



MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA  
Secretaria de Petróleo, Gás Natural  
e Biocombustíveis

# Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis

Grupo de Trabalho  
MME/ANP/EPE/Petrobras  
Brasília  
Dezembro de 2017



*Fotos da capa: Secretaria de Portos e iStock/Banco de Imagens Petrobras*

## Grupo de Trabalho / SINEC

### Coordenação:

MINISTÉRIO DE  
**MINAS E ENERGIA**

Cláudio Akio Ishihara  
Deivson Matos Timbó  
Edie Andreeto Júnior  
Marlon Arraes Jardim Leal

### Participantes:



Diogo Valério  
Maria Inês Souza  
Jader Pires Vieira de Souza  
José Lopes de Souza



Angela Oliveira da Costa  
Rafael Moro da Mata  
Regina Freitas Fernandes



Arlindo Moreira Filho  
Daniella Dalla Maestri  
Thiago de Moraes Moreira

## APRESENTAÇÃO

Em 2017, o Ministério de Minas e Energia (MME) coordenou a elaboração dos estudos acerca de “Reserva Estratégica” e “Estoques de Operação”, referentes ao exercício deste ano, compreendidos no Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC), conforme estabelece a Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, e o Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991.

O SINEC tem por finalidade assegurar a normalidade do abastecimento nacional de petróleo e seus combustíveis derivados, de etanol destinado a fins carburantes e de outros combustíveis líquidos carburantes.

A Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, criou o Grupo de Trabalho (GT), por prazo indeterminado, com o objetivo de analisar e identificar ações necessárias para subsidiar anualmente o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) sobre o adequado funcionamento do SINEC, a necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante, bem como de estoques de operação de combustíveis.

O GT-SINEC é formado por representantes do MME, da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e da Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras).

A finalidade deste documento é subsidiar o CNPE no cumprimento de sua obrigação legal de assegurar o adequado funcionamento do SINEC, e o Poder Executivo em sua tarefa de encaminhar ao Congresso Nacional, dentro de cada exercício financeiro, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis para o exercício seguinte, integrando o projeto de lei de diretrizes orçamentárias.

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS .....	iii
LISTA DE GRÁFICOS .....	iii
LISTA DE QUADROS .....	iii
LISTA DE TABELAS .....	iv
Introdução .....	1
2 Base legal, definições e estudos precedentes .....	2
2.1 Base legal atual .....	2
2.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação .....	3
2.3 Definição de “reserva estratégica” e de “estoques de operação” .....	4
2.4 Matriz Energética.....	5
2.4.1 A importância do petróleo .....	6
2.5 Segurança Energética.....	8
2.5.1 Fundamentos da Gestão de Riscos Adotada.....	8
2.5.2 Os Componentes da Segurança Energética .....	12
2.5.3 Proteção da Cadeia de Abastecimento .....	12
3 Reservas estratégicas.....	15
3.1 Petróleo .....	15
3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo .....	15
3.1.1.1 <i>Eventos críticos externos</i> .....	15
3.1.1.2 <i>Eventos críticos internos</i> .....	18
3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo .....	20
3.1.2.1 Países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), da Agência Internacional de Energia (AIE) e União Europeia (UE) .....	20
3.1.2.2 Países dos BRICS (Rússia, Índia, China e África do Sul) .....	25
3.1.2.3 Comparação de políticas de reservas estratégicas conforme nível de dependência de petróleo .....	26
3.1.3 Cenário brasileiro .....	28
3.1.3.1 <i>Contexto histórico e evolução da produção de petróleo no Brasil</i> .....	28
3.1.3.2 <i>Previsões de produção brasileira de petróleo 2017-2026</i> .....	29
3.1.3.3 <i>Investimentos em E&amp;P no Brasil 2017-2026</i> .....	30
3.1.3.4 <i>Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro</i> .....	31
3.1.3.5 <i>Indicador de exportação líquida de petróleo</i> .....	31
3.2 Etanol carburante .....	33
3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol .....	33
3.2.1.1 <i>Eventos críticos externos</i> .....	39
3.2.1.2 <i>Eventos críticos internos</i> .....	41
3.2.2 Cenário brasileiro .....	41
3.2.2.1 <i>Produção, estoques e dependência externa de etanol</i> .....	44
4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil.....	46
4.1 Petróleo .....	46
4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo .....	47
4.2 Etanol.....	50
4.2.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol .....	50
5 Estoques de Operação .....	53
5.1 Os estoques mínimos obrigatórios .....	53
5.2 Ações apontadas pela ANP.....	55
5.3 Avaliação do Abastecimento em 2016 .....	55

5.4	O abastecimento de GLP .....	56
6	A Iniciativa Combustível Brasil .....	58
6.1	Diretrizes, Objetivos e Ações em Curso .....	58
7	Conclusões e providências .....	60
	GLOSSÁRIO.....	61

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Processo de gestão de riscos .....	9
Figura 2 – Processo de avaliação de riscos.....	11
Figura 3 – Os sete pontos críticos mais relevantes a nível mundial .....	13
Figura 4 – Estreito de Hormuz .....	14
Figura 5 – Estreito de Bósforo.....	14
Figura 6 – Composição da Agência Internacional de Energia .....	21
Figura 7 – Sistema de resposta a emergências da AIE .....	22
Figura 8 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil .....	42
Figura 9 – Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País .....	47

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação na OIE por energético.....	6
Gráfico 2 – Dependência externa total de energia.....	7
Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados .....	7
Gráfico 4 – Dependência externa energética versus percentual na oferta energética mundial ..	8
Gráfico 5 – Frequência de eventos classificados pelo tempo de interrupção .....	16
Gráfico 6 – Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em volumes diários.....	17
Gráfico 7 – Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial.....	17
Gráfico 8 – Frequência e magnitude dos eventos críticos internos .....	19
Gráfico 9 – Gráfico de controle dos eventos críticos internos (medidas individuais).....	20
Gráfico 10 – Gráfico de controle dos eventos críticos internos (amplitudes móveis).....	20
Gráfico 11 – Medidas individuais dos eventos críticos externos .....	24
Gráfico 12 – Amplitudes dos eventos críticos externos .....	24
Gráfico 13 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2016 .....	29
Gráfico 14 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2017-2026 .....	30
Gráfico 15 – Previsão das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2017-2026 .....	31
Gráfico 16 – Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2007-2026.....	32
Gráfico 17 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2017-2026.....	33
Gráfico 18 – Participação do etanol na matriz de combustíveis para veículos ciclo Otto .....	33
Gráfico 19 – Demanda mensal para o mercado ciclo Otto (2006-2017) (m <sup>3</sup> de gasolina equivalente) .....	43
Gráfico 20 – Evolução da variação da demanda por combustíveis para o mercado ciclo Otto (2007-2016) .....	44
Gráfico 21 – Evolução recente do mercado de etanol combustível no Brasil.....	44
Gráfico 22 – Importação e exportação de etanol (1997-2016).....	45
Gráfico 23 – Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial .....	51

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol e biodiesel vigentes.....	40
Quadro 2 – Matriz de probabilidade e impacto .....	48
Quadro 3 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos .....	49

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956 .....	16
Tabela 2 – Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001 .....	18
Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002 .....	19
Tabela 4 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP .....	27
Tabela 5 – Portarias do CNP com fixação do percentual de mistura vigente após o lançamento do Proálcool e até a adoção de percentual de 20% no território nacional .....	35
Tabela 6 – Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil (Mbpd) .....	46
Tabela 7 – Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m <sup>3</sup> ).....	53
Tabela 8 – Estoque de óleo diesel A, S500 e S10, nos distribuidores (mil m <sup>3</sup> ) .....	54
Tabela 9 – Estoque de QAV nos distribuidores (mil m <sup>3</sup> ) .....	54
Tabela 10 – Estoques de GLP nos distribuidores (mil t).....	54



## Introdução

Ao longo de 2017, o GT-SINEC, criado pela Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, elaborou o presente relatório organizado em 7 capítulos, que incluem fundamentações, análises, conclusões e recomendações, para subsidiar o CNPE no cumprimento de sua obrigação legal de assegurar o adequado funcionamento do SINEC. Com base na Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, no Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991 e na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o GT-SINEC estudou referências nacionais e internacionais, observando históricos e tendências relacionados ao consumo, produção, comércio internacional, movimentação e armazenagem de petróleo e seus combustíveis derivados e de etanol carburante.

O capítulo 2 apresenta a base legal referente ao assunto, definições de reserva estratégica e estoques de operação, a importância do petróleo na matriz energética nacional, além de estudos precedentes ao início das atividades do GT-SINEC. Também são relacionados aspectos da segurança energética, suas componentes e os fatores de risco a serem considerados.

O capítulo 3 trata de reserva estratégica de petróleo e etanol carburante, dos principais eventos críticos externos e internos que levaram ou podem levar à restrição e/ou interrupção de suprimento desses produtos, além do panorama brasileiro de sua produção, estoques e dependência externa. Apresenta-se uma avaliação estatística, considerando os eventos críticos internos e externos ocorridos e suas magnitudes, sob a ótica de máxima deficiência ou perda de produção, com intervalos de confiança de 95% de probabilidade de ocorrência.

O capítulo 4 traz a análise da necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante, por meio de uma abordagem qualitativa de riscos. A Análise Qualitativa dos Riscos (AQR) aponta para baixa relevância para risco de descontinuidade ou restrição no suprimento generalizada com duração superior a 30 dias nos fluxos de suprimento de petróleo – produzido ou importado – para mais de uma refinaria brasileira. Também é apontado baixo risco de descontinuidade na cadeia de suprimento.

O capítulo 5 contempla os estoques de operação, tratados em estudos realizados pela ANP iniciados em 2013, resultando em resoluções que estabelecem estoques mínimos operacionais para gás liquefeito de petróleo (GLP), gasolina, óleo diesel e querosene de aviação (QAV). Quanto ao etanol, a leitura é de que os estoques regulatórios praticados pelo setor são suficientes para sua adequada operação.

No capítulo 6, apresenta-se os avanços da Iniciativa Combustível Brasil, que trata do redesenho do abastecimento nacional de combustíveis.

## 2 Base legal, definições e estudos precedentes

Este capítulo contempla a base legal atual pertinente ao assunto, registrando as discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação, e a Portaria MME nº 250/2014, que criou o grupo de trabalho e das discussões em curso.

O texto retrata as definições conceituais de reservas estratégicas e estoques de operação. Além disso, aborda-se a importância do petróleo na matriz energética nacional e aspectos relacionados à segurança energética.

### 2.1 Base legal atual

A Lei nº 8.176/1991 “*define os crimes contra a ordem econômica e cria o Sistema de Estoques de Combustíveis*”. Em seu artigo 4º, a referida Lei estabelece a instituição do SINEC e define as seguintes atribuições ao Poder Executivo:

(...)

*Art. 4º Fica instituído o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis.*

*§ 1º O Poder Executivo encaminhará ao Congresso Nacional, dentro de cada exercício financeiro, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis para o exercício seguinte, do qual constarão as fontes de recursos financeiros necessários a sua manutenção.*

*§ 2º O Poder Executivo estabelecerá, no prazo de sessenta dias as normas que regulamentarão o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis.*

(...)

Por sua vez, o Decreto nº 238/1991 “*dispõe sobre o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e dá outras providências*”. O referido Decreto regulamentou a Lei nº 8.176/1991, na medida em que definiu, em seu artigo 2º, que o SINEC compreenderá:

(...)

*Art. 2º O SINEC compreenderá:*

*I - a "Reserva Estratégica", destinada a assegurar o suprimento de petróleo bruto e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos;*

*II - os Estoques de Operação, destinados a garantir a normalidade do abastecimento interno de combustíveis derivados de petróleo, bem assim de álcool etílico, anidro e hidratado, e outros combustíveis líquidos carburantes, em face de ocorrências que ocasionarem interrupção nos fluxos de suprimento e escoamento dos referidos combustíveis.*

(...)

O Decreto ainda avançou na regulamentação, definindo, nos artigos 2º e 3º, que:

(...)

*§ 1º Os produtos destinados à Reserva Estratégica serão adquiridos e mantidos pela União e utilizados mediante prévia autorização do Presidente da República, por proposta do Ministro da Infra-Estrutura.*

*§ 2º A Reserva Estratégica será regulada em ato do Ministro da Infra-Estrutura e os "Estoques de Operação", em ato do Diretor do Departamento Nacional de Combustíveis.*

*Art. 3º O Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, a ser encaminhado anualmente ao Congresso Nacional, integrará o projeto de lei de diretrizes orçamentárias e compreenderá as metas e prioridades do SINEC, incluindo os recursos financeiros para a manutenção da "Reserva Estratégica".*  
(...)

Dessa forma, por força da Lei, torna-se necessário que, anualmente, o Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis seja encaminhado ao Congresso Nacional, contendo:

- a) Metas do SINEC;
- b) Prioridades do SINEC;
- c) Recursos financeiros para a manutenção da Reserva Estratégica.

O projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) deve ser encaminhado pelo Presidente da República, nos termos da Constituição Federal, em até 15 de abril ou oito meses e meio antes do encerramento do exercício financeiro. Posto que a LDO estabelece, a partir dos programas do Plano Plurianual (PPA), as prioridades para o ano seguinte e orienta a elaboração da Lei Orçamentária Anual (LOA), o Congresso, por sua vez, deve enviar para sanção o Projeto de LDO aprovado até o encerramento do primeiro período da sessão legislativa (ADCT, art. 35, § 2º, inciso II).

Em complementação ao que estabelece a Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991, o inciso V do art. 2º da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, define como competência do CNPE assegurar o adequado funcionamento do SINEC e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis. Dessa forma, cabe ao Poder Executivo a responsabilidade pelo encaminhamento anual do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis ao Congresso Nacional.

Em 2002, o Comitê Técnico 4 – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (CT-04) do CNPE elaborou estudo no qual recomendava ao Conselho que o Brasil não constituísse estoques estratégicos para petróleo, GLP, gasolina A, óleo diesel A, QAV e óleo combustível. Desde então, a atuação do MME passou a ser a de propor políticas para garantir quantidade e qualidade de combustíveis e derivados adequadas, sem a necessidade de se constituir reservas estratégicas, tendo em conta o cenário de crescente produção de petróleo no Brasil<sup>1</sup>. Desde 2013, os estoques de operação são regulamentados por resoluções da ANP.

## **2.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação**

O relatório do GT-SINEC de 2013<sup>2</sup> consignou a necessidade de atualização ou complementação da regulamentação da Lei nº 8.176/1991.

Isso porque, ao longo do período que se estende da publicação da mencionada Lei e do Decreto nº 238, de 1991 até a presente data, muitas mudanças ocorreram no mercado de combustíveis, como, por exemplo, o advento da tecnologia *flex-fuel* que reduziu o risco de desabastecimento da frota de veículos leves, bem como algumas terminologias legais utilizadas nestes atos que ficaram desatualizadas, como, por exemplo, “álcool para fins carburantes”, que atualmente recebe a denominação de “etanol combustível”. Além disso, outras leis importantes foram editadas e alteraram os procedimentos de atuação do

Governo em relação às compras, alienações, serviços e obras (Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993, Lei nº 13.303, de 30 de junho de 2016 e Lei Complementar nº 101, de 4 de maio de 2000).

Ademais, a Portaria MME nº 250/2014, que criou o Grupo de Trabalho, estabelece as atribuições do mesmo, conforme abaixo:

(...)

*Art. 2º O Grupo de Trabalho terá as seguintes atribuições, além de outras que lhe forem delegadas:*

*I - avaliar as medidas necessárias para o adequado funcionamento do SINEC;*

*II - propor as metas do SINEC;*

*III - propor as prioridades do SINEC;*

*IV - propor, caso seja necessário, a destinação de recursos financeiros para a manutenção das Reserva Estratégica de Petróleo e Etanol;*

*V - propor atualização da legislação e, caso seja necessário, sugerir o estabelecimento de marcos regulatórios aplicáveis ao SINEC;*  
*e*

*VI - elaborar relatório técnico, anual, para apreciação do CNPE.*

(...)

Em decorrência do inciso V do artigo 2º dessa Portaria, o Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo (DCDP), unidade subordinada à Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (SPG) do MME, instruiu o Processo nº 48000.001986/2014-75 com a Nota Técnica nº 19/2014-DCDP/SPG-MME, que tem por objetivo atender à recomendação aprovada pelo CNPE de atualizar a legislação.

Por meio da Nota nº 273/2014/CONJUR-MME/CGU/AGU, a Advocacia Geral da União pronunciou-se de forma favorável à atualização da legislação, e não apresentou óbices jurídicos à proposta de alteração legislativa e à edição de novo decreto. Após diversas reuniões, as minutas foram encaminhadas ao Gabinete do Sr. Ministro do MME, sendo incorporadas as novas sugestões decorrentes aos textos das propostas de alteração da Lei nº 8.176/1991 e do Decreto nº 238/1991.

Não obstante, processo mais abrangente que contempla a proposta de alteração da legislação do GT-SINEC: a Iniciativa Combustível Brasil. A Resolução CNPE nº 15/2017 estabeleceu as diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis no Brasil, com destaque para a proposta de reavaliar a legislação que trata do SINEC e adequá-la às condições atuais de abastecimento.

### **2.3 Definição de “reserva estratégica” e de “estoques de operação”**

Em regra, a formação de reservas estratégicas visa mitigar os efeitos de eventuais restrições ou interrupções no suprimento de petróleo, dado que suas consequências impactam diretamente a segurança de cada país, com restrições ao consumo e podendo afetar a economia como um todo.

A segurança no suprimento de petróleo é a missão central da Agência Internacional de Energia (AIE). Na visão da AIE, a ameaça de restrição ou interrupção no suprimento abrange fatores de risco naturais, econômicos e políticos. A origem do risco pode ser externa (dependência externa, instabilidade política nos países fornecedores, diversidade de fornecedores, etc.) ou interna (volatilidade da produção

nacional, concentração da produção, relevância da produção *offshore*, infraestrutura de armazenagem e movimentação, disponibilidade de energia, entre outros). Assim, a imposição de estoques pela AIE, em conjunto com medidas de contenção da demanda doméstica, objetiva resguardar a segurança energética de seus países-membros no caso de ameaça de restrição ou interrupção no suprimento de petróleo.

A disponibilidade de estoques emergenciais de petróleo, no caso de restrições ou interrupções no suprimento, foi tratada como elemento essencial para a segurança dos Estados Membros da União Europeia (UE). Por meio da *Council Directive 2009/119/EC*<sup>3</sup>, a UE impôs aos Estados Membros a obrigação de manter estoques mínimos de petróleo e/ou derivados, como medida de prevenção contra restrições ou interrupções no suprimento global, que impactariam de forma negativa em sua economia, principalmente em relação aos segmentos de transporte e industrial químico.

Outros países, como China e Índia, estão constituindo reservas estratégicas de petróleo como prevenção a potenciais choques em sua economia causados por restrição ou interrupção no suprimento do produto.

No Brasil, a denominada reserva estratégica tem a característica de um ativo constituído por prazo indeterminado, indisponível para qualquer utilização que não seja a prevenção quanto à restrição ou interrupção (repentina, relevante e duradoura) no suprimento de petróleo ou etanol. Deve ser adquirida e mantida por recursos financeiros da União e só pode ser utilizada com autorização da Presidência da República.

Por sua vez, os estoques de operação têm como objetivo a garantia da continuidade da atividade econômica nos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis no território nacional. Devido a essa característica, os estoques de operação são custeados com recursos dos agentes econômicos.

## 2.4 Matriz Energética

As escolhas e realizações da política energética do Brasil estão à altura dos desafios energéticos mais urgentes do mundo. Um esforço concentrado fez com que o acesso à eletricidade seja praticamente universal em todo o país: 99,7% da população possui acesso à eletricidade<sup>i</sup>.

A determinação para o desenvolvimento de alternativas aos combustíveis fósseis fez com que o Brasil explorasse o potencial hidroelétrico e a alternativa de base agrícola. As diretrizes para a redução da dependência externa de petróleo e derivados resultaram em escolhas que destacaram o Brasil como uma economia pouco intensiva em carbono.

