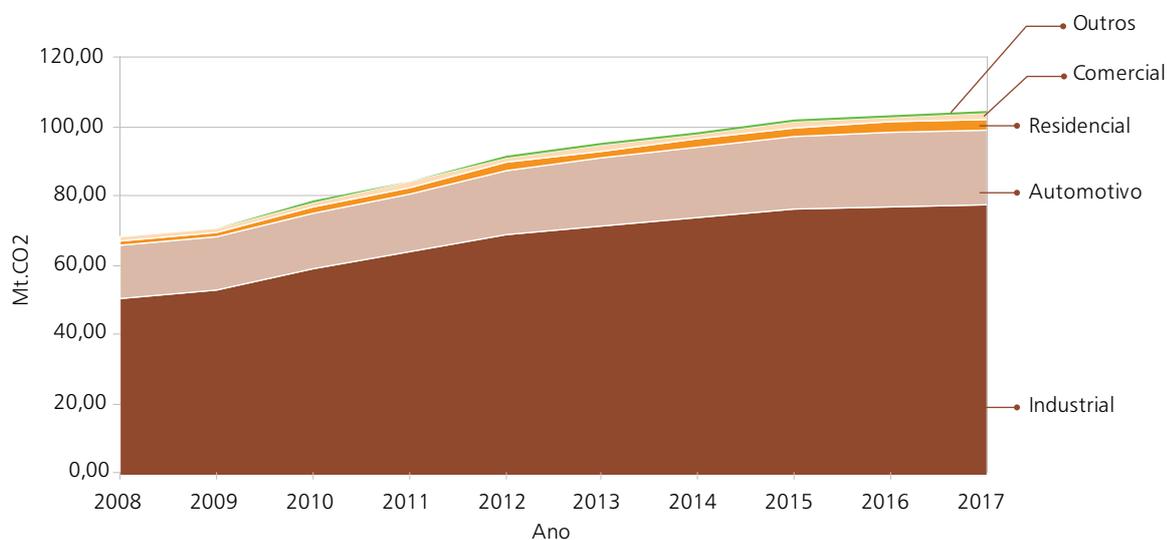


Sistema planejado – Indicadores Sociais e Econômicos - Gás Natural

Empregos gerados no período	22.000
Recursos do ISS dos serviços de construção e montagem	R\$ 65 milhões
Recursos da compensação ambiental (0,5%)	R\$ 18 milhões

Emissões de GEE pela queima de gás natural no segmento *downstream*Total no decênio: 509 Mt.CO<sub>2</sub>eq

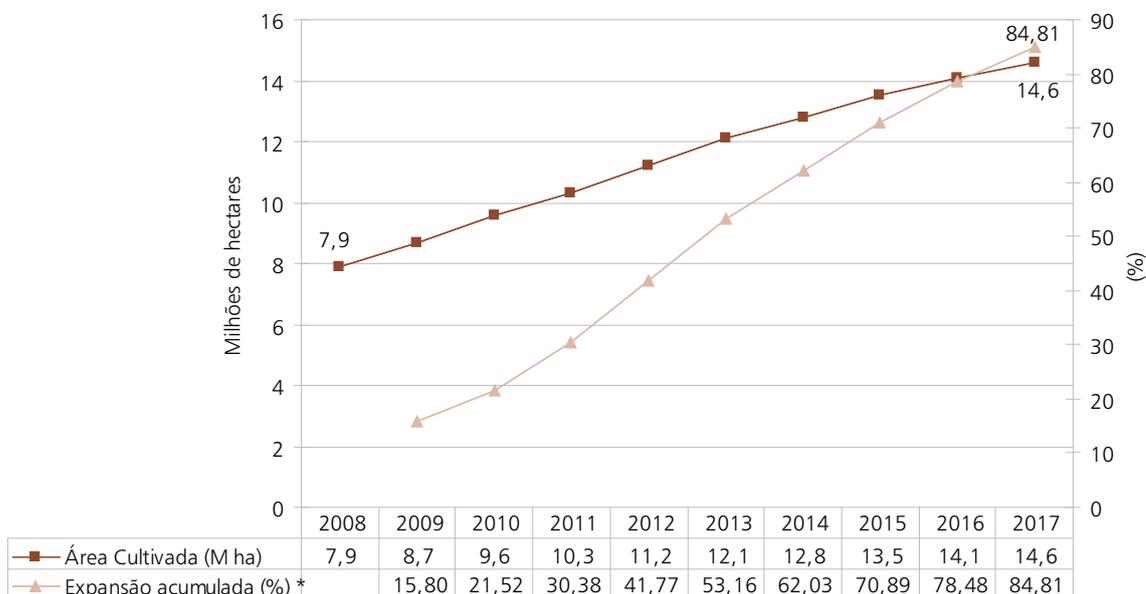
## Emissões de GEE pela queima de gás natural para uso não termelétrico