Apesar da posição de destaque do Brasil em questões de segurança energética, sustentabilidade e acesso a energia, a formulação de suas políticas permanece como um desafio. A autossuficiência em recursos energéticos, embora mitigue os riscos externos, não garante confiabilidade no suprimento a custos acessíveis. Há limitações para o uso dos recursos renováveis – incluindo sociais e ambientais. Políticas públicas de conservação da biodiversidade, uso do solo e gestão de recursos hídricos devem ser sobrepostas com as perspectivas do setor energético.

Nos últimos dez anos, a diversificação da produção de energia ocorreu em diversas frentes, com destaque para petróleo (+39.608 mil tep), gás natural (+19.585 mil tep) e usinas eólicas (+2.823 mil tep), fontes que aumentaram suas participações com relação à produção total.

---

<sup>i</sup> <https://data.worldbank.org/indicator/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=BR&view=chart>

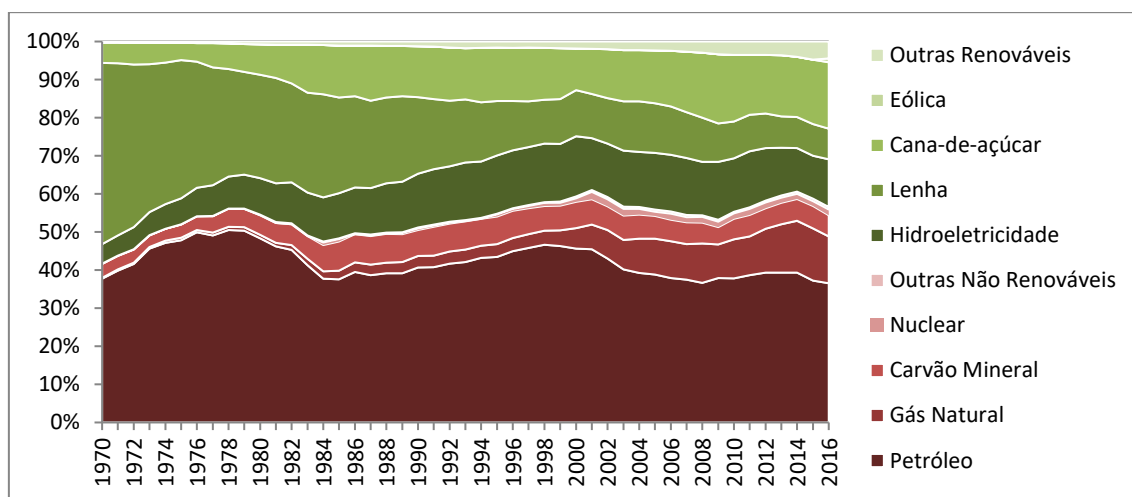
A produção de petróleo no Brasil vem evoluindo de forma consistente, graças às descobertas *offshore*. O pré-sal brasileiro é uma das reservas em águas ultraprofundas mais promissoras do mundo do petróleo de hoje. Descoberta em 2006, a produção de petróleo na região supera 1,2 Mbpd, contribuindo decisivamente para o aumento da exportação dessa *commodity* e para os resultados da balança comercial brasileira.

Apesar de não terem elevado sua participação na produção de energia primária, os biocombustíveis atualmente atendem 20,1% da demanda no setor de transporte, com as tecnologias *flex-fuel* representam cerca de 90% das vendas de novos veículos leves.

#### 2.4.1 A importância do petróleo

A importância do petróleo na matriz energética nacional torna-se evidente quando se analisa a evolução da sua participação na oferta interna de energia (OIE). O petróleo é a fonte primária de maior participação na matriz (36,5%), posição ocupada desde o ano de 1973. O Gráfico 1 apresenta a evolução da OIE total entre os anos de 1970 e 2016, evidenciando a contribuição de cada energético. O Brasil, que apresentava OIE de 66.946 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 1970, alcançou 288.319 mil tep no ano de 2016, equivalente a um crescimento anual médio de 3,23% a.a.

Importante destacar que um único energético apresentou redução no valor absoluto de demanda: a lenha. Em 1970, contribuía com 31.852 mil tep (47,6%) e passou para 23.095 mil tep em 2016 (8,0%). A ordem de relevância dos energéticos para a OIE brasileira, após o petróleo e derivados, é a seguinte: derivados da cana-de-açúcar (17,5%), hidroeletricidade (12,6%), gás natural (12,3%), lenha e carvão vegetal (8,0%), carvão mineral e derivados (5,5%), outras renováveis (4,4%), nuclear (1,5%) e outras não renováveis (0,7%).

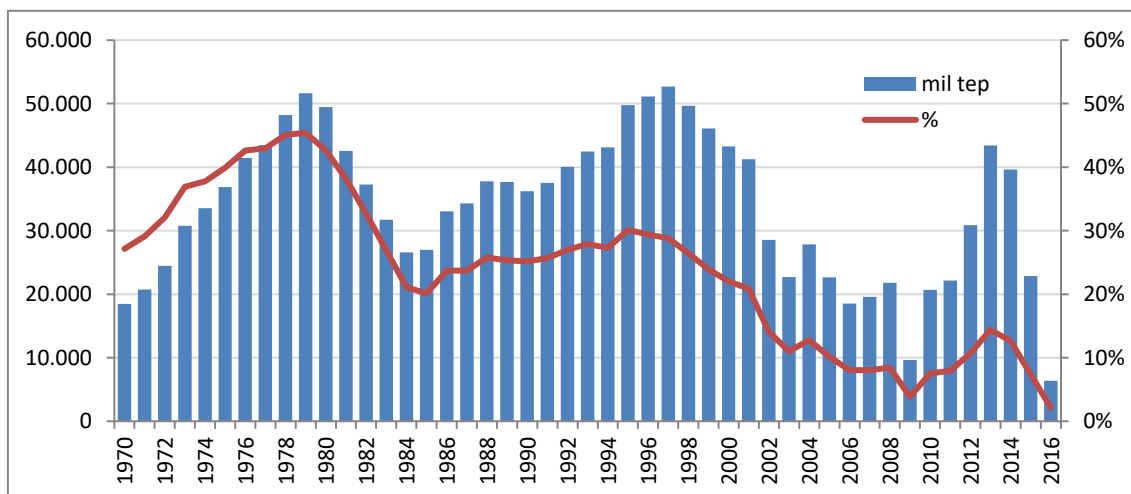


Fonte: MME

Gráfico 1 – Participação na OIE por energético

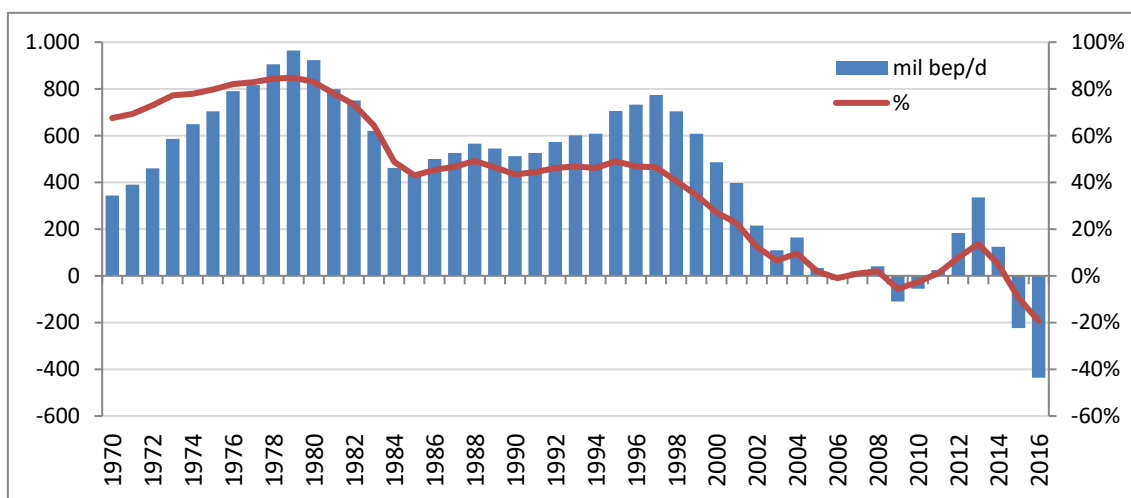
Por ser o energético de maior consumo, o petróleo influencia diretamente o comportamento da matriz energética nacional, bem como a dependência externa de energia. Os gráficos apresentados a seguir ratificam essa assertiva. O ápice da dependência externa do petróleo no Brasil ocorreu em 1979, quando se importava 85% de nossa demanda. Não por acaso, nesse mesmo ano a dependência externa total alcançou seu maior valor nessa série histórica, quando a importação de energia superou 45% da demanda nacional.





Fonte: MME

Gráfico 2 – Dependência externa total de energia



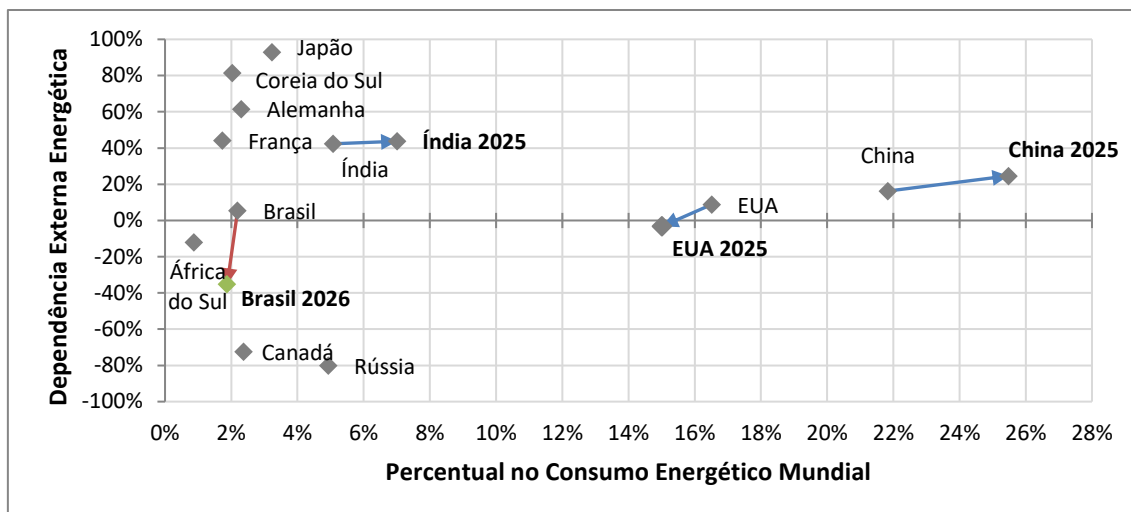
Fonte: MME

Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados

Cabe um comentário específico sobre o comportamento da dependência externa de petróleo e derivados: o Brasil passou de importador líquido de 124 mil bpd em 2014 para exportador líquido de 230 mil bpd em 2015. Os fatores que contribuíram para essa variação foram a maior produção de petróleo (+7,7%) e a menor demanda por derivados de petróleo (-7,3%), sendo esta última decorrente da retração econômica (-3,8%) e do crescimento do mercado de etanol hidratado (+37,5%).

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 (PDE 2026) projeta para o Brasil a condição de exportar o equivalente a 26% de sua produção em 2026. Apresenta-se, ainda, projeção desenvolvida pela BP<sup>ii</sup> para China, EUA e Índia no ano de 2025. Como há perspectiva de que o Brasil consolide posição de exportador líquido de petróleo bruto, a tendência é que a produção total de energia supere o consumo final energético em alguns anos. É o que mostra o Gráfico 4, onde se observa a posição quanto à dependência externa energética e ao peso da demanda no mercado mundial.

<sup>ii</sup> BP Energy Outlook 2035.



Fonte: AIE, BP e EPE. Elaboração: MME.

**Gráfico 4 – Dependência externa energética versus percentual na oferta energética mundial**

Cabe destacar, por fim, o papel essencial que o petróleo possui para setores vitais à economia brasileira: 78% da energia consumida com transporte tem origem nos derivados de petróleo; apenas o óleo diesel responde por 51% da energia consumida na agropecuária; e o GLP supre 26% da energia consumida nas residências<sup>4</sup>.

## 2.5 Segurança Energética<sup>5</sup>

Este item aborda questões de segurança energética e das vulnerabilidades que trazem riscos aos sistemas energéticos. Apresenta os fundamentos da gestão de risco adotada e os quatro componentes usuais da segurança energética: segurança física, acesso à energia, sistemas de respostas a emergências e ambiente de negócios adequado. Contém, ainda, considerações sobre a cadeia de abastecimento global.

### 2.5.1 Fundamentos da Gestão de Riscos Adotada

Incertezas e riscos relacionam-se com o futuro, cuja previsão é passível de erros. O efeito cumulativo de respostas a riscos, que atendem a diversos objetivos, e o caráter multifuncional dos controles, reduzem os riscos, mas não os eliminam.

Os controles do setor, feitos por meio de regulação, devem ser registrados por relatórios periódicos e de fácil acesso, pois são ferramentas essenciais à análise de risco. Constituem um registro formal dos eventos a serem classificados na avaliação necessária para a tomada de decisão.

Os eventos a serem avaliados precisam ser sopesados em um contexto onde seja possível a avaliação não somente dos que provocam impactos negativos (riscos ou ameaças), mas dos que impactam positivamente (oportunidades). Os riscos e oportunidades podem ocorrer e alcançar, positivamente ou negativamente, tanto o domínio das Reservas Estratégicas quanto dos estoques operacionais.

As respostas possíveis aos riscos são: evitar, aceitar, reduzir ou compartilhar. Esse conjunto de informações tem que estar disponível à autoridade competente quando da decisão. Nesse momento, o controle (regulação) novamente assume papel fundamental, na medida da necessidade da implementação de políticas e procedimentos estabelecidos para assegurar que as respostas aos riscos sejam executadas com eficácia.



Outro aspecto fundamental a ser considerado é a forma e o prazo em que as informações são identificadas, colhidas e comunicadas. Informações tempestivas e acessíveis a todos os níveis hierárquicos são essenciais para a correta resposta ao risco. Dada essa necessidade, seu fluxo deve ser constante, em todos os sentidos, e não eventual.

Atividades contínuas de monitoramento são necessárias para que se possa reagir tempestivamente e adequar procedimentos conforme as circunstâncias. Assim, quando verificada necessidade de flexibilização ou atualização de algum procedimento para fazer frente a uma contingência, tal ação terá por base os resultados de avaliações periódicas consolidadas.

A abordagem realizada na análise qualitativa de riscos (AQR) segue os preceitos da ABNT NBR ISO 31000:2009. Foram tabulados eventos críticos internos e externos relativos aos suprimentos de petróleo. Quanto aos derivados, o estudo se valeu dos trabalhos da ANP na coordenação do Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), que mapearam e estabeleceram planos de mitigação de riscos.

Conforme a referida norma, na terminologia de gestão de riscos, a palavra “probabilidade” é utilizada para referir-se à chance de algo acontecer, não importando se definida, medida ou determinada, objetiva ou subjetivamente, qualitativa ou quantitativamente, ou se descrita utilizando termos gerais ou matemáticos (tal como probabilidade ou frequência durante um determinado período de tempo).

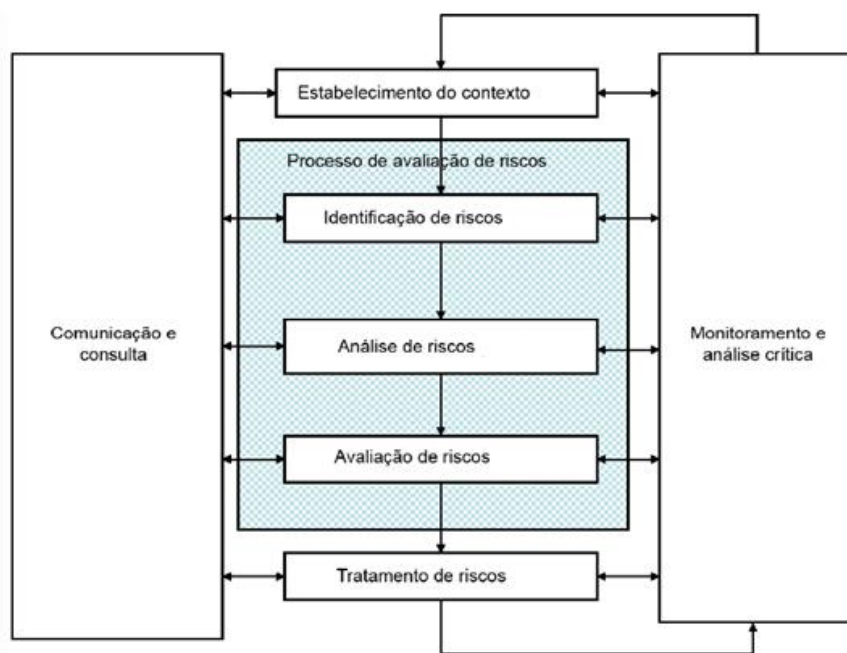


Figura 1 – Processo de gestão de riscos

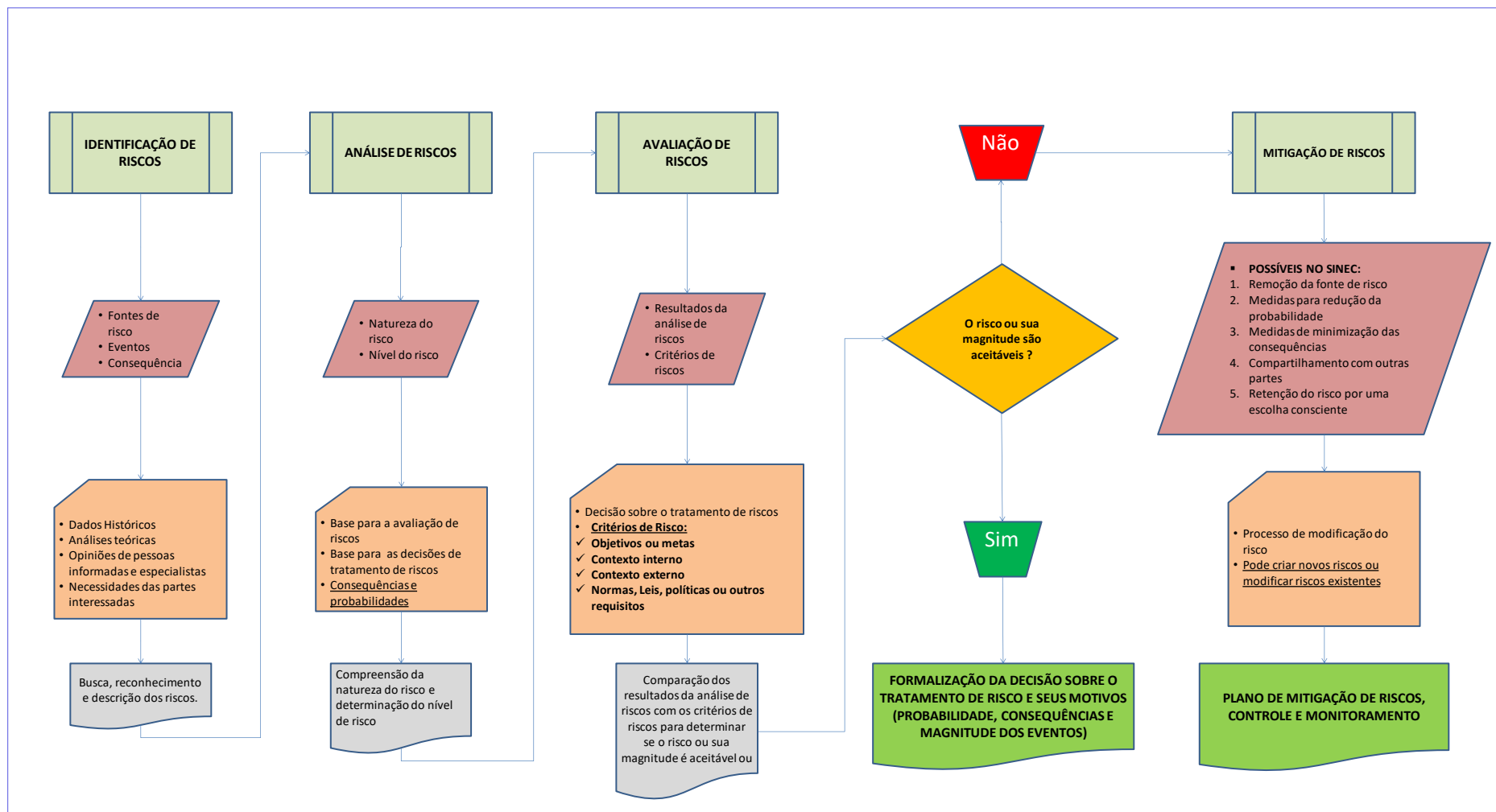
A comunicação e a consulta, inerente ao processo de gestão de riscos, é parte integrante dos trabalhos do SINEC. Isto porque, na medida em que o relatório subsidia decisões do CNPE, as diversas partes representantes da sociedade e integrantes desse Conselho têm em mãos o resultado de um trabalho interinstitucional e conclusivo, relativo ao panorama do abastecimento de petróleo, etanol e derivados. Assim a participação de representantes de diversas instituições (ANP, MME, EPE e Petrobras), somada ao encaminhamento do relatório ao CNPE encerra o ciclo comunicação e consulta a contento.

O estabelecimento do contexto interno e externo é realizado com o registro de um histórico e tabulação dos fatores de risco de restrição ou interrupção no suprimento de petróleo, de etanol e de derivados. Na sequência, a identificação dos riscos. A definição dos critérios de risco e os níveis (magnitude ou combinação de suas consequências e probabilidades) são derivados de requisitos legais e regulatórios, como no caso dos derivados, por exemplo, onde estão estabelecidos estoques mínimos de operação, visando garantir a continuidade de fluxos. Quanto ao petróleo, a avaliação é centrada na dependência externa avaliada pela relação entre a importação e a movimentação global de petróleo somada aos históricos de eventos críticos internos e externos.

A identificação, análise e avaliação de riscos foram realizadas por meio de discussões realizadas nas reuniões. Por estarem identificados, *a priori*, em decorrência de estudos precedentes, a etapa de identificação consistiu na atualização e validação do rol de eventos críticos, fontes de riscos, seus impactos, ameaças e oportunidades que elencaram o estudo. A análise de riscos é qualitativa, associada a indicadores estatísticos provenientes da avaliação do histórico de eventos críticos que fundamentam as constatações do estudo.

O conteúdo permitiu uma avaliação de riscos, até o momento, pautada pela segmentação do problema em um binômio composto por um risco severo, mas de baixa probabilidade. Assim, anualmente esse binômio é reavaliado com os novos cenários de oferta e demanda para que se possa decidir pelo adequado tratamento de risco. No rol dos tratamentos enquadram-se: evitar o risco, remover a fonte de risco, reduzir a probabilidade de sua ocorrência, minimizar seus efeitos, compartilhar com outras partes interessadas ou simplesmente retê-lo, numa decisão consciente e bem embasada.

No tocante ao monitoramento, os trabalhos são focados em obtenção de informações para melhorar o processo de avaliação dos riscos, a constante análise dos eventos por meio de relatórios e boletins mensalmente expedidos pelo MME, que permitem a detecção de mudanças no contexto interno e externo, bem como a identificação de riscos emergentes.



Fonte: MME (adaptado de ABNT NBR ISO 31.000:2009)

Figura 2 – Processo de avaliação de riscos

## 2.5.2 Os Componentes da Segurança Energética

A definição usual de segurança energética é: disponibilidade de suprimento suficiente a preços acessíveis. Entretanto, outros componentes como (i) segurança física, (ii) acesso à energia, (iii) sistema de respostas a emergências e, por fim, (iv) um ambiente de negócios que propicie e encoraje investimentos em infraestrutura devem ser considerados.

### (i) Segurança Física

A segurança física consiste em proteger ativos, infraestrutura, cadeias de abastecimento e rotas de comércio, bem como fazer provisão para reposições e substituições rápidas quando necessário.

### (ii) Acesso à Energia

O acesso à energia consiste na habilidade para desenvolver e adquirir suprimentos de energia - fisicamente, contratualmente e comercialmente.

### (iii) Sistema de Respostas a Emergências

O sistema de respostas a emergências deve ser composto de políticas nacionais e instituições internacionais projetadas para responder de forma coordenada a perturbações, deslocamentos e emergências, bem como ajudar a manter o fluxo constante de suprimentos.

### (iv) Ambiente de Negócios

O ambiente de negócios refere-se ao longo prazo e constitui-se, fundamentalmente, de investimento, visto que a segurança energética requer políticas e um clima de negócios que promovam os investimentos e o desenvolvimento para garantir que os suprimentos e infraestrutura adequados estejam disponíveis, de forma oportuna, no futuro.

Países importadores de petróleo abordam a questão em termos de segurança do abastecimento. Por outro lado, países exportadores preocupam-se com a segurança da demanda para as suas exportações de petróleo e gás, das quais dependem para gerar crescimento econômico, grande parte das receitas do governo, e para manter a estabilidade social. Para os exportadores, é importante saber o que os mercados vão demandar, para que possam planejar seus orçamentos e justificar níveis futuros de investimento.

## 2.5.3 Proteção da Cadeia de Abastecimento

A segurança energética deve ser pensada não somente em termos de suprimento energético, mas também no que se refere à totalidade da cadeia de suprimento, desde o produtor até o consumidor final. Quanto à infraestrutura e às cadeias de suprimento, essas foram concebidas décadas atrás, sem a ênfase na segurança que teriam caso fossem projetadas na atualidade, deste modo, as vulnerabilidades dessa extensiva infraestrutura vão desde ataques abertamente hostis a pequenos eventos que podem levar a um apagão generalizado.

A cada dia, o comércio de energia torna-se mais global e assegurar sua continuidade requer colaboração adicional tanto de produtores quanto de consumidores. Pontos críticos de estrangulamento nas rotas marítimas criam vulnerabilidades para o transporte de petróleo, derivados e GNL<sup>iii</sup>, na ocorrência de acidentes, ataques terroristas e conflitos militares. A Figura 3 mostra os pontos críticos mais relevantes.



Fonte: DOE.

**Figura 3 – Os sete pontos críticos mais relevantes a nível mundial**

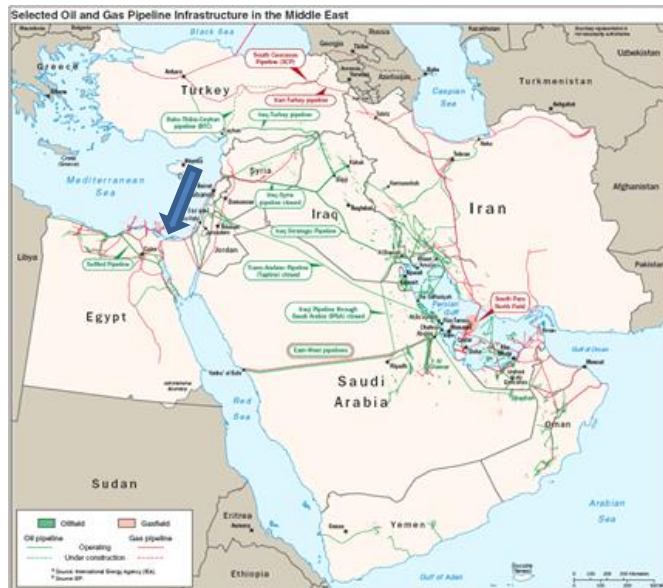
A título de exemplo cita-se o ponto crítico mais referenciado: o Estreito de Hormuz, que separa o Golfo Pérsico do Oceano Índico (localizado em uma região que compreende mais de 25% da produção mundial de petróleo), ilustrado pela Figura 4.

Em 2014, ofensivas militares e o recrudescimento das relações diplomáticas foram noticiados em outro ponto crítico: o Estreito de Bósforo (Figura 5), com pouco mais de 30 quilômetros de comprimento, 3 quilômetros de largura em sua parte mais larga e 800 metros em sua parte mais estreita. Esse estreito conecta o Mar Negro ao Mar de Marmara e ao Mediterrâneo. Todos os dias, mais de 3 milhões de barris de petróleo provenientes da Rússia e da Ásia Central passam exatamente pelo centro de Istambul.

Devido ao fato de essas águas serem a principal rota para navios de petróleo e de GNL do Golfo da Pérsia para a Europa e América do Norte, e da proximidade do Golfo a elas, esses surtos de pirataria adicionam mais um componente para as preocupações com segurança na região, que possui metade das reservas de petróleo provadas do mundo.

---

<sup>iii</sup> Gás natural liquefeito.



Fonte: DOE.

Figura 4 – Estreito de Hormuz



Fonte: DOE.

Figura 5 – Estreito de Bósforo

### **3 Reservas estratégicas**

O objetivo deste capítulo consiste em apresentar um conjunto de informações acerca da formação de reservas estratégicas de petróleo e de etanol carburante, tendo como base a definição legal de “reserva estratégica” no País. Com efeito, o Decreto nº 238/1991 estabelece que a reserva estratégica destina-se a assegurar o suprimento de petróleo e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos.

#### **3.1 Petróleo**

Existe uma quantidade considerável de referências bibliográficas que tratam de reservas estratégicas para petróleo, uma vez que este insumo representa mais de 31% do consumo energético primário mundial<sup>6</sup>.

Com o intuito de embasar o desenvolvimento deste documento, apresenta-se a seguir um breve histórico de eventos que implicaram choques de oferta de petróleo e seus derivados, em nível mundial e nacional, bem como o tratamento dado a este tema por diversos países.

##### **3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo**

Com o objetivo de identificar os eventos cuja criticidade seja capaz de causar deficiência na oferta de petróleo, procedeu-se sua divisão em dois grupos: de natureza externa e interna. Entre os eventos de natureza externa estão, por exemplo, eventos climáticos, guerras, embargos ocorridos fora do país. Entre os de natureza interna, é possível citar greves de petroleiros, conflitos internos, falhas na malha logística de suprimento de petróleo ou combustíveis.

###### **3.1.1.1 Eventos críticos externos**

Com base nessas considerações, foi realizada uma busca de eventos ocorridos no mundo (eventos externos), de modo a se verificar sua criticidade com relação ao Brasil. A partir dos dados já tabulados no “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis”, elaborado por ANP e PUC-Rio em 2002, foi possível obter alguns dados indisponíveis à época e complementar a lista de eventos. Na Tabela 1, pode-se visualizar com mais detalhe cada evento, considerando apenas os que resultaram em deficiência média na oferta de petróleo superior a 1,0 Mbpd, apresentando duração do evento, deficiência média, produção mundial à época e relação deficiência/produção.



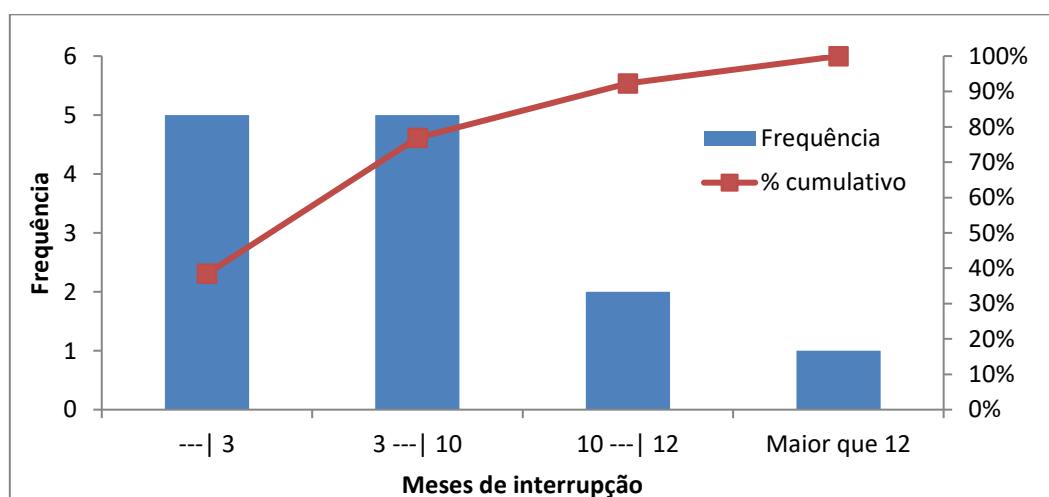
**Tabela 1 – Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956**

Data	Motivo	Duração (meses)	Mbpd		Deficiência / Produção (%)
			Deficiência fornecimento	Produção mundial	
nov/56 - mar/57	Guerra de Suez	4	2,0	nd	nd
jun/67 - ago/67	Guerra dos 6 dias	2	2,0	37,11	5,4
mai/70 - jan/71	Controvérsia no preço do petróleo na Líbia	9	1,3	48,06	2,7
out/73 - mar/74	Guerra do Yom Kippur	6	2,6	58,54	4,4
nov/78 - abr/79	Revolução iraniana	6	3,5	64,70	5,4
out/80 - dez/80	Guerra entre Irã e Iraque	3	3,3	62,96	5,2
ago/90 - out/90	Invasão do Iraque no Kuwait	3	4,6	65,38	7,0
abr/99 - mar/00	OPEP corta produção de petróleo para aumentar os preços	12	3,3	73,62	4,5
jun/01 - jul/01	Suspensão da exportação de petróleo iraquiano	2	2,1	75,20	2,8
dez/02 - mar/03	Greve na Venezuela	4	2,6	76,26	3,4
mar/03 - dez/03	Guerra no Iraque	10	2,3	77,57	3,0
ago/05 - set/05	Furacão Katrina	2	1,5	82,01	1,8
mar/11 - fev/12	Guerra civil na Líbia	12	1,2	82,49	1,5
mar/13 – dez/16	Guerra civil na Líbia	45	1,0	94,81	1,1

Fonte: Agência Internacional de Energia, *BP statistical review e OPEP*.

Observa-se que, em 61 anos (de 1956 a 2016), foram registradas 14 ocorrências com déficit superior a 1 Mbpd, sendo 8 relativas a conflitos armados. Nesse período, a média de duração de eventos com interrupção no fornecimento foi um pouco inferior a 9 meses (valor mais frequente de até 3 meses), sendo que a deficiência média na oferta de petróleo foi de 2,5 Mbpd.

É importante registrar que, em julho de 2012, o Conselho de Segurança das Nações Unidas determinou embargo à aquisição de petróleo iraniano por países-membros da União Europeia, ato que teve como efeito a redução na produção de petróleo daquele país em 0,9 Mbpd, em média, até setembro de 2015. Com a retirada do embargo em janeiro de 2016, este volume volta a ser disponibilizado ao mercado. O Gráfico 5 sintetiza a frequência de eventos classificada em função da duração da interrupção.



**Gráfico 5 – Frequência de eventos classificados pelo tempo de interrupção**



Em termos estatísticos, para um intervalo de confiança de 95%, os próximos eventos, provavelmente, teriam duração entre 3,6 e 15,4 meses. O máximo registrado nos dados históricos em termos de duração é a Guerra Civil na Líbia. Porém, é possível notar que os eventos de maior duração não foram os de maior deficiência na produção.<sup>iv</sup>

No tocante à deficiência média de fornecimento, comparando-se os valores de cada interrupção com a produção mundial de petróleo, constata-se que a maioria desses eventos não afetou a oferta potencial de petróleo. O maior impacto na oferta foi de 4,6 Mbd, no período da Guerra do Golfo. O gráfico abaixo estabelece faixas de deficiência média no fornecimento em volumes diários e os classifica em função de suas frequências.

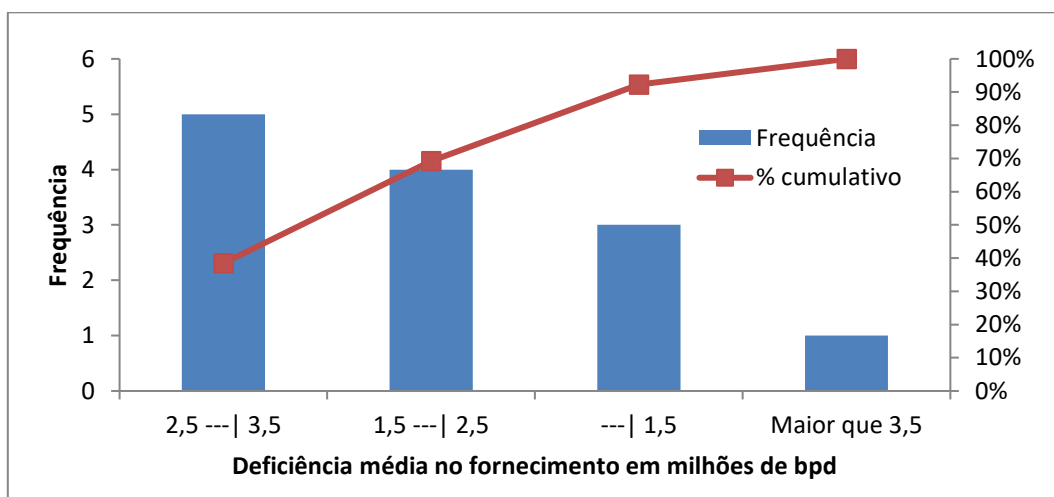


Gráfico 6 – Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em volumes diários

Pode-se constatar que mais de 90% dos eventos situa-se abaixo de 3,5 Mbd. Esse valor, em termos atuais, representa em torno de 4% da produção mundial de petróleo. Conclui-se que a deficiência máxima na produção de petróleo registrada foi de 4,6 Mbd. Isso equivale a, aproximadamente, 5% da produção mundial, com uma ocorrência em 61 anos. Entretanto, torna-se necessária uma análise acerca da perda de produção relativa. Isso porque a produção mundial ao longo da série analisada variou, crescendo dos 37,1 Mbd até os atuais 96,5 Mbd<sup>7</sup>. Assim, o gráfico abaixo resume a frequência dos eventos críticos classificados pela sua magnitude em relação à produção mundial.

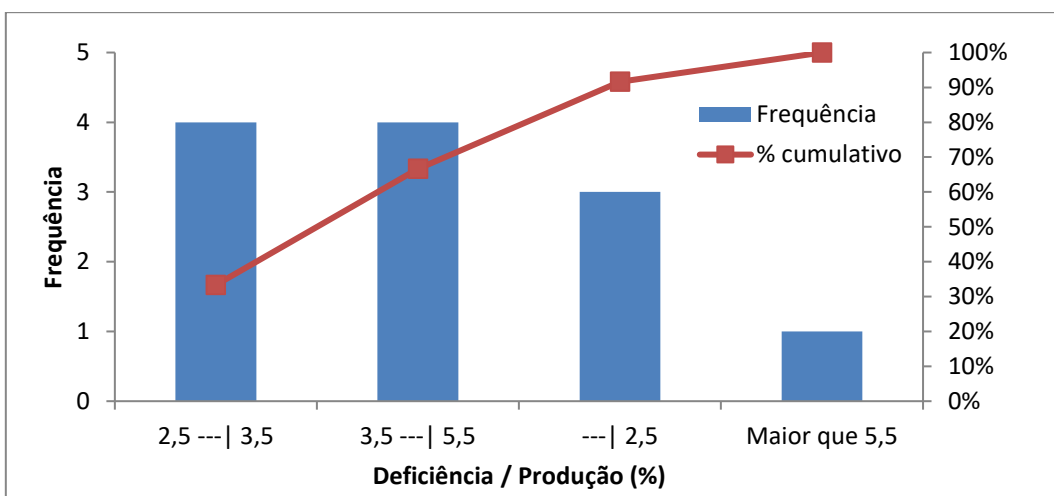


Gráfico 7 – Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial

<sup>iv</sup> Aplicada a distribuição t de Student.