Total no decênio: 904 Mt.CO<sub>2</sub>eq

## Biocombustíveis

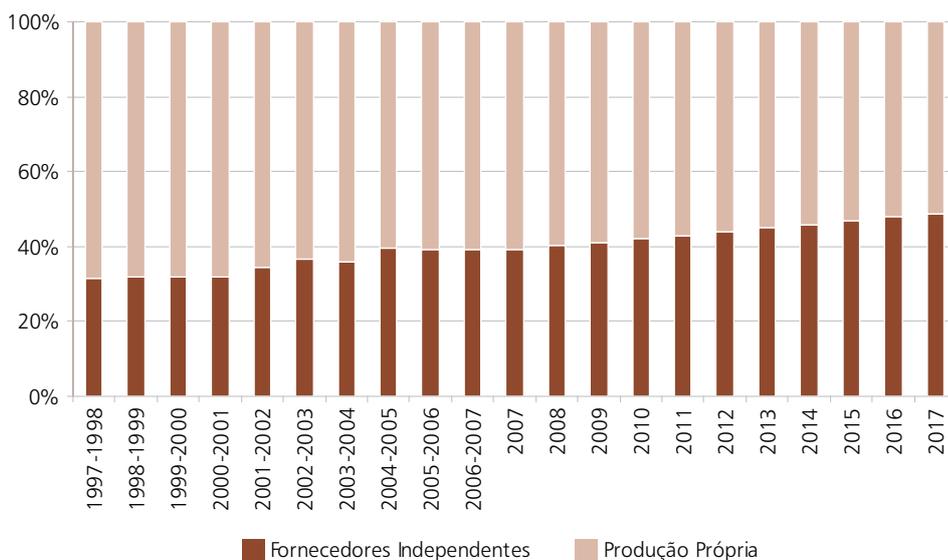
### Etanol

#### Expansão da área plantada de cana-de-açúcar ao longo do decênio



Área Cultivada no final do decênio: 14,6 Mha  
 Expansão acumulada do decênio: 84,8%

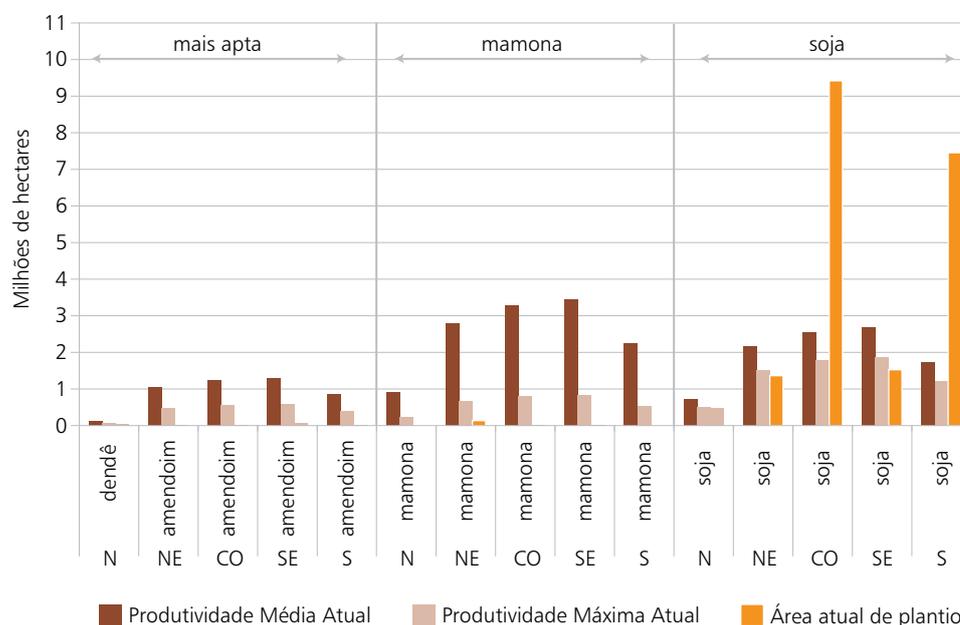
#### Participação de fornecedores independentes na produção brasileira de cana-de-açúcar entre as safras de 1997/1998 e 2008/2017