Avaliando-se o aspecto estatístico e considerando essa amostragem, pode-se afirmar que, para um nível de confiança de 95%, as prováveis interrupções futuras estariam situadas num intervalo entre 2,65% e 4,83% da produção mundial.

### 3.1.1.2 Eventos críticos internos

O estudo de 2002 apurou que, no período de 1986 a 2001, os maiores impactos decorrentes de eventos internos no Brasil ocorreram nos anos de 1991, 1994 e 1995, todos por motivo de greve, com a perda do correspondente a 2,8%, 2,6% e 5,1% da produção potencial de petróleo, respectivamente. O referido relatório destaca que, mesmo durante esses eventos, não houve problema de abastecimento no País. A Tabela 2 apresenta os volumes apurados à época.

**Tabela 2 – Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001**

Ano	m <sup>3</sup>			Unidade de produção adjacente	Perdas totais	Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional			
1986	34.437.185	-	60.863	-	60.863	0,2%
1987	34.250.880	-	55.415	-	55.415	0,2%
1988	33.485.217	-	162.464	204.663	367.127	1,1%
1989	35.794.460	-	46.049	-	46.049	0,1%
1990	37.929.261	-	132.034	-	132.034	0,3%
1991	37.528.737	1.030.285	45.710	-	1.075.995	2,8%
1992	37.898.766	22	13.330	-	13.352	0,0%
1993	38.780.007	-	61.556	-	61.556	0,2%
1994	40.204.093	1.036.585	54.985	-	1.088.570	2,6%
1995	41.557.805	2.220.497	19.673	-	2.240.170	5,1%
1996	46.948.146	-	42.739	-	42.739	0,1%
1997	50.444.744	-	33.168	-	33.168	0,1%
1998	58.276.979	-	36.000	-	36.000	0,1%
1999	65.678.723	5	76.730	-	76.735	0,1%
2000	73.738.397	-	205.766	-	205.766	0,3%
2001	77.525.594	20.478	592.275	-	612.753	0,8%

Fonte: ANP.

Importa destacar que, nas Tabelas 2 e 3, a coluna “Segurança operacional” trata de atividades referentes à prevenção, mitigação e resposta a eventos que possam causar acidentes por meio da gestão da integridade das instalações (vistorias, auditorias, manutenções preventiva e corretiva). Por seu turno, a coluna “unidades de produção adjacentes” é referente a *upsides* ou outras unidades que compartilham facilidades (instalações) do campo ou dos campos afetados.

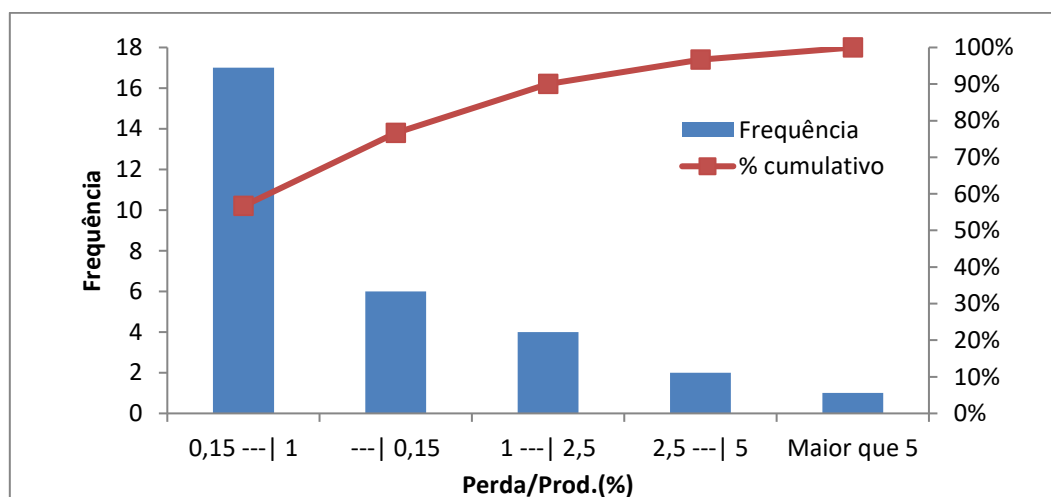
Para o período de 2002 a 2016, também não houve nenhum evento que representasse interrupção e/ou restrição relevantes no suprimento de petróleo, conforme demonstra a Tabela 3, elaborada pela Petrobras e registrando exclusivamente a sua produção de petróleo (individual ou consorciada).

**Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002**

Ano	m <sup>3</sup>				Perdas totais	Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente		
2002	87.048.925	20.478	697.029	910.862	1.628.369	1,9%
2003	89.374.002	34	607.027	334.718	941.778	1,1%
2004	86.855.308	-	290.087	257.558	547.645	0,6%
2005	97.726.462	389	142.007	245.157	387.553	0,4%
2006	103.156.455	104	102.293	277.746	380.143	0,4%
2007	103.995.310	-	86.129	85.331	171.460	0,2%
2008	107.921.343	33.872	107.685	135.394	276.951	0,3%
2009	114.367.061	15.960	714.057	138.246	868.263	0,8%
2010	116.303.053	71	906.422	255.723	1.162.216	1,0%
2011	117.324.777	2.289	988.187	264.800	1.255.277	1,1%
2012	115.220.109	73	223.863	366.282	590.218	0,5%
2013	112.080.032	24.982	138.935	207.788	371.704	0,3%
2014	118.055.788	937	152.530	82.880	236.347	0,2%
2015	123.504.062	396.381	298.931	265.829	961.140	0,8%
2016	124.773.086	3.866	597.980	493.333	1.095.179	0,9%

Fonte: Petrobras.

O Gráfico 8 resume a frequência e a magnitude dos eventos críticos internos.



**Gráfico 8 – Frequência e magnitude dos eventos críticos internos**

Mais de 95% dos eventos estão na faixa de até 5% de perda de produção. Esse histórico permite avaliar que não há registro de eventos críticos internos que resultem em perdas significativas de produção do petróleo nacional. Considerando o conjunto de dados registrados, para um nível de confiança de 95%, as prováveis ocorrências de eventos críticos internos resultariam em perdas efetivas de produção entre 0,38% a 1,21%. Os eventos acima desse limite podem ser classificados como de baixa probabilidade.

Observado nos gráficos de controle de medidas individuais (por evento) e amplitudes móveis (entre eventos sucessivos), outro ponto importante é o alcance

regulatório da Lei nº 9.478/1997. Com efeito, observa-se a redução do valor das perdas de produção decorrentes dos eventos críticos no Gráfico 9.

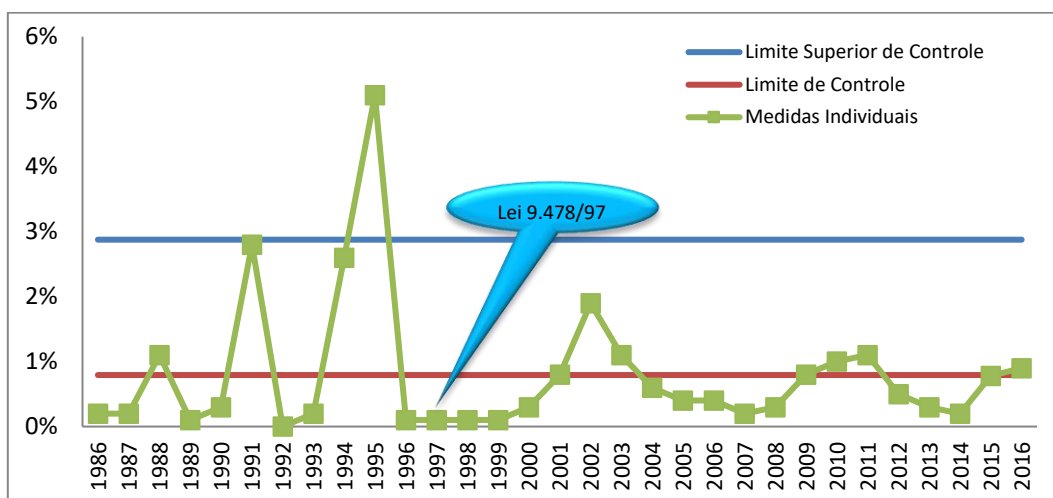


Gráfico 9 – Gráfico de controle dos eventos críticos internos (medidas individuais)

Essa redução também pode ser constatada nas amplitudes entre sucessivos eventos, conforme demonstra o Gráfico 10.

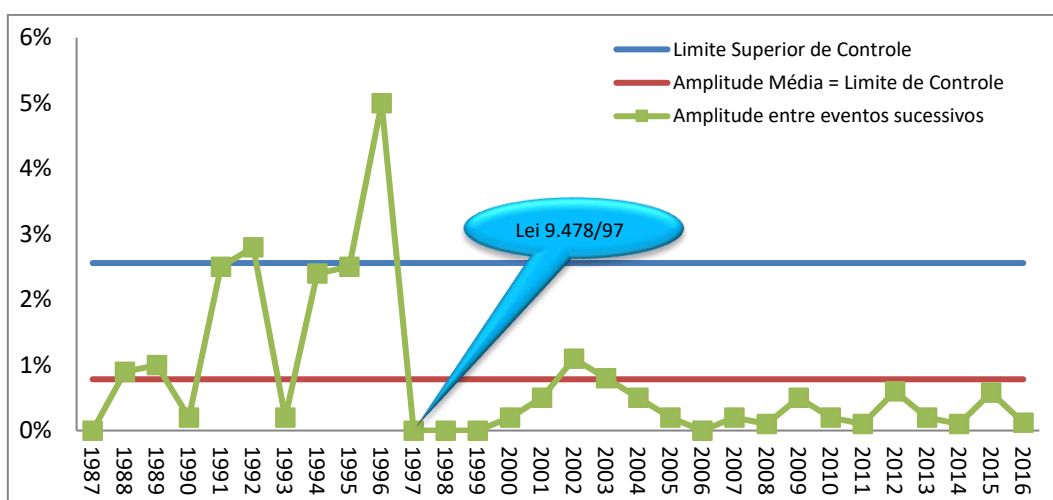


Gráfico 10 – Gráfico de controle dos eventos críticos internos (amplitudes móveis)

### 3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo

A formação de reserva estratégica de petróleo constitui um tema importante para a soberania das nações e depende de fatores diversos. Esse item expõe as políticas adotadas pelas maiores economias mundiais para o tratamento desse assunto.

#### 3.1.2.1 Países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), da Agência Internacional de Energia (AIE) e União Europeia (UE)

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma entidade internacional, composta por 35 países, que procura fornecer uma plataforma para comparar políticas econômicas, solucionar problemas comuns e coordenar políticas domésticas e internacionais.

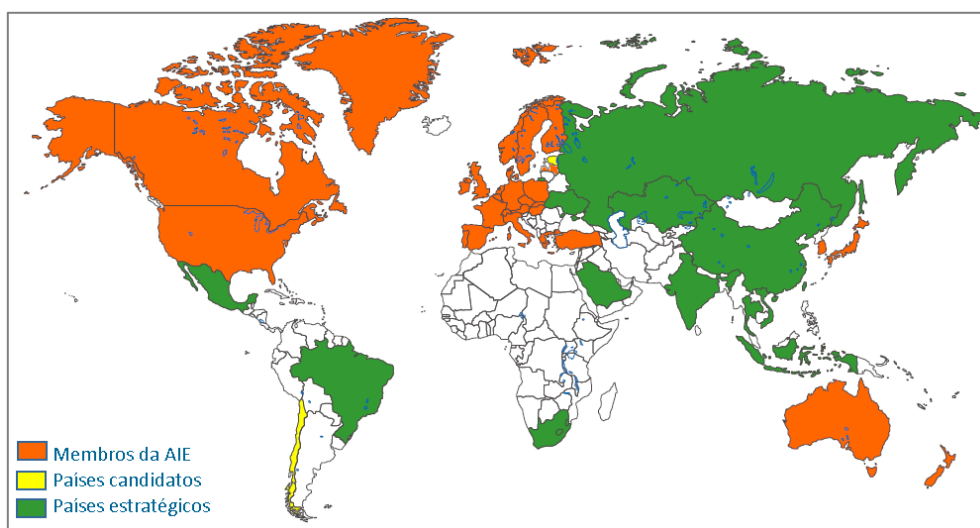
A OCDE teve origem em 1948, com a denominação de Organização Europeia para a Cooperação Econômica (OECE), para ajudar a gerir o Plano Marshall, cujo objetivo principal era a reconstrução da Europa pós-Segunda Guerra Mundial. Posteriormente, a sua filiação foi estendida a Estados não-europeus. Em 1961, a Convenção sobre a Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico reformou a OECE e deu lugar à OCDE.

Trata-se de um fórum para enfrentamento dos desafios econômicos, sociais e ambientais da globalização. A OCDE concentra seus esforços para compreender e ajudar os governos a responderem aos novos desafios e preocupações, tais como a governança corporativa, a economia da informação e os desafios do envelhecimento da população. A OCDE oferece um ambiente onde os governos podem comparar experiências de políticas, buscar respostas para problemas comuns, identificar boas práticas e trabalhar para coordenar as políticas nacionais e internacionais.

No âmbito da OCDE, a AIE é um organismo autônomo, criado em novembro de 1974, voltado à implementação de programas internacionais de energia. Ela realiza um amplo trabalho de cooperação energética entre 29 dos 35 países membros da OCDE. Os objetivos básicos da AIE são:

- manter e melhorar os sistemas de mitigação de riscos de restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo;
- promover políticas racionais de energia num contexto global, por meio de relações de cooperação com os países, indústria e organizações internacionais;
- operar sistemas de informação permanente sobre o mercado internacional de petróleo;
- melhorar o abastecimento de energia do mundo e a estrutura da demanda por desenvolvimento de fontes alternativas de energia e aumentar a eficiência do seu uso;
- promover a colaboração internacional em tecnologia de energia; e
- auxiliar na integração das políticas ambientais e energéticas.

A Figura 6 apresenta mapa com a disposição dos países-membros da AIE, países candidatos a ingressar na composição da AIE e países considerados estratégicos, seja sob a ótica da produção ou da demanda de petróleo.



Fonte: AIE.

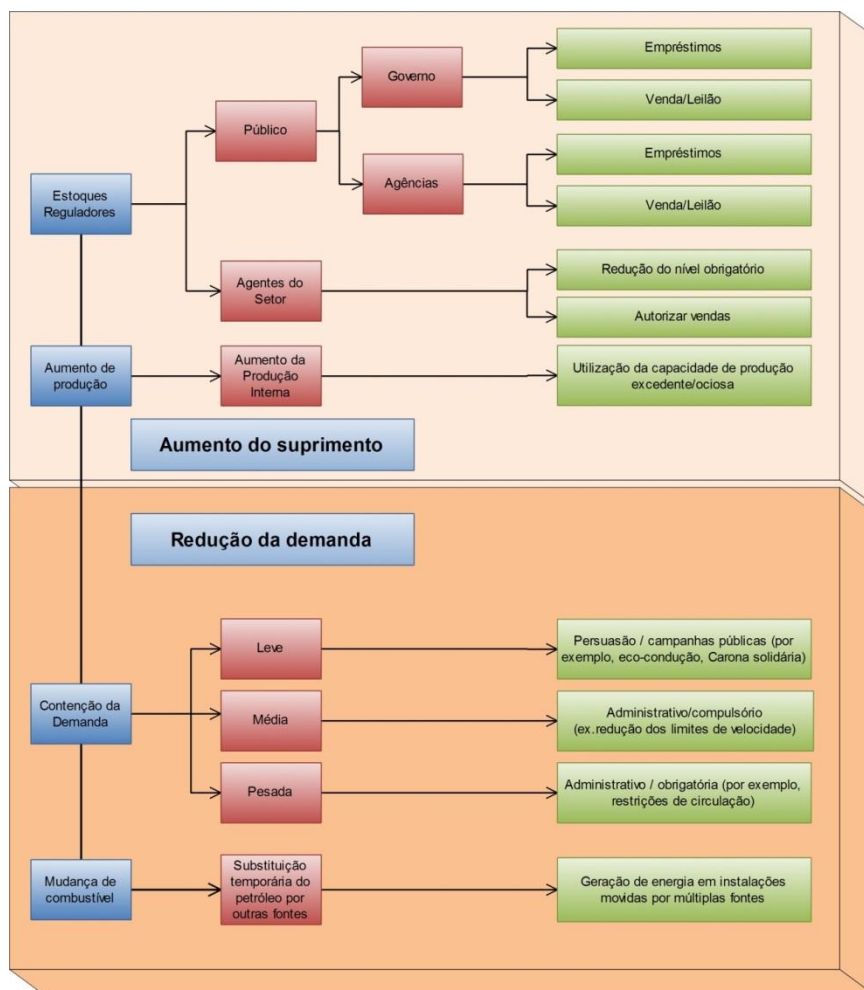
**Figura 6 – Composição da Agência Internacional de Energia**

A missão principal da AIE é a resposta de emergência às restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo. Sua capacidade de resposta coletiva visa mitigar os impactos negativos da escassez repentina na oferta de petróleo, utilizando as reservas estratégicas para compensar o déficit no mercado global para os seus integrantes.

Por meio de uma combinação de respostas de emergência, são implementadas medidas destinadas a aumentar a oferta e reduzir a demanda (Figura 7). A política de resposta a emergências da AIE se concentra em aliviar, no curto prazo, as consequências das restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo.

O sistema de respostas foi inicialmente dimensionado para atuar de forma efetiva em eventos que provoquem uma redução de 7% ou mais na oferta mundial de petróleo e derivados. Atualmente, dada a peculiaridade dos eventos recentes para os quais a AIE teve que atuar, foram estabelecidas medidas de flexibilização para acionamento das reservas estratégicas.

Segundo a AIE, essa ferramenta não tem por finalidade a gestão de preços ou questões de fornecimento de longo prazo, que são geridas mais eficazmente por meio de outras políticas que incentivam, por exemplo, a redução de importação de petróleo, a economia de energia, a diversificação ou pesquisa, desenvolvimento e investimento em tecnologias de energia alternativa.



Fonte: AIE. Elaboração: MME.

**Figura 7 – Sistema de resposta a emergências da AIE**

Os países-membros da AIE assumem compromisso de manutenção de estoques equivalentes a 90 dias de suas respectivas importações líquidas. O cálculo é baseado na

média das importações líquidas diárias do ano civil anterior. Esse conceito abrange o petróleo, LGN<sup>v</sup> e produtos refinados, com exceção da nafta e de volumes utilizados como combustível para navegação de longo curso (*bunker*).

Esse compromisso pode ser cumprido por meio da contabilização de volumes exclusivamente para fins de emergência e para uso comercial ou operacional, incluindo os retidos nas refinarias, nas instalações portuárias e em navios nos portos<sup>8</sup>. A obrigação especifica vários tipos de estoques que não podem ser considerados: militares, navios em alto mar, tubulações, estações de serviço ou montantes armazenados por consumidores finais (estoques terciários), não incluindo o petróleo ainda não produzido.

É facultado aos países-membros organizarem-se para armazenar os energéticos fora das suas fronteiras nacionais e incluir instalações para atender sua exigência mínima. Esta opção é particularmente importante para os países em que as restrições de capacidade de armazenamento e logística de abastecimento fazem com que o armazenamento interno seja insuficiente. Para exercer esta faculdade e contar as ações realizadas no exterior para cumprir com a obrigação, os governos envolvidos devem assinar acordos bilaterais, garantindo o acesso incondicional às instalações em caso de emergência.

Ao fiscalizar a conformidade de um país com sua obrigação de estoque, a AIE aplica uma dedução de 10% de seus estoques totais, incluindo a armazenagem realizada sob acordos bilaterais, por considerá-los tecnicamente indisponíveis (fundos de tanques). No modelo estabelecido pela AIE, três de seus países-membros (Canadá, Dinamarca e Noruega), por serem exportadores líquidos de petróleo, não são obrigados a manter estoques. Entretanto, esses países possuem volumes consideráveis de estoques com propósitos diversos, tais como os usos comercial, operacional, militar e acordos bilaterais com outras nações.

A UE trata a questão por meio da *Council Directive 2009/119/UE*, que obriga os Estados-Membros a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo e/ou derivados. O art. 3º, inciso 1 dessa Diretiva estabelece:

(...)

*Artigo 3º*

*Reservas de segurança — Cálculo das obrigações de armazenagem*

*1. Os Estados Membros tomam todas as disposições legislativas, regulamentares ou administrativas adequadas para assegurar, o mais tardar em 31 de dezembro de 2012, a manutenção por sua conta, no território da Comunidade e de forma permanente, de um nível total de reservas de petróleo equivalente, no mínimo, à maior das quantidades representada quer por 90 dias de importações líquidas diárias médias quer por 61 dias de consumo interno diário médio.*

(...)

O critério é aparentemente mais rigoroso. Contudo, a metodologia adotada pela UE considera volumes de estoques desprezados na contabilidade da AIE, tais como fundos de tanques ou reservatórios. Isso denota uma base de cálculo mais ampla, que resulta em maiores volumes apurados.

É importante destacar que tais diretivas, apesar de terem por objetivo a segurança do abastecimento europeu, tem reflexo no mercado mundial de petróleo, como pode se observar no Gráfico 11.

---

<sup>v</sup> Líquido de gás natural.

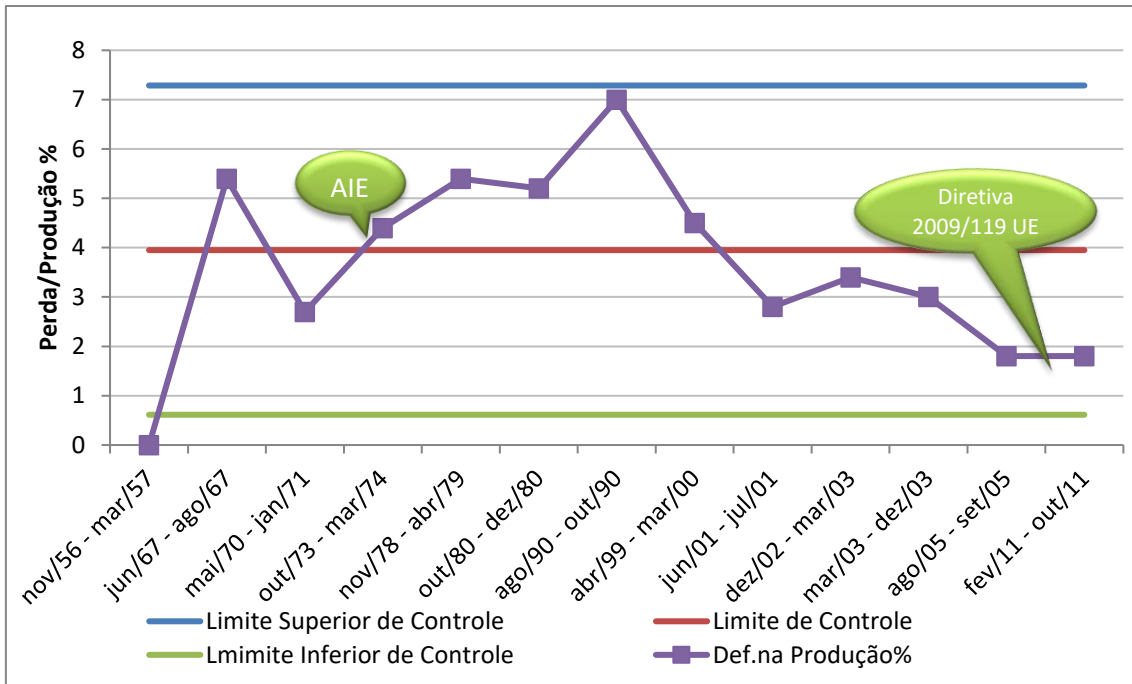


Gráfico 11 – Medidas individuais dos eventos críticos externos

É notável a queda nas amplitudes entre eventos sucessivos tanto após a criação da AIE, quanto após o fim do prazo de implantação da *Council Directive 2009/119/UE*. Esse cenário torna os eventos críticos internacionais menos prováveis e impactantes no curto e médio prazo, conforme se observa no Gráfico 12.

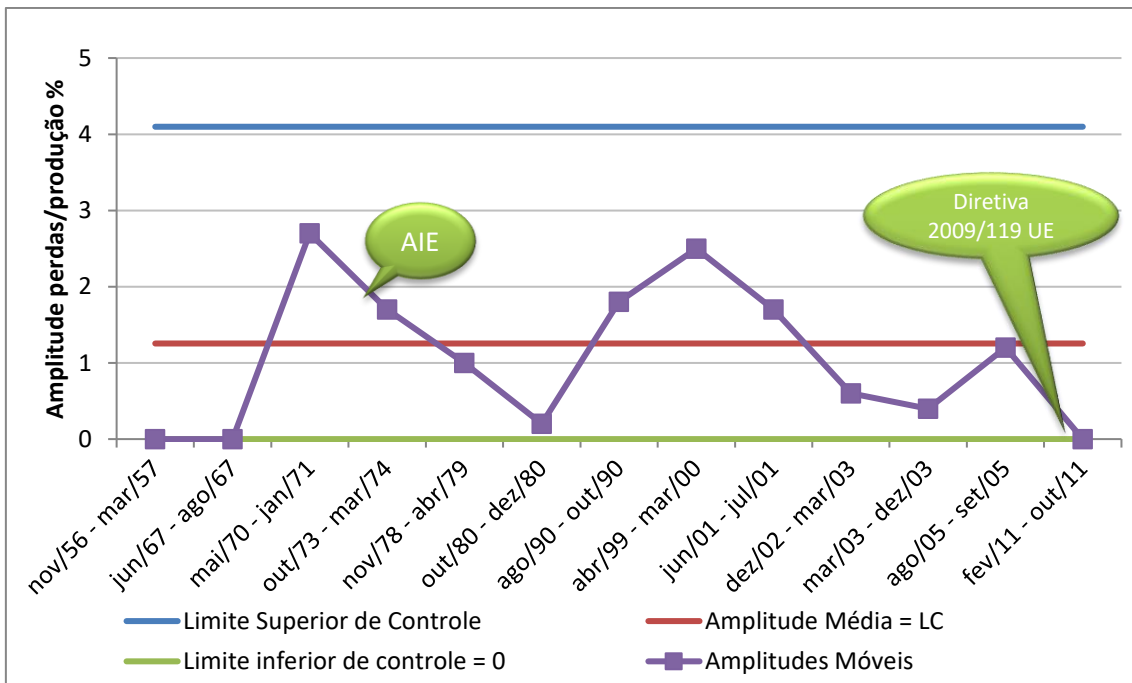


Gráfico 12 – Amplitudes dos eventos críticos externos



### 3.1.2.2 Países dos BRICS (Rússia, Índia, China e África do Sul)<sup>9</sup>

#### **Rússia**

Não foi identificado nenhum registro oficial de que a Rússia possua reserva estratégica de petróleo. Cabe destacar que há informações sobre utilização de estoques na Rússia para usos diversos – militar e operacional, por exemplo.

#### **Índia<sup>10</sup>**

A indústria de petróleo indiana apresenta uma situação similar à estadunidense sob a ótica de abastecimento de petróleo e derivados: importa petróleo bruto (4,2 Mbd) e exporta derivados (600 mil bpd).

Com relação a reservas estratégicas de petróleo, a Índia fixou formação no volume de 38 milhões de barris em três localidades distintas: Visakhapatnam, Mangalore e Padur. De acordo com a Companhia Indiana de Reservas Estratégicas de Petróleo (ISPRL), entidade responsável pela construção e manutenção dessas reservas, esse valor não inclui os estoques de operação e tem como objetivo amortecer eventuais restrições e/ou interrupções externas no fornecimento.

A capacidade de tancagem projetada para formação das reservas estratégicas de petróleo indianas representa 11 dias da importação líquida de petróleo, uma vez que, no ano de 2016, a Índia produziu 800 mil bpd de petróleo. A técnica para armazenamento escolhida é a utilização de cavernas rochosas, dispostas em localidades acessíveis ao refino.

Quanto à execução do projeto, a ISPRL reporta que: Visakhapatnam está operacional, em processo de enchimento, acumulando mais de 8 milhões de barris; Mangalore está pronta para iniciar o comissionamento; e Padur se encontra em fase final de construção, com mais de 98% de avanço físico.

Existe, ainda em fase de projeto, a proposta de uma segunda fase da reserva estratégica de petróleo indiana, para expandir essa capacidade de armazenamento em 95 milhões de barris, dividida em quatro localidades.

#### **China<sup>11</sup>**

A China é um importante produtor de petróleo mundial, com produção superior a 4,3 Mbd em 2015. Entretanto, impulsionado por seu forte crescimento econômico, a demanda chinesa por petróleo e derivados saltou de 4,7 Mbd, em 2000, para 12 Mbd em 2015. Com esse consumo expressivo, apesar de ser a quinta maior produtora mundial, a China é importadora líquida de petróleo desde 1993, majoritariamente do Oriente Médio.

Diante de seu cenário energético, desde 2001, a China estabeleceu um sistema de estoque estratégico de petróleo com objetivo de elevar sua segurança energética, denominado Centro de Reserva de Petróleo Nacional (NORC). A primeira fase desse sistema, concluída em 2009, disponibilizou quatro unidades com capacidade de 103 milhões de barris. A segunda fase conta com dez estações e capacidade de 244 milhões de barris. O projeto prevê uma terceira fase, com expectativa de atingir capacidade de armazenamento total superior a 500 milhões de barris no ano de 2020.

O acionamento do sistema ocorre quando o mercado de petróleo está sujeito a mudanças significativas ou incidentes imprevistos, sendo iniciado pela Administração

Nacional de Energia (NEA), que propõe ao Conselho de Estado um plano para liberar as reservas de petróleo de emergência. Depois da aprovação do Conselho de Estado, o NEA realiza as ações aprovadas em cooperação com outras partes interessadas, como a Comissão de Reforma e Desenvolvimento Nacional (NDRC), os ministérios relacionados e as NOCs.

No contexto geopolítico internacional que se apresenta, é importante registrar um fato inédito ocorrido em 2017. A PetroChina Internacional adquiriu petróleo da reserva estratégica mantida pelos EUA. Segundo noticiado pelo Departamento de Energia americano, a operação tratou da venda de 550 mil barris a um custo de US\$ 28,8 milhões<sup>12</sup>. O ineditismo e a mudança de posicionamento de cada país chamam atenção, apesar de o volume não ser representativo.

### **África do Sul<sup>13</sup>**

A economia da sul-africana depende da disponibilidade de energia para o crescimento da economia e o desenvolvimento. Em 2015, a economia sul-africana consumiu 569 mil bpd de petróleo, com 90% do setor de transportes dependente de combustíveis líquidos. O setor de petróleo é um importante componente do PIB e as restrições e/ou interrupções no fornecimento de produtos de petróleo frequentemente resultam em perdas econômicas.

Segundo o Departamento de Energia sul-africano, a perda econômica diária estimada devido à falta de combustíveis seria de US\$ 145 milhões, equivalente a cerca de 10% do PIB diário sul-africano à época. Isso levanta uma questão fundamental sobre o papel do governo para colocar em prática uma política estratégica global, de longo prazo, com ações que permitam ao país a continuidade de abastecimento de combustíveis líquidos, caso ocorram restrições, interrupções ou catástrofes.

O Fundo Estratégico de Combustíveis (SFF) é uma subsidiária do Fundo Central de Energia, o qual é estatal e custeia os estoques estratégicos. Foi estabelecido em 1965 para coordenar a aquisição e o gerenciamento de estoques estratégicos na África do Sul. Até início de 1990, enquanto foi encarregado das compras de todos os suprimentos de petróleo para a indústria sul-africana, o SFF implementou os estoques estratégicos e comerciais. A partir de 1994, passou a administrar os estoques estratégicos de petróleo do governo.

Há uma decisão do governo sul-africano pela manutenção de estoques correspondentes a 60 dias de importação líquida de petróleo e derivados. Adicionalmente, ao longo da cadeia de suprimento, os agentes devem manter estoques de derivados equivalentes a 14 dias de seus respectivos mercados.

O SFF possui como principal armazenamento de petróleo as instalações na Baía de Saldanha, maior instalação de seu tipo no mundo. É composta por seis tanques de armazenamento subterrâneo de concreto com capacidade combinada de 45 milhões de barris. Os tanques estão ligados por dutos a um terminal no porto de Saldanha<sup>14</sup>.

#### ***3.1.2.3 Comparação de políticas de reservas estratégicas conforme nível de dependência de petróleo***

A Tabela 4 apresenta indicadores selecionados e consolida a posição das principais economias mundiais no que se refere à formação de reservas estratégicas de petróleo. Juntos, os países abaixo listados representam, frente ao planeta, 60% da população, 81% da riqueza, 74% do consumo energético e 73% do consumo de petróleo.

A ordem dos países segue o critério do tamanho da economia sob a ótica do Produto Interno Bruto (PIB).

**Tabela 4 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP**

País	PIB (10 <sup>9</sup> US\$) (2016)	Consumo energia (10 <sup>6</sup> tep) (2016)	Consumo petróleo <sup>(1)</sup> (10 <sup>3</sup> bpd) (2016)	Exportador líquido? <sup>(2)</sup>	Possui REP?
Estados Unidos	18.569	2.273	19.631	NÃO	SIM
China	11.199	3.053	12.381	NÃO	SIM
Japão	4.939	445	4.037	NÃO	SIM
Alemanha	3.467	323	2.394	NÃO	SIM
Reino Unido	2.619	188	1.597	NÃO	SIM
França	2.465	236	1.602	NÃO	SIM
Índia	2.264	724	4.489	NÃO	SIM
Itália	1.850	151	1.232	SIM	SIM
Brasil	1.796	298	3.018	SIM	NÃO
Canadá	1.530	330	2.343	SIM	NÃO
Coreia do Sul	1.411	286	2.763	NÃO	SIM
Rússia	1.283	674	3.203	NÃO	NÃO
Espanha	1.232	135	1.268	NÃO	SIM
Austrália	1.204	138	1.036	NÃO	SIM
México	1.046	187	1.869	NÃO	SIM
Indonésia	932	175	1.615	NÃO	NÃO
Turquia	858	138	886	NÃO	SIM
Holanda	771	85	851	NÃO	SIM
Suíça	660	26	216	NÃO	SIM
Arábia Saudita	646	267	3.906	SIM	NÃO
Noruega	371	49	242	SIM	NÃO
Dinamarca	306	17	164	SIM	NÃO

Fonte: Banco Mundial e *BP Statistical Review*.

Notas:

<sup>(1)</sup> Considera combustível usado em voos internacionais e navegação de longo curso. Considera o equivalente em petróleo do consumo de etanol e biodiesel.

<sup>(2)</sup> Considera exclusivamente petróleo e LGN.

Importante observar que países exportadores líquidos de petróleo não possuem reservas estratégicas (Canadá, Noruega e Dinamarca), porém, praticam políticas de controle da produção. No caso do Brasil, a perspectiva é que o País consolide sua posição de exportador líquido de petróleo no horizonte decenal.

Outro aspecto importante a se destacar diz respeito ao nível de dependência de um país frente a novos choques de petróleo. Um indicador da vulnerabilidade pode ser a participação de suas importações de petróleo no volume total de petróleo comercializado no mundo. Tal critério já foi utilizado em análises anteriores da ANP, com o mesmo fito de avaliar a questão de reservas estratégicas brasileiras<sup>15</sup>.

No caso do Brasil, em 2016, o País importou 0,3% do petróleo comercializado no mundo, cuja movimentação atingiu 65,5 Mbpd. Esse volume de importação responde por 9% da demanda das refinarias brasileiras. No entanto, esse montante serve essencialmente

para ajuste do mix de petróleo para produção de óleos básicos lubrificantes e combustíveis. Cabe ainda destacar que as exportações de petróleo superaram as importações. Portanto, é razoável considerar como baixa a vulnerabilidade do Brasil a choques internacionais de oferta de petróleo.

### 3.1.3 Cenário brasileiro

Nesta seção, são apresentados o contexto histórico e a evolução da produção de petróleo no Brasil, bem como suas previsões de produção ao longo do decênio de 2017-2026. Apresentam-se, também, os investimentos vultosos necessários para que essas previsões se realizem. Por fim, aborda-se a evolução prevista das reservas provadas e o panorama e as perspectivas de dependência externa de petróleo no País.

O crescimento sustentável da produção de petróleo fundamentado no desenvolvimento tecnológico na área de Exploração e Produção (E&P) conferiu ao País, em 2006, o título de autossuficiente em petróleo. Em 2008, consolidou definitivamente sua condição de exportador líquido de petróleo. Para o horizonte de 2017 a 2026, as perspectivas otimistas de crescimento da produção, as quais indicam que o País manterá a condição de exportador, compõem um dos principais pilares para a análise da necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo no País.

#### 3.1.3.1 Contexto histórico e evolução da produção de petróleo no Brasil

Desde a sua fundação, a Petrobras se consolidou como a principal produtora de petróleo e gás natural no país, suportada por um monopólio de atividades que durou 44 anos. Inicialmente, as reservas brasileiras de petróleo eram de apenas 16,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe), com uma produção de modestos 2,7 mil bpd. As primeiras descobertas foram em terra, sendo uma referência o campo de Carmópolis (SE), mas o sucesso exploratório em bacias marítimas, que se fortaleceu com as descobertas de fez com que a Companhia avançasse, investindo em exploração e produção, para áreas de fronteira em águas profundas e ultraprofundas.

Com a promulgação da Lei nº 9.478/1997, chamada Lei do Petróleo, o monopólio da União sobre o petróleo foi mantido, mas foi permitido a outras empresas estatais ou privadas, nacionais ou estrangeiras, a consecução de atividades de exploração e produção. A partir de então se estabeleceram as bases da relação entre a União e as companhias para o desenvolvimento das atividades petrolíferas.

Primeiro foi definida a Rodada Zero, que ratificou os direitos da Petrobras na forma de contratos de concessão sobre os campos que se encontravam em efetiva produção na data de vigência da Lei do Petróleo e também para o caso dos blocos com descobertas comerciais ou que tivesse empreendido investimentos em exploração, assegurando os direitos da empresa estatal por três anos, para prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento. Posteriormente a ANP passou a promover as rodadas de licitações que inicialmente eram exercidas somente sob o regime de concessão até 2010.

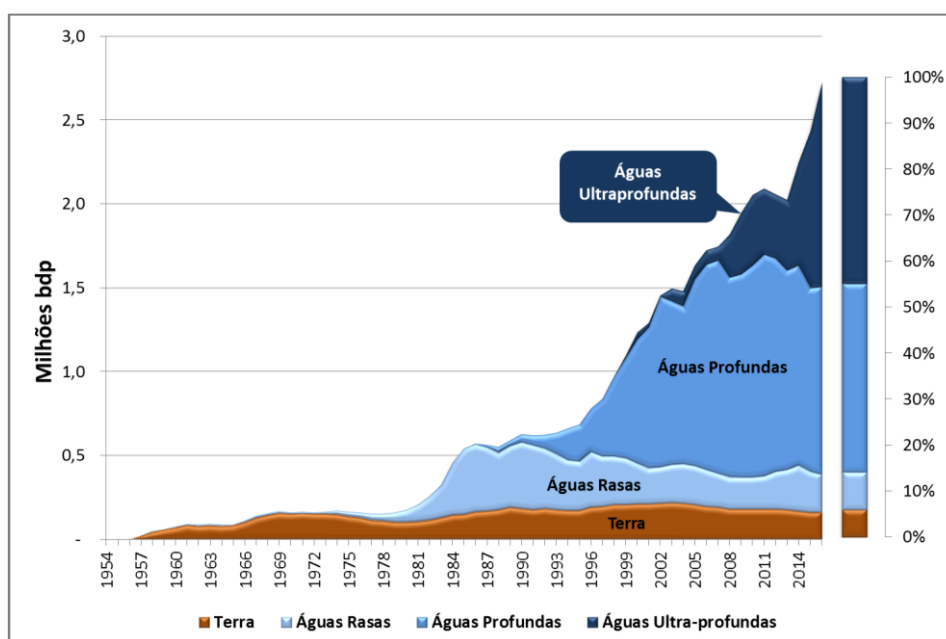
A descoberta da província petrolífera do pré-sal no Brasil, em 2005, com grandes volumes recuperáveis de óleo e gás, trouxe a necessidade da constituição de um novo marco regulatório para a indústria brasileira de petróleo. Assim, foram promulgadas as Leis nº 12.276, de 30 de junho de 2010, e nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, que instituíram respectivamente os sistemas de cessão onerosa e partilha de produção, que passaram a coexistir com a concessão no país. Em especial, o regime de partilha da

produção é direcionado para as atividades de E&P exercidas nas áreas do pré-sal<sup>vi</sup> e em áreas estratégicas.