Estimativa de participação de fornecedores independentes em 2017: 50%

## Biodiesel

Área plantada para atendimento a capacidade de produção, por região e oleaginosa, em função da produtividade



## 9. Síntese das estimativas de investimentos

	R\$ bilhões Período 2008-2017	%
<b>Oferta de Energia Elétrica</b>	<b>181</b>	<b>23,6%</b>
Geração	142	18,5%
Transmissão	39	5,1%
<b>Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural</b>	<b>536</b>	<b>69,9%</b>
<b>Oferta de Derivados de Petróleo</b>	<b>333</b>	<b>43,4%</b>
Expansão do parque de refino	182	23,8%
Infraestrutura de transporte	21	2,7%
<b>Oferta de Gás Natural</b>	<b>50</b>	<b>6,5%</b>
Transporte e processamento	40	5,2%
Regaseificação de GNL	9	1,2%
<b>Oferta de Biocombustíveis Líquidos(3)</b>	<b>1</b>	<b>0,2%</b>
Etanol - Usinas de produção	767	100,0%
Etanol - Infraestrutura dutoviária	6,2	1,0%
Biodiesel - Usinas de produção	1,2	0,2%
<b>Total</b>	<b>610,8</b>	<b>100,0%</b>

Notas: (1) Média da faixa de valores indicada no Capítulo IV;

(2) Considerada a Trajetória III de evolução do parque de refino (vide item 5 deste capítulo)

(3) Estimativa até o ano 2017

Taxa de câmbio referencial: R\$ 2,31 / US\$ (comercial em 31/janeiro/2009)

## AGRADECIMENTOS

A elaboração deste Plano Decenal de Energia e dos estudos que o subsidiaram não teria sido possível sem a colaboração das empresas e agentes do setor energético, bem como de outros órgãos e entidades, a seguir listados, efetivada, principalmente, por meio de participação em grupos de trabalho, reuniões e seminários técnicos coordenados pela EPE, além do provimento de dados e informações para os estudos, o que permitiu conferir a eficácia, eficiência e qualidade necessárias a este importante instrumento para o planejamento energético do país. Além das entidades listadas, deve-se também destacar a colaboração recebida dos Consumidores Livres. A todas estas instituições os agradecimentos do MME e da EPE.

AES Eletropaulo S.A. - ELETROPAULO

AES Sul Distribuidora Gaúcha de Energia S.A. - AES SUL

AES Tietê S.A. - AES TIETÊ

Agência Goiana de Gás Canalizado S.A. - GOIASGÁS

Ampla Energia e Serviços S.A. - AMPLA

Associação Brasileira da Indústria de Álcalis e Cloro Derivados - ABICLOR

Associação Brasileira da Indústria Química - ABIQUIM

Associação Brasileira das Empresas Distribuidoras de Gás Canalizado - ABEGAS

Associação Brasileira de Celulose e Papel - BRACELPA

Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica - ABRADEE

Associação Brasileira de Geradoras Termelétricas - ABRAGET

Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e Consumidores Livres - ABRACE

Associação Brasileira de Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico - ABRAFE