No período de 1997 a 2016, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 12,6 bilhões de barris<sup>16</sup>. Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo e LGN aumentou de 316 milhões de barris para 950 milhões de barris<sup>17</sup>, elevando a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que duas vezes em 20 anos.

Com a abertura do mercado houve, naturalmente, um aumento da participação de outras companhias nas atividades de E&P, embora a Petrobras se mantenha líder na produção e detentora da maior parte dos ativos. Estudos da EPE para o plano decenal indicam que considerando a atual participação de outras companhias nos contratos de cessão de áreas, a contribuição na produção de petróleo poderá exceder 1 Mbdp em dez anos. Contudo, a situação de desinvestimento da Petrobras e o cronograma de rodadas proposto pelo CNPE até 2019 poderão aumentar ainda mais a participação de outros agentes nas atividades do setor, inclusive na produção de petróleo.

O Gráfico 13 sintetiza em números a evolução da produção de petróleo brasileira em terra e mar desde a instalação da Petrobras até 2016. A produção manteve-se na ordem de 2,0 Mbdp de 2009-2013, subiu para cerca de 2,3 Mbdp em 2014 e alcançou 2,6 Mbdp<sup>18</sup> em 2016.



Fonte: EPE

Gráfico 13 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2016

### 3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2017-2026<sup>19</sup>

Segundo estudos da EPE, a produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas, com declaração de comercialidade, deverá atingir os maiores volumes em 2024, mantendo o patamar em torno de 4,0 Mbdp até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes da Cessão Onerosa, em especial os campos de Búzios e Atapu, com previsão de entrada em

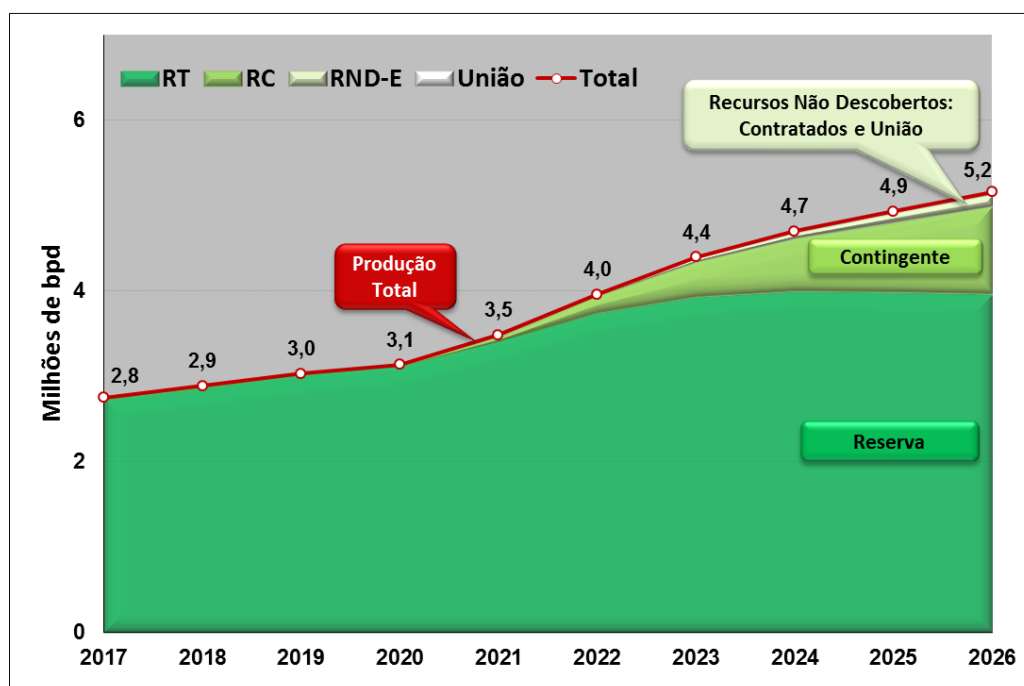
<sup>vi</sup> Apenas os blocos não licitados, exceto as áreas que já haviam sido concedidas a companhias petrolíferas. Nesses casos, foi mantido o regime de concessão para as áreas já outorgadas, respeitando os contratos existentes.

produção em 2018 e 2019, respectivamente, corroborada pelo Plano de Negócios da Petrobras 2017-2021 que tem foco na produção do pré-sal.

A produção proveniente dos recursos contingentes, composta de descobertas ainda em avaliação, é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal, em especial do prospecto Libra, sob regime de contrato de partilha de produção, com previsão de início de produção em 2021 e para a qual se estima 84% do total dos recursos contingentes no fim do período.

A partir de 2020, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 3% da produção nacional em 2026. A contribuição da produção dos recursos na área da União, dependente da realização de novas contratações, por concessão ou partilha da produção, tem seu início previsto para 2023, alcançando aproximadamente 0,5% da produção total em 2026.

Com relação à densidade do petróleo, estima-se que em todo decênio prevaleça o tipo classificado como mediano que responderá por 84% do total da produção em 2026.



Fonte: EPE

Gráfico 14 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2017-2026

### 3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2017-2026<sup>20</sup>

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, no horizonte de 2017-2026, fiquem entre US\$ 280 bilhões e US\$ 300 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no país, incluindo a significativa parte da Petrobras, anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2017-2021, para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal.

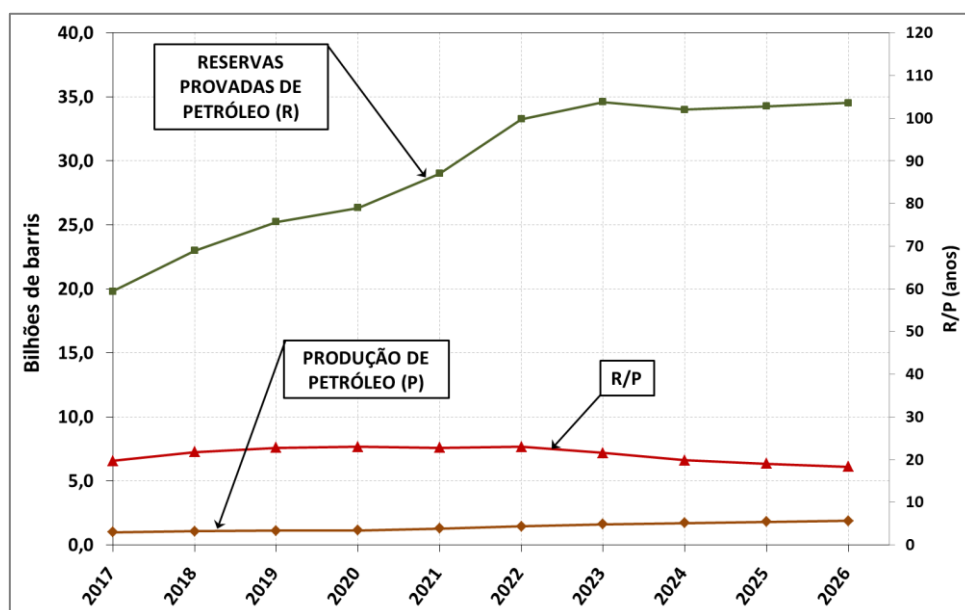
Deve-se destacar que também estão agregados nesse montante, os investimentos associados às novas Rodadas de Licitações programadas para o período de 2017 a 2019. Contudo, eventos econômicos e alterações de perspectivas de investimentos que se destacaram na conjuntura nacional, poderão afetar as estimativas acima.

### 3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro<sup>21</sup>

A evolução das reservas de petróleo é uma componente fundamental a ser considerada no contexto do planejamento energético em escala de país. Junto com as previsões de produção, permite avaliar o indicador estratégico R/P (razão entre reserva provada e produção) que fornece subsídios sobre o tempo de esgotamento de reservas.

Apresenta-se a evolução de reservas provadas, segundo os estudos do ciclo 2017-2026. Consideram-se estimativas de volumes recuperáveis, previsões de tempos para declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível agregado Brasil, nos últimos 20 anos<sup>vii</sup>.

O Gráfico 15 mostra a previsão das reservas de petróleo e aponta que o indicador R/P atingirá níveis relativamente altos, entre 18 e 23 anos, no período de 2017-2026.



Nota: As reservas provadas incluem estimativas de recursos contingentes e recursos não descobertos.

Fonte: EPE

Gráfico 15 – Previsão das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2017-2026

As previsões de produção de petróleo e a evolução do indicador de R/P não traduzem *per se* sua situação de dependência externa no longo prazo. Todavia, são parâmetros necessários, que se complementam para tratar dessa questão, conforme será evidenciado a seguir.

### 3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo

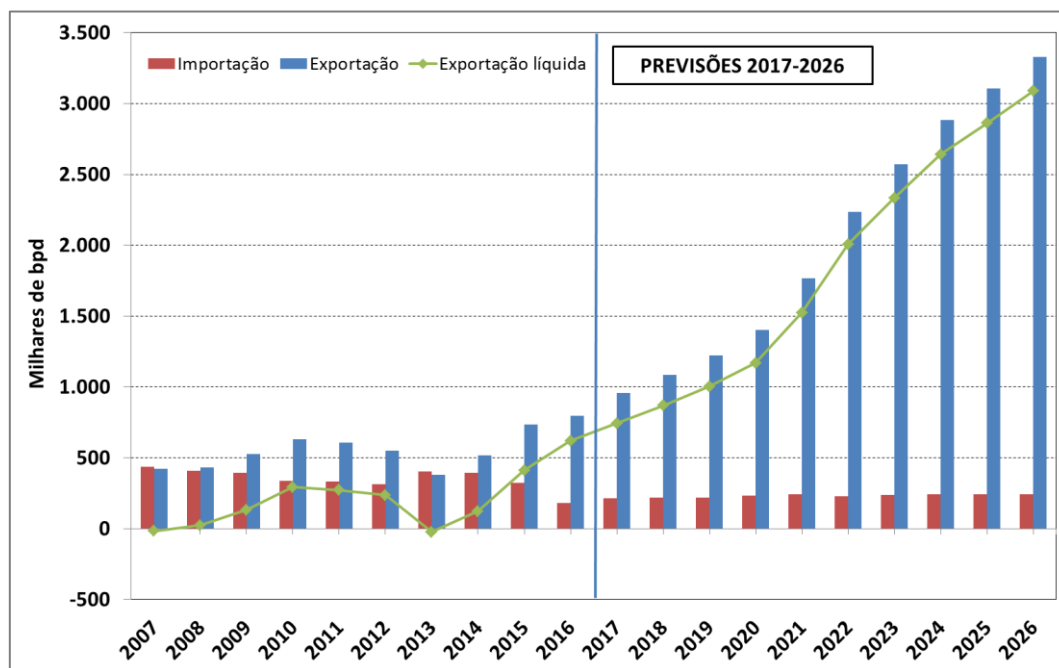
A situação da balança entre importação e exportação de petróleo de um país pode ser analisada, inicialmente, por meio de indicadores construídos a partir de dados sobre produção, demanda, importação e exportação. Neste relatório, considerou-se o indicador de exportação líquida.

<sup>vii</sup> O modelo de evolução de reservas aplicado pressupõe o estabelecimento de metas e restrições compatíveis com níveis históricos da razão R/P e da relação entre reservas totais e provadas do agregado Brasil.



O indicador de exportação líquida pode ser calculado, em bases anuais, por meio da diferença entre a exportação e a importação cujo resultado representa o saldo exportado de petróleo do país.

O Brasil é exportador líquido de petróleo desde 2006, à exceção dos anos de 2007 e 2013. De acordo com os estudos do ciclo 2017-2026, o País será um importante exportador de petróleo<sup>viii,22</sup>, conforme demonstrado no Gráfico 16. A exportação líquida alcançará o patamar de 3 Mbpd em 2026, caso as previsões de produção e a evolução do indicador R/P sejam confirmados.



Fonte: EPE

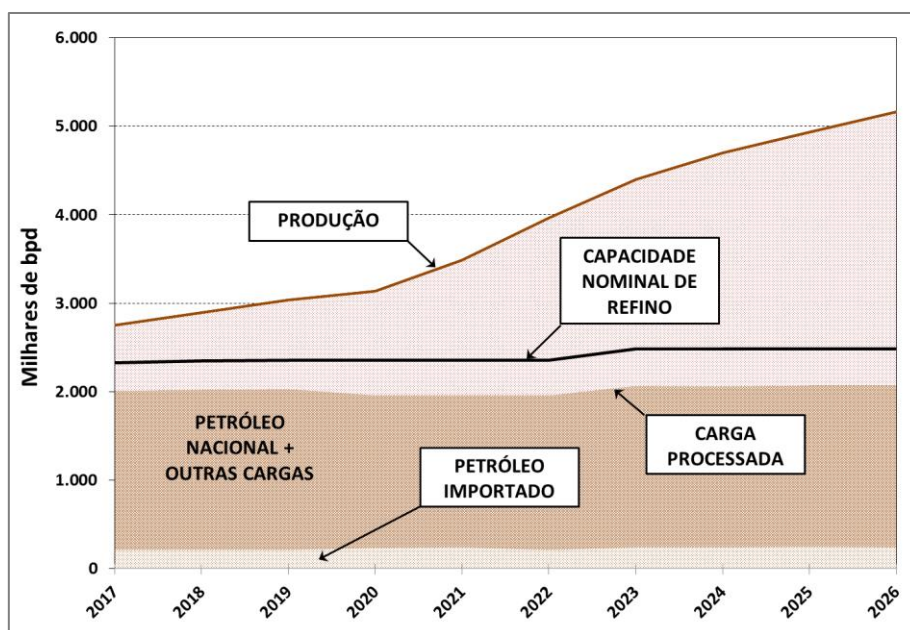
Gráfico 16 – Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2007-2026

Cabe destacar que as previsões de importação de petróleo verificadas terão por objetivo, assim como no passado, atender às necessidades tecnológicas das refinarias brasileiras. Utilizam-se petróleos de diversas origens, a exemplo do petróleo Árabe Leve para a produção de óleos básicos lubrificantes parafínicos e outros do tipo leve principalmente para a realização de misturas com os petróleos nacionais, mais pesados, visando à produção de derivados em geral.

Apresentam-se, a seguir, as projeções de participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias entre 2017 e 2026, considerando-se as previsões de produção de petróleo nacional, bem como a capacidade instalada atual do parque de refino e as adições de capacidade, com base nos dados dos estudos do ciclo 2017-2026.

<sup>viii</sup> A Arábia Saudita, maior exportadora líquida de petróleo do mundo, exportou 7,5 Mbpd em 2016, seguida da Rússia com 5,1 Mbpd e do Iraque com 3,8 Mbpd. Canadá, Emirados Árabes, Kuwait, Irã e Venezuela exportaram respectivamente de 2,7 a 1,8 Mbpd no mesmo ano.





Fonte: EPE

Gráfico 17 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2017-2026

### 3.2 Etanol carburante

No histórico da produção e utilização de etanol como combustível no Brasil, faz-se necessário avaliar as diferentes fases da importância relativa desse energético para o abastecimento da frota nacional de veículos leves (ciclo Otto).

A utilização do etanol no Brasil foi acentuada nos anos seguintes ao advento do Programa Nacional do Álcool (Proálcool), em 1975, cuja história será apresentada no item 3.2.1. A partir dos dados do Balanço Energético Nacional<sup>23</sup>, a participação do etanol na matriz de combustíveis para o ciclo Otto pode ser observada no Gráfico 18.

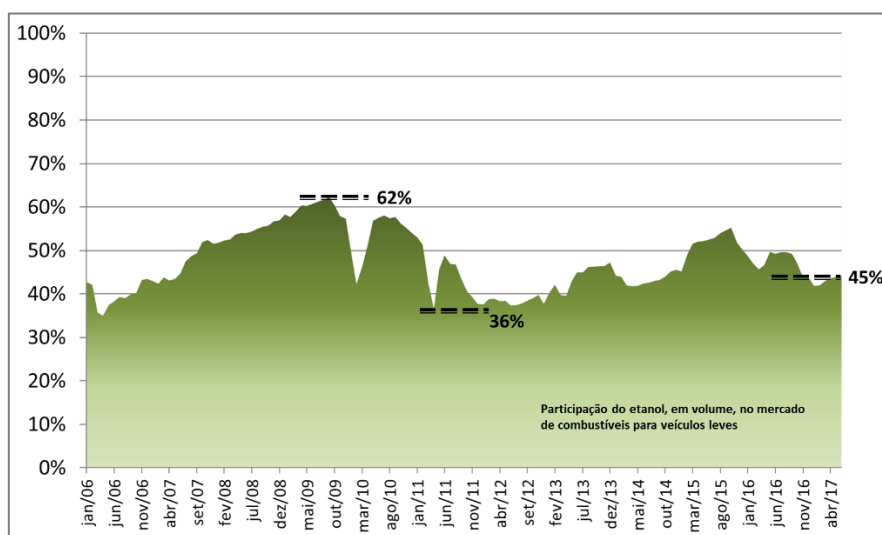


Gráfico 18 – Participação do etanol na matriz de combustíveis para veículos ciclo Otto

#### 3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol

O Brasil utiliza o etanol combustível como aditivo da gasolina desde a década de 1920. Oficialmente, o combustível produzido a partir da cana-de-açúcar foi adicionado no limite de 5% em volume, à gasolina, então importada, a partir do Decreto nº 19.717, de 20 de fevereiro de 1931. Entretanto, foi somente com o advento do Proálcool, em 1975,

que o setor sucroalcooleiro pôde estabelecer definitivamente a indústria do etanol combustível. A oscilação dos preços do açúcar no mercado internacional imporá uma quebra dos investimentos do setor produtivo tanto na etapa agrícola quanto na etapa industrial. Ou seja, para além da questão econômica da crise do petróleo deflagrada em dezembro de 1973, e que se repetiria em 1979, havia um “risco sistêmico” para o complexo agroindustrial por conta da superprodução e dos baixos preços do açúcar.

Esses dois choques no preço do petróleo impactaram o Brasil principalmente porque havia uma forte dependência materializada em duas realidades: (i) 80% do petróleo consumido era então importado; e (ii) 98% do transporte de passageiros e de carga era realizado utilizando-se derivados de petróleo.

O período 1968-73 ficou conhecido como milagre econômico brasileiro, em função das extraordinárias taxas de crescimento do PIB verificadas, cuja média era de 11,1% a.a.. Em 1973, o mundo viveu o 1º choque do petróleo, período em que, pela primeira vez, o crescimento exponencial do consumo de petróleo e derivados foi interrompido por um forte aumento dos preços praticados pelos países produtores, o que agravou o quadro da recessão econômica mundial. A dependência em relação ao petróleo importado causou forte impacto no Balanço de Pagamentos do País e diminuiu o ritmo de crescimento da economia. Por isso, havia a necessidade de reduzir a dependência em relação ao petróleo importado e diversificar a matriz energética buscando fontes alternativas, a principal delas, o etanol combustível.