Associação Brasileira do Alumínio - ABAL

Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia - APINE

Associação Nacional dos Consumidores de Energia - ANACE

Associação Nacional dos Fabricantes de Celulose e Papel - BRACELPA

Associação Paulista de Cogeração de Energia – COGEN-SP

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES

Bandeirante Energia S.A. - BANDEIRANTE

Boa Vista Energia S.A. - BOA VISTA

---

Braskem Petroquímica Brasileira S.A. - BRASKEM  
Cachoeira Dourada S.A. - CDSA  
Caiuá Serviços de Eletricidade S.A. - CAIUÁ  
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE  
CEG Rio S.A. - CEG RIO  
Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - ELETROBRÁS  
Centrais Elétricas de Carazinho S.A. - ELETROCAR  
Centrais Elétricas de Rondônia S.A. - CERON  
Centrais Elétricas do Norte do Brasil S.A. - ELETRONORTE  
Centrais Elétricas do Pará S.A. - CELPA  
Centrais Elétricas Matogrossenses S.A. - CEMAT  
Centrais Elétricas Santa Catarina S.A. - CELESC  
Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL  
Companhia Brasileira de Energia Renovável – BRESCO  
Companhia Brasileira de Gás - CEBGÁS  
Companhia Campolarguense de Energia - COCEL  
Companhia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE  
Companhia de Eletricidade do Amapá - CEA  
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA  
Companhia de Eletricidade Nova Friburgo - CENF  
Companhia de Energia Elétrica do Estado do Tocantins - CELTINS  
Companhia de Gás da Bahia - BAHIAGÁS  
Companhia de Gás de Minas Gerais - GASMIG  
Companhia de Gás de Santa Catarina - SCGÁS  
Companhia de Gás de São Paulo - COMGÁS  
Companhia de Gás do Ceará - CEGAS  
Companhia de Gás do Estado do Mato Grosso do Sul - MSGÁS  
Companhia de Gás do Estado do Rio Grande do Sul - SULGÁS  
Companhia de Geração Térmica de Energia Elétrica - CGTEE  
Companhia de Transmissão de Energia Elétrica Paulista - CTEEP

---

Companhia Distribuidora de Gás do Rio de Janeiro - CEG  
Companhia Energética da Borborema - CELB  
Companhia Energética de Alagoas - CEAL  
Companhia Energética de Brasília - CEB  
Companhia Energética de Goiás - CELG  
Companhia Energética de Minas Gerais - CEMIG  
Companhia Energética de Pernambuco - CELPE  
Companhia Energética de Roraima - CER  
Companhia Energética de São Paulo - CESP  
Companhia Energética do Amazonas - CEAM  
Companhia Energética do Ceará - COELCE  
Companhia Energética do Maranhão - CEMAR  
Companhia Energética do Piauí – CEPISA  
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - COSERN  
Companhia Estadual de Energia Elétrica - CEEE  
Companhia Força e Luz Cataguazes-Leopoldina – CFLCL  
Companhia Força e Luz do Oeste – CFLO  
Companhia Hidro Elétrica do São Francisco – CHESF  
Companhia Hidroelétrica São Patrício - CHESP  
Companhia Jaguari de Energia - CJE  
Companhia Luz e Força de Mococa – CLFM  
Companhia Luz e Força Santa Cruz - CLFSC  
Companhia Nacional de Energia Elétrica - CNEE  
Companhia Paraibana de Gás - PBGÁS  
Companhia Paranaense de Energia Elétrica - COPEL  
Companhia Paranaense de Gás - COMPAGÁS  
Companhia Paulista de Energia Elétrica - CPEE  
Companhia Paulista de Força e Luz S.A. – CPFL PAULISTA  
Companhia Pernambucana de Gás - COPERGÁS  
Companhia Petroquímica do Sul – COPESUL

---

Companhia Piratininga de Força e Luz S.A. – CPFL PIRATININGA  
Companhia Potiguar de Gás - POTIGÁS  
Companhia Sul Paulista de Energia - CSPE  
Companhia Sul Sergipana de Eletricidade - SULGIPE  
Cooperativa Aliança – COOPERALIANÇA  
Coordenação dos Programas de Pós-Graduação em Engenharia da Universidade Federal do Rio de Janeiro – COPPE/UFRJ  
CPFL Geração de Energia S.A. - CPFL-G  
Dedini S.A. Indústrias de Base - DEDINI  
Departamento Municipal de Eletricidade de Poços de Caldas - DMEPC  
Departamento Municipal de Energia de Ijuí - DEMEI  
Duke Energy International, Geração Paranapanema S.A. - DUKE-GP  
Elektro Eletricidade e Serviços S.A - ELEKTRO  
Eletrobrás Termonuclear S.A. - ELETRONUCLEAR  
Eletrosul Centrais Elétricas S.A. – ELETROSUL  
Empresa Brasileira de Pesquisa Agropecuária - EMBRAPA  
Empresa de Eletricidade Vale Paranapanema S.A. - EEVP  
Empresa Elétrica Bragantina S.A. - EEB  
Empresa Energética de Mato Grosso do Sul S.A. - ENERSUL  
Empresa Energética de Sergipe S.A. - ENERGIPE  
Empresa Força e Luz João Cesa Ltda. – JOÃO CESA  
Empresa Força e Luz Urussanga Ltda. - EFLUL  
Empresa Luz e Força Santa Maria S.A. - ELFSM  
Empresa Metropolitana de Águas e Energia S.A. - EMAE  
Espírito Santo Centrais Elétricas S.A. – ESCELSA  
ETH – ODEBRECHT  
Força e Luz Coronel Vivida Ltda - FORCEL  
Furnas Centrais Elétricas S.A. - FURNAS  
Gás Brasileiro Distribuidora S.A. - GAS BRASILIANO GBD  
Gás de Alagoas S/A - ALGÁS

---

Gás Natural São Paulo Sul S.A. - GAS NATURAL SPS  
Gerência de Comercialização de Gás Canalizado no Espírito Santo – BR ES  
Hidroelétrica Panambi S.A. – HIDROPLAN  
IDEA - Instituto de Desenvolvimento Agroindustrial  
Iguaçu Distribuidora de Energia Elétrica Ltda. - IENERGIA  
Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE  
Instituto Brasileiro de Siderurgia – IBS  
Instituto de Economia da UFRJ – IE/UFRJ  
Instituto Nacional de Eficiência Energética – INEE  
Instituto Nacional de Tecnologia - INT  
Light Serviços de Eletricidade S.A. - LIGHT  
Manaus Energia S.A. - MANAUS  
Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento - MAPA  
Muxfeldt, Marin & Cia. Ltda. - MUXFELDT  
Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS  
PETROBRAS Distribuidora S.A.  
Petrobras Transporte SA - TRANSPETRO  
Petróleo Brasileiro S.A. - PETROBRAS  
Petroquímica União – PQ,U  
Programa Nacional de Conservação de Energia Elétrica - PROCEL  
Rede Empresas de Energia Elétrica – GRUPO REDE  
Rio Grande de Energia S.A. – RGE  
Sergipe Gás S.A. – SERGAS  
Sermatec Indústria e Montagens Ltda. - SERMATEC  
Sindicato Nacional da Indústria do Cimento - SNIC  
Sociedade Anônima de Eletricidade da Paraíba – SAELPA  
Solvay Indupa do Brasil S.A. - SOLVAY  
Tractebel Energia S.A. – TRACTEBEL  
União da Agroindústria Canavieira de São Paulo - UNICA  
Usina Hidro Elétrica Nova Palma Ltda. – UHENPAL

Fotos

**Capítulos 1 e 8 e capas: banco de imagens da ANEEL, Brasil Energia, Eletronorte, Eletronuclear, Furnas e Petrobras**  
**Demais capítulos: créditos nas próprias fotos.**

Diagramação

**I Graficci Comunicação e Design**

Impressão

**Flama Ramos Acabamento e Manuseio Gráfico Ltda**

Texto Composto na família Humanist 777 BT, miolo impresso em sulfite 90g/m<sup>2</sup> e capa em couchê fosco 240g/m<sup>2</sup>