As alternativas propostas com o novo combustível levaram em conta o fato de que o etanol brasileiro poderia ser produzido a partir da cana-de-açúcar em duas diferentes formas:

- anidro: destinado à mistura com a gasolina; e
- hidratado: destinado a utilização exclusivamente como combustível veicular.

Com isso, o Proálcool foi adotado em 1975 pelo Governo Brasileiro, com dois objetivos:

- promover o incremento do etanol anidro na mistura à gasolina comercializada no País; e
- incentivar o desenvolvimento de plataformas veiculares movidas exclusivamente a etanol hidratado.

Naquele período, após o lançamento do Proálcool, o país consolidou o uso de elevado percentual de mistura de etanol anidro à gasolina comercializada. Inicialmente, o Proálcool previa que o País praticaria a mistura de 20% de etanol anidro à gasolina. No entanto, esse percentual só foi aplicado em todo o território nacional em 1982 por meio da Portaria CNE nº 12, de 5 de janeiro de 1982. Até então, diversas Portarias do CNP fixavam, a cada safra, o percentual de mistura em estados e regiões, estabelecendo os percentuais mínimo e máximo para cada região das bases de distribuição e mercados de gasolina, conforme descrito a seguir na Tabela 5.

**Tabela 5 – Portarias do CNP com fixação do percentual de mistura vigente após o lançamento do Proálcool e até a adoção de percentual de 20% no território nacional<sup>ix</sup>**

Ato	Nº	Data	% Mínimo	% Máximo	Abrangência Territorial
Portaria CNP	163	04/10/1976	11%	15%	AL e PE
Portaria CNP	164	04/10/1976	10%	15%	RJ
Portaria CNP	5	07/01/1977	10%	15%	Norte do Paraná
Portaria CNP	88	19/05/1977	18%	20%	Região Metropolitana de SP
Portaria CNP	88	19/05/1977	11%	13%	Interior de SP
Portaria CNP	104	06/06/1977	10%	12%	RJ
Portaria CNP	104	06/06/1977	15%	15%	Sup. de Transportes Oficiais do RJ
Portaria CNP	130	21/07/1977	10%	12%	PR
Portaria CNP	142	03/08/1977	10%	12%	CE
Portaria CNP	174	21/09/1977	18%	20%	RN, PB, PE e AL
Portaria CNP	198	20/10/1977	18%	20%	Triângulo Mineiro
Portaria CNP	39	03/02/1978	20%	23%	RN, PB, PE, AL, SE e BA
Portaria CNP	213	26/07/1978	18%	22%	Região Centro Sul (Fixo em 20% ± 2%)
Portaria CNP	325	05/09/1978	18%	22%	Região N/NE (Fixo em 20% ± 2%)
Portaria CNP	157	22/04/1981	10%	14%	Região N/NE (Fixo em 12% ± 2%)
Portaria CNP	245	30/06/1981	10%	14%	Região Centro Sul (Fixo em 12% ± 2%)
Portaria CNP	443	17/12/1981	13%	17%	BR (Fixo em 15% ± 2%)
Portaria CNE	12	05/01/1982	18%	22%	BR (Fixo em 20% ± 2%)

Fonte: MME

Como se pode observar, havia grande flexibilidade na adoção de percentuais de mistura, que ora aumentavam, ora abaixavam, de acordo com a disponibilidade do produto a cada safra. Desta forma, evidencia-se que à medida que as pesquisas avançavam na direção do desenvolvimento de uma plataforma veicular movida exclusivamente a etanol, a participação do etanol anidro limitava-se à viabilidade técnica de seu uso em veículos movidos à gasolina, dotados de sistema de alimentação por carburador e ignição convencional.

Considerando-se que o mercado para adição de etanol anidro à gasolina era limitado por restrições técnicas dos veículos nacionais, o principal desafio estava em se obter o desenvolvimento de uma plataforma veicular movida exclusivamente a etanol hidratado. O Centro de Tecnologia Aeroespacial (CTA) teve participação fundamental nesse processo. Situado em São José dos Campos, no estado de São Paulo, o CTA foi o instituto pioneiro na pesquisa e teste dessa plataforma, que forneceu a base técnica para o núcleo do Proálcool. A solução técnica adotada pelos engenheiros do CTA foi acolhida e aprimorada pelas montadoras instaladas no Brasil, e viabilizou o lançamento, já em 1979, do 1º veículo movido exclusivamente a etanol hidratado. A indústria automobilística brasileira aderiu ao programa, oferecendo, na década de 80, um novo produto ao consumidor, produzindo cada vez mais veículos movidos exclusivamente a etanol, os quais atingiram, já em 1986, um percentual de 96% das vendas de veículos NOVOS.

<sup>ix</sup> MAPA/MME – Cronologia da Mistura Carburante Automotiva, com adaptações. Obtido em: [http://www.agricultura.gov.br/arg\\_editor/file/Desenvolvimento\\_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes\\_Tecnicas/01-Mistura%20etanol%20anidro-gasolina-CRONOLOGIA\(Atualiz\\_02\\_09\\_2011\).pdf](http://www.agricultura.gov.br/arg_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/01-Mistura%20etanol%20anidro-gasolina-CRONOLOGIA(Atualiz_02_09_2011).pdf)

Cabe destacar que as mudanças nos motores capazes de tornar o veículo apto a rodar com etanol hidratado eram relativamente simples. Muitos consumidores, posteriormente, adaptaram seus veículos movidos à gasolina para receberem o etanol hidratado, combustível mais barato e cujo uso o governo pretendia incentivar.

Para a consecução dos demais objetivos estabelecidos para o programa, e para a preservação do complexo sucroalcooleiro em face à crise de preços do açúcar, o Governo Federal estabeleceu incentivos para o setor lançando mão de diversos instrumentos de controle. Em linhas gerais, foram eles:

- garantia de que o preço do etanol ao consumidor seria sempre menor que o da gasolina;
- garantia de remuneração para o produtor;
- redução de impostos para os veículos movidos a etanol hidratado;
- financiamentos a produtores para aumento da capacidade de produção;
- estabelecimento da obrigatoriedade de oferta do produto pelos postos revendedores em todo o território nacional; e
- manutenção de estoques estratégicos de etanol.

A partir de uma decisão de Estado, o País passava a privilegiar a produção e o uso de um combustível renovável. Para implantar essa decisão, o Poder Executivo acionou a Petrobras. A expertise e a atuação da companhia estatal no abastecimento do mercado de combustíveis no Brasil reservaram à empresa um papel fundamental na realização dos objetivos do Proálcool. Sozinho, o setor sucroalcooleiro não era dotado de instrumentos ou infraestrutura suficientes para garantir o abastecimento em todo o território nacional, o que reduziu significativamente seu campo de atuação. Dessa forma, por decisão do governo à época, a estatal foi uma parceira estratégica no processo de consolidação e viabilização do mercado de etanol combustível no Brasil.

Um aspecto que deve ser lembrado é o fato de que o etanol da cana-de-açúcar é produzido durante um período aproximado de 6 a 8 meses (período de safra), sendo estocado para ser consumido também durante a entressafra. Dessa forma, são necessários instrumentos capazes de garantir o abastecimento em todo o território nacional, os quais, no caso do Proálcool, demandaram, à época, uma atuação intervencionista do Estado para controle da produção e dos estoques estratégicos.

A política de preços tabelados para o açúcar e para o etanol, bem como a política de subsídios sempre foram assumidas como estratégicas para o país na “luta para fugir da excessiva e prejudicial dependência externa” de petróleo e de seus derivados.

Os instrumentos de política pública colocados à disposição do setor produtivo durante os primeiros 10 anos do Proálcool viabilizaram a expansão intensiva da produção de etanol principalmente na região do Oeste Paulista e Paraná, além da região do litoral nordestino. Nesse período, o Poder Executivo exercia um controle tanto da produção quanto da comercialização do etanol e do açúcar por intermédio do Plano de Safra e das cotas de produção. Os preços eram controlados pelo governo e buscavam efetivar um equilíbrio da remuneração das unidades produtoras, independentemente do produto, açúcar ou etanol. A exportação de açúcar era também controlada pelo Estado.

Considerando que o preço do etanol à época era tabelado em uma relação de paridade favorável ao combustível renovável, a frota de veículos movidos a etanol cresceu a um ritmo bastante forte devido às vendas de veículos novos. Esse crescimento pode ser explicado, adicionalmente, pela grande quantidade de conversões de motores à gasolina

para motores exclusivamente a etanol à época. Nesse cenário, a demanda no mercado interno cresceu a um ritmo extraordinário no período.

No entanto, na segunda metade da década de 1980, o açúcar passa a perceber uma remuneração maior no mercado internacional e, por não ter recursos suficientes para compensar eventuais perdas para o setor, o Estado não pôde realizar o controle efetivo da produção de açúcar conforme metas estabelecidas nos planos de safra subsequentes. Na safra 1988/89, o País enfrentou uma crise de abastecimento de etanol combustível, motivada pelos seguintes fatores: i) forte aumento da demanda por etanol combustível; ii) inviabilização do planejamento da expansão desejável; e iii) alteração da estratégia comercial das empresas produtoras com aumento da produção de açúcar e redução proporcional da produção de etanol. Durante alguns meses, o Brasil dependeu de importação de metanol e etanol de síntese (oriundo da África do Sul) para abastecer seu mercado interno, o que abalou a confiança do consumidor brasileiro na segurança do abastecimento e, conseqüentemente, no próprio programa Proálcool.

Assim, a crescente frota de veículos movidos a etanol hidratado demandava das autoridades um esforço contínuo para garantir o abastecimento, sob risco de graves conseqüências para os consumidores e para a economia.

Com o fim dos governos militares e restabelecimento da democracia, uma nova ordem jurídica foi materializada na Carta Magna de 1988. A reforma do Estado, empreendida pelo país na década de 1990, pretendeu revisar algumas formas de atuação do Estado brasileiro com o objetivo de priorizar as atividades com as quais o país comprometera-se na nova Constituição.

Uma das mudanças foi a extinção do IAA (Instituto do Açúcar e do Alcool), em 8 de maio de 1990, por intermédio do Decreto nº 99.240. O IAA era o órgão federal responsável pela gestão das políticas para o setor sucroenergético no abastecimento dos mercados interno de açúcar e de etanol, bem como das exportações, administrando as cotas preferenciais para os produtores brasileiros.

A frota nacional de veículos leves contava, à época, com elevada participação de veículos movidos exclusivamente a etanol hidratado (40% dos 11 milhões de veículos leves). Após uma década de incentivos à produção dos veículos a etanol, de subsídios ao produtor e de preços controlados, o etanol chegou a atender quase 55% da matriz de combustíveis para veículos leves (ciclo Otto) e 26% da matriz nacional de combustíveis (ciclo Diesel incluído). Se, em seu pico, em 1989, a frota de veículos movidos a etanol hidratado correspondia a 43% da frota de veículos leves, ao final de 2002, esse caía para abaixo de 10%.

O Poder Executivo tentou incentivar, por meio da Lei nº 10.612, de 23 de dezembro de 2002, a aquisição de veículos movidos a etanol. Todavia, os meios utilizados não foram suficientes, uma vez que se concedia subvenção (pequena) na forma de desconto sobre o preço de venda do veículo no ato da aquisição pelo consumidor. A concessão dessa subvenção econômica estava condicionada ao ingresso de eventuais recursos recebidos do exterior ou à existência de recursos orçamentários para essa finalidade. Na realidade, havia, claramente, uma baixa expectativa do setor quanto ao alcance dessa medida, dada a conjuntura macroeconômica do País à época.

Em janeiro de 2003, a frota que demandava o etanol hidratado estava sendo gradativamente sucateada e não havia perspectivas para a sua renovação ou expansão. Naquele ano, registrou-se o menor volume de produção (e de consumo) de etanol hidratado em 22 anos. Entretanto, com o advento da tecnologia de veículos *flex-fuel* (bicomcombustíveis), o consumo de etanol hidratado inverteu sua tendência de queda ainda na safra 2003/04. Atualmente, a frota de veículos leves, licenciados até dezembro de 2014

que podem fazer uso do etanol hidratado ou gasolina totalizava 24 milhões de veículos, correspondendo a 61% da frota nacional (39 milhões de veículos). O consumo total de etanol hidratado no mercado interno brasileiro durante o ano de 2015 é estimado em 18 milhões m<sup>3</sup>, contra 4 milhões consumidos pelo mercado interno na safra 2002/03.

Com relação ao histórico de utilização do etanol anidro, destinado à mistura à gasolina, cabe destacar a publicação da Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993. Esta lei, de caráter ambiental, dispõe sobre a redução de emissão de poluentes por veículos automotores. Em seu art. 9º, fixa o percentual de mistura de 22% de etanol anidro em toda a gasolina comercializada no País.

Como mencionado anteriormente, a crise de abastecimento de 1989 afetou a credibilidade do consumidor em relação ao Proálcool. As vendas de veículos a etanol hidratado passaram a cair ano a ano e, na década de 1990, os veículos movidos à gasolina passam a ser preferidos pelo consumidor brasileiro.

Com isso, a participação do etanol hidratado na matriz de combustíveis diminuiu sucessivamente, ao mesmo tempo que aumentou a importância do etanol anidro, uma vez que este era o oxigenante da gasolina nacional, adicionado em proporção fixa.

A partir das necessidades crescentes de etanol anidro para atender a demanda do mercado de ciclo Otto, uma eventual quebra de safra ou uma redução mais significativa da produção poderia comprometer o abastecimento de gasolina. Desta forma, em 1998, o Governo editou a Medida Provisória nº 1.662, de 28 de maio de 1998, alterando a Lei nº 8.723/1993, estabelecendo uma banda (de 22 a 24%) para a mistura de etanol anidro. Posteriormente, essa flexibilidade foi aumentada, por meio da Lei nº 10.464, de 24 de maio de 2002, permitindo ao Governo Federal fixar o percentual de mistura entre 20% e 25%. Em diversos momentos, o Poder Executivo lançou mão desse instrumento para compatibilizar a demanda por gasolina à oferta de etanol anidro, garantindo, assim, o abastecimento nacional sem prejuízos ao consumidor.

Desde a publicação da Lei nº 8.723/1993, as montadoras brasileiras projetam veículos com base no percentual de 22% de anidro misturado à gasolina. Com a possibilidade de alteração desta proporção, os motores admitem uma variação percentual para cima ou para baixo sem alteração da dirigibilidade.

Atualmente, por meio da Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011, a qual alterou a Lei nº 8.723/1993, o Poder Executivo pode elevar o referido percentual de mistura do etanol anidro na gasolina até o limite de 25% ou reduzi-lo a 18%.

Em 2014, o Ministério de Minas e Energia solicitou à Petrobras que realizasse em seu Centro de Pesquisas a avaliação dos impactos decorrentes do aumento do teor de mistura de etanol anidro misturado à gasolina comercializada no País.

Foi constituído, para esta finalidade, um Grupo de Trabalho coordenado pelo MME com a participação dos técnicos da Petrobras, representantes do Governo Federal e das associações dos fabricantes de veículos automotores, dos fabricantes de motocicletas e dos produtores de etanol.

Os resultados dos testes realizados pelo CENPES/Petrobras não apontaram qualquer problema técnico decorrente da utilização de gasolina com 27,5% de etanol anidro, atestando a viabilidade técnica e ambiental deste novo teor de mistura. O resultado positivo possibilitou a publicação da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, que alterou a Lei nº 12.490/2011, estabelecendo a nova banda de 18% a 27,5% para a mistura de etanol anidro na gasolina. Por essa razão, o Governo Federal decidiu pelo aumento do percentual de mistura para 27%, ora vigente em todo o território nacional para a gasolina comum. A alteração do percentual de etanol anidro na gasolina, de 25% para 27%,

ocorreu em 16 de março de 2015, após a publicação da Portaria MAPA nº 75 de 05 de março de 2015. A gasolina premium, de 95 octanas e cuja comercialização é da ordem de apenas 8 mil m<sup>3</sup>/mês, permanece com a mistura de 25%.

Em resumo, os históricos do Proálcool e da utilização de etanol na matriz de combustíveis para o ciclo Otto demonstram que o País enfrentou diferentes riscos de restrição ou interrupção no suprimento:

- 1) quebra de safra com redução da oferta de etanol hidratado, ou expansão da produção em ritmo inferior ao crescimento da demanda, com risco de restrição ou interrupção no suprimento de combustível para parcela significativa da frota de veículos (décadas de 1980 e 1990);
- 2) quebra de safra com redução da oferta de etanol anidro para mistura à gasolina comercializada no País, ou expansão da produção em ritmo inferior ao crescimento da demanda, com risco de restrição ou interrupção no suprimento de gasolina para a frota nacional de veículos leves (final da década de 1990 e anos 2000);
- 3) exportação de etanol para mercados expressivos (EUA, União Europeia), cada vez mais demandantes de biocombustível para redução de emissões (após 2004); e
- 4) alteração da estratégia comercial das unidades produtoras face a oportunidade de maior participação no mercado internacional de açúcar, diminuindo a oferta de matéria-prima (cana-de-açúcar) para a produção de etanol (em todo o período analisado).

### *3.2.1.1 Eventos críticos externos*

Considerando-se que a participação do etanol sob ambas as formas (anidro e hidratado) é bastante expressiva, diversos riscos externos podem comprometer o abastecimento regular ou alterar os preços dos combustíveis, com consequências para os consumidores e para a economia.

Os seguintes riscos externos podem ser elencados:

- 1) abertura ou fechamento de mercados internacionais ao etanol brasileiro (exportações e/ou importação);
- 2) políticas de incentivo com o estabelecimento de mandato de utilização de etanol em mercados relevantes; e
- 3) expectativa de grande variação dos preços futuros no mercado de açúcar.

Podemos afirmar que as possibilidades de que o etanol se transforme em uma commodity internacional estão intimamente relacionadas à existência de instrumentos de política e de mercado que facilitem as transações nos mercados físicos e futuros. No caso do etanol anidro, existe uma compatibilidade nas especificações que tem viabilizado a comercialização em volumes expressivos sem, no entanto, caracterizar uma padronização de contratos ou especificações nos principais mercados.

Há, nesse contexto, razões suficientes para crer que o etanol pode se transformar em combustível relevante utilizado em adição à gasolina em escala global pelo lado da oferta. O fato de que são poucos os países em desenvolvimento autossuficientes em petróleo ou derivados constitui importante incentivo econômico para esta substituição.

Com isso, as políticas de incentivo com o estabelecimento de mandato de mistura têm proliferado em diversos países para atender a compromissos não só econômicos, mas,



principalmente, ambientais. O Quadro 1 lista os mandatos para biocombustíveis adotados por diversos países.

**Quadro 1 – Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol e biodiesel vigentes<sup>24</sup>**

País	Mandato
África do Sul	E2 e B5
Angola	E10
Argentina	E10 e B10
Austrália	<b>Provincial:</b> E6 e B2 em New South Wales; E3 (E4 a partir de julho de 2018) e B0,5 em Queensle
Bélgica	E4 e B4
Brasil	E27 e B8
Canada	<b>Nacional:</b> E5 e B2. <b>Provincial:</b> E5 e B4 em British Columbia; E5 e B2 em Alberta; E7,5 e B2 em Saskatchewan; E8,5 e B2 em Manitoba; E5 e B4 em Ontario
Chile	Tem política para a utilização de E5 e B5 (ainda não entrou em vigor)
China	E10 em nove províncias, B1 em Taipei.
Colômbia	E8 e B10
Costa Rica	E7 e B20
Equador	E10 e B5
Etiópia	E10
Filipinas	E10 e B2
Guatemala	E5
Índia	E22,5 e B15
Indonésia	B20 e E3
Itália	0,6% de misturas com combustíveis avançados em 2018, subindo para 1,0% em 2022.
Jamaica	E10
Malavi	E10
Malásia	E10 e B10
México	E5,8
Moçambique	E15
Panamá	E10
Paraguai	E25 e B1
Peru	B2 e E7,8
Filipinas	E10 e B2
Coreia do Sul	B2,5 (B3 em 2018)
Sudão	E5
Tailândia	E5 e B7
Turquia	E2
Estados Unidos	<b>Nacional:</b> O Renewable Fuels Standard 2 (RFS2) requererá 136 milhões m <sup>3</sup> (36 bilhões de galões) de biocombustíveis a serem misturados a combustíveis de transporte em 2022. <b>Estadual:</b> E10 em Missouri e Montana; E9–10 na Flórida; E10 no Havaí; E2 e B2 em Louisiana; B5 em Massachusetts; E20 e B10 em Minnesota; B5 no Novo México; E10 e B5 em Oregon; B2 um ano após a produção local de biodiesel alcançar 40 milhões de galões, B5 um ano após 100 milhões de galões, B10 um ano após 200 milhões de galões, e B20 um ano após 400 milhões de galões na Pensilvânia; E2 e B2, aumentando para B5 180 dias após a produção local de matérias primas e capacidade de esmagamento puderem atender a requerimento de 3% em Washington.
União Europeia	Diretiva 2009/28/CE: participação de renováveis no consumo final automotivo e na matriz energética total, em 10% e 20%, respectivamente, para 2020. Metas de 20% de mitigação de GEE (em relação aos níveis de 1990) e de aumento da eficiência energética. Dentro da meta de 10% de renováveis para o setor automotivo, participação de somente 7% de biocombustíveis tradicionais (etanol de milho e cana e biodiesel de oleaginosas) em 2020, sendo o restante de avançados (tal qual o etanol de lignocelulose). A participação dos biocombustíveis tradicionais diminui para 3,8% em 2030.
Uruguai	B5 e E5
Ucrânia	E7
Vietnã	E5
Zâmbia	E10 e B5
Zimbábue	E15

Elaboração: MME (2017) – Fonte: REN21; RFA; *Global Renewable Fuels Alliance*; AIE.

A maior ou menor participação do etanol produzido no Brasil dependerá dos fluxos de comércio internacional e da maior ou menor abertura desses mercados ao produto brasileiro.

As variações abruptas nos preços do mercado de açúcar influenciam sobremaneira as decisões comerciais das unidades de produção. Devido à flexibilidade na produção de açúcar e/ou etanol, as unidades industriais a cada safra procuram maximizar os ganhos e elevar a remuneração por tonelada de cana processada. Por isso, sempre que o mercado para o açúcar torna-se demandante do produto brasileiro, são esperadas reduções na oferta de etanol, embora esta redução tenha limite técnico.

### **3.2.1.2 *Eventos críticos internos***

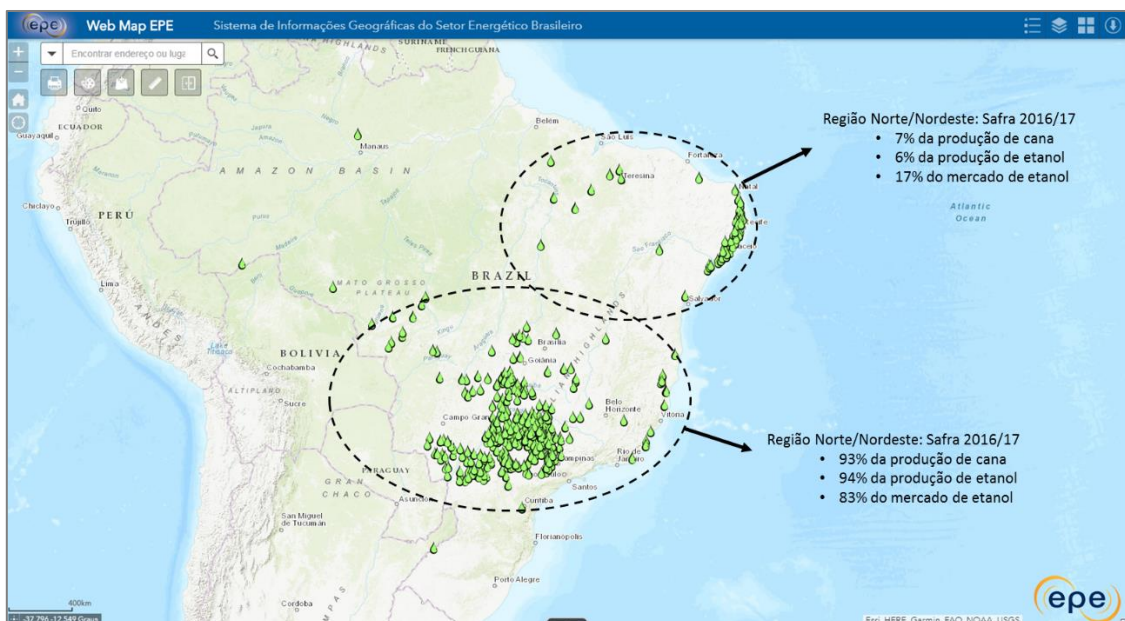
De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), o Brasil deverá produzir 657 milhões de toneladas de cana-de-açúcar na safra 2016/17 em 9,05 milhões de hectares. A estimativa é que a produção do país tenha um incremento de 4,6% em relação à safra passada e só não é maior em razão da elevada idade média do canavial, a qual impacta diretamente no resultado da produção.

A produtividade média do setor sucroenergético brasileiro diminuiu 5,6% na safra 2016/17 com relação à anterior, atingindo 72,6 tc/ha. As retrações foram observadas tanto na Região Centro-Sul (-6,1%), que representa 93% da produção total, quanto na Região Norte-Nordeste (-3,5%). Essa diminuição da produtividade agrícola está relacionada a vários fatores que impactaram os Estados produtores em diferentes intensidades. Condições climáticas adversas, como estiagem (mais forte na região Nordeste), precipitações intensas e geadas, além de tratamentos culturais insuficientes e envelhecimento do canavial causaram essa redução.

O rendimento da cana-de-açúcar na safra 2016/17 foi de 134,6 kg ATR/tc, aumento de 2,4% em relação à safra anterior (131,4 kg ATR/tc), mas ainda inferior à média de 138,2 kg ATR/tc, relativa ao período entre as safras 2006/07 e 2015/16. Os baixos índices pluviométricos observados em vários estados tiveram grande relevância no aumento deste indicador, ao contrário do impacto causado na produtividade (CONAB, 2017a).

### **3.2.2 *Cenário brasileiro***

O complexo de produção sucroenergética no Brasil compõe-se de uma estrutura produtiva que compreende: 378 unidades produtoras em dezembro de 2016, distribuídas conforme a Figura 8; 70 mil produtores de cana-de-açúcar; cerca de 1 milhão de empregos diretos; PIB setorial da ordem de R\$ 164 bilhões e exportações que totalizam US\$ 15 bilhões. Este quadro permanece o mesmo desde a safra 2013/14 até a atual safra, no que se refere ao quantitativo de unidades produtoras e na distribuição regional.



Fonte: EPE, a partir de MAPA (2016)

**Figura 8 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil**

Existem duas principais regiões produtoras, as quais abrangem regiões geográficas com características climáticas distintas e que, por isso, têm períodos de safra diferentes. A principal região produtora é denominada Região Centro-Sul, responsável por mais de 90% da produção e 80% do consumo de etanol combustível, cuja safra ocorre entre os meses de abril e novembro. A outra região, Norte-Nordeste, é responsável pela produção de 7% da cana-de-açúcar e de 6% de etanol, cuja safra ocorre entre os meses de setembro e março.

Com o objetivo de proceder à organização da expansão da produção de cana-de-açúcar no Brasil, para fazer frente à demanda crescente pelo etanol, o Governo Federal concluiu, em 2009, o Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar (ZAE Cana), um criterioso estudo do clima e do solo das regiões brasileiras que inovou ao considerar aspectos ambientais, econômicos e sociais para orientar esta expansão sustentável da produção de cana-de-açúcar e os investimentos no setor sucroalcooleiro. O objetivo do ZAE Cana foi o de orientar o futuro da produção de etanol no País, propiciando um crescimento equilibrado e sustentável da produção da cana-de-açúcar. O ZAE veda a supressão de vegetação nativa para a expansão da cultura canavieira em todo o território nacional e a expansão da cana-de-açúcar nos biomas Amazônia, Pantanal e Bacia do alto Paraguai priorizando o cultivo em áreas degradadas ou de pastagem. O ZAE Cana concluiu que 64 milhões de hectares estão aptos para o plantio da cana-de-açúcar, sendo que, atualmente, a cana-de-açúcar destinada à produção de etanol corresponde a cerca de 5 milhões de hectares, cerca de 1% das terras aráveis.

Além da expansão das áreas agrícolas para a produção de etanol, a infraestrutura para escoamento da produção para os principais mercados (interno e externo) tem recebido recursos para investimentos em empreendimentos emblemáticos.

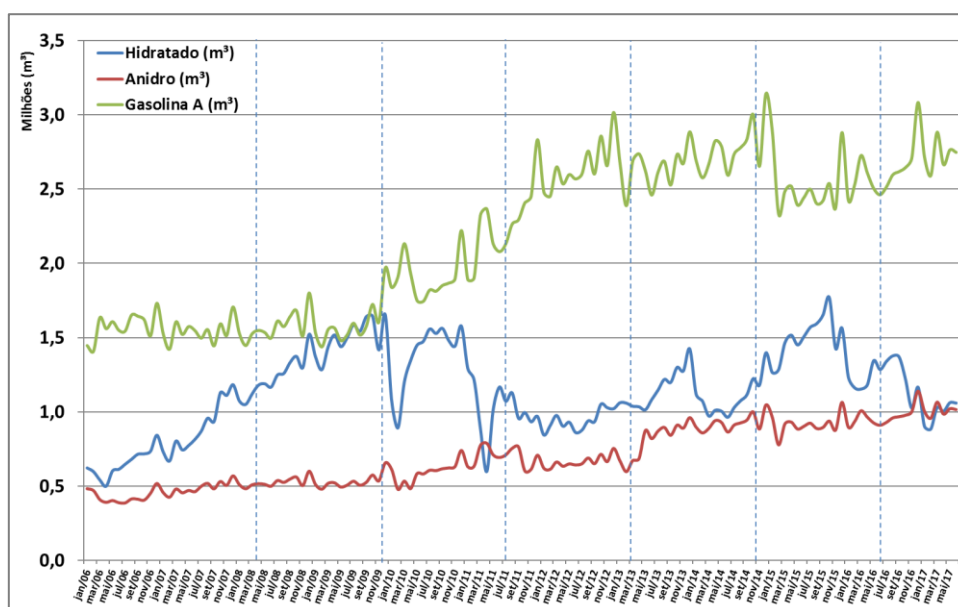
Para a infraestrutura de transporte dutoviária, destaca-se o Projeto da Logum Logística S.A, que prevê a construção de uma longa extensão de dutos próprios e a utilização de existentes, atravessando quatro estados e 87 municípios. O valor total estimado para o projeto é de R\$ 5,2 bilhões, dos quais R\$ 1,7 bilhão já foram aplicados nos trechos construídos e atualmente em operação.

A capacidade de armazenagem estática do projeto é de 650 mil m<sup>3</sup>, sendo que os dutos possuirão capacidade de movimentação de 13 Mm<sup>3</sup>/ano e extensão de 1.430 km.

Os trechos dos dutos que já se encontram em operação são: (i) Próprios: Ribeirão Preto (SP) – Paulínia (SP), inaugurado em agosto de 2013, e Uberaba (MG) - Ribeirão Preto (SP), inaugurado em abril de 2015, e (ii) Subcontratados: Paulínia (SP) - Barueri (SP); Paulínia (SP) - Rio de Janeiro (RJ) e Guararema (SP) – Guarulhos (SP).

Em Ribeirão Preto há um terminal de capacidade de movimentação de 4 milhões m<sup>3</sup>/ano e armazenagem de 52 mil m<sup>3</sup> e, em Uberaba, respectivamente de 2 milhões m<sup>3</sup>/ano e de 25 mil m<sup>3</sup>. Em 2016, a movimentação em todo o complexo, incluindo o trecho sob contrato (operado pela Transpetro), foi de 2.300 m<sup>3</sup> (LOGUM, 2017).

Desde 2006, principalmente, a demanda por combustíveis para o ciclo Otto tem crescido a taxas muito superiores às do PIB, o que tem exigido das autoridades governamentais, dos produtores e dos distribuidores um esforço considerável para garantir o abastecimento regular de combustíveis. O Gráfico 19 apresenta a demanda mensal para o mercado ciclo Otto desde 2006.



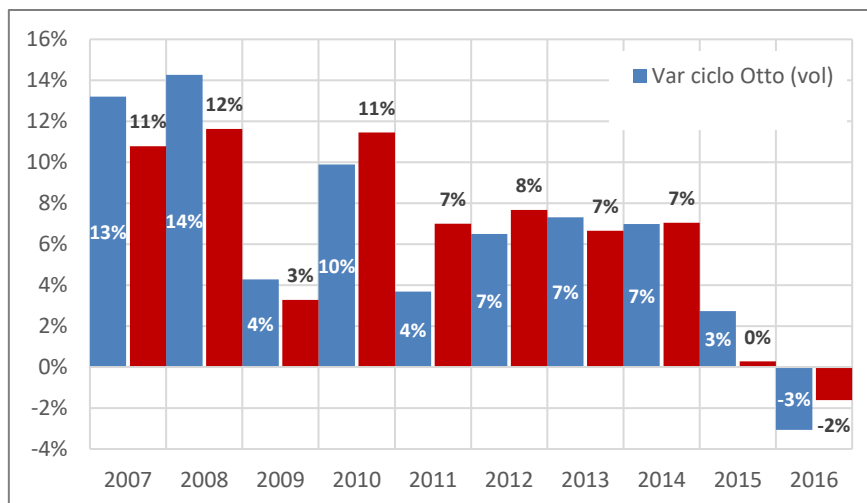
Fonte: ANP/MAPA (Elaboração: MME – 2017)

Gráfico 19 – Demanda mensal para o mercado ciclo Otto (2006-2017) (m<sup>3</sup> de gasolina equivalente)

Contrastando com o expressivo crescimento na demanda, o Brasil enfrentou restrições à oferta de etanol, principalmente em 2011.

Devido à elevada participação dos veículos *flex-fuel* na frota brasileira, o planejamento energético deve se basear na demanda anual de combustíveis para o mercado ciclo Otto, expresso em m<sup>3</sup> de gasolina equivalente, uma vez que a relação de preços entre os combustíveis será o fator determinante para a escolha do consumidor entre etanol hidratado ou gasolina C.

No Gráfico 20 é apresentada a evolução recente da variação anual da demanda por combustíveis para o ciclo Otto. A retração verificada na economia está refletida na interrupção do crescimento verificado nos últimos anos. Contribui para este resultado a diminuição das vendas de veículos novos, o que afeta a projeção da demanda para os próximos anos.

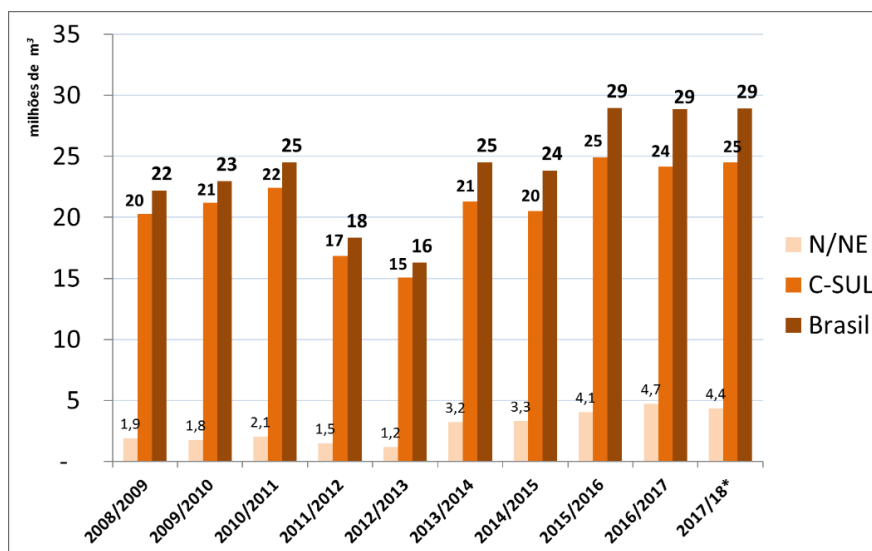


Fonte: BEN, 2017. EPE

Gráfico 20 – Evolução da variação da demanda por combustíveis para o mercado ciclo Otto (2007-2016)

### 3.2.2.1 Produção, estoques e dependência externa de etanol

A produção de etanol encontrava-se em processo de recuperação após período de restrições climáticas até a safra 2014/2015, quando a ocorrência de seca prolongada na Região Centro-Sul interrompeu esta curva de crescimento provocando uma retração na oferta de cana-de-açúcar. O processo de renovação dos canaviais e a redução das perdas decorrentes do processo de mecanização, resultante do aprimoramento de técnicas de plantio e colheita, aliados à expansão de área até a safra 2015/16 para a região Centro-Sul e a melhores índices de ATR, possibilitaram uma redução do impacto da quebra de safra na oferta de etanol. A atual safra, com melhores preços para o açúcar, reduziu a oferta de etanol, sem, entretanto, afetar o abastecimento do biocombustível.



Fonte: MME

Gráfico 21 – Evolução recente do mercado de etanol combustível no Brasil

Mesmo com as restrições de oferta verificadas nas safras 2009/10 e 2011/12, não houve desabastecimento de etanol hidratado no período analisado. O principal fator que contribuiu para esta acomodação do mercado foi o perfil da frota de veículos, que foi alterado com o advento dos veículos *flex-fuel*. Com isso, ao contrário do proprietário de veículos movidos exclusivamente a etanol hidratado, que não podia optar por combustível

substituto para o seu veículo, o proprietário de veículos *flex-fuel* pode fazê-lo a qualquer momento, com gasolina C ou com etanol hidratado em qualquer proporção.

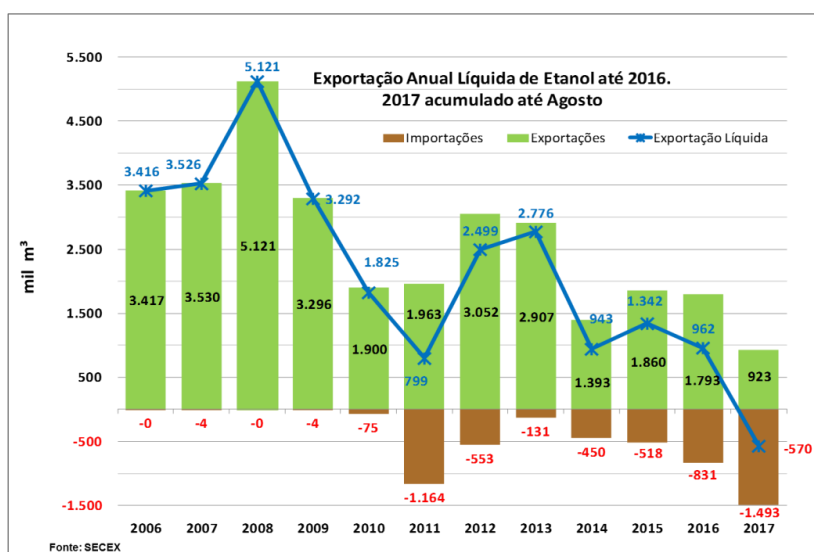
Com relação à dependência externa de etanol, o Brasil importou etanol entre os anos 1990 e 1998. Nesse período, predominava a frota de veículos movidos a etanol hidratado. Foi nesse contexto que o País apresentou a necessidade de constituição de reserva estratégica, de modo a evitar a ocorrência de falta de produto para a frota nacional de veículo leves.

De acordo com o Gráfico 22, as exportações têm representado, nos últimos anos, parcela significativa da produção de etanol. Por isso, a incorporação de novos mercados sem a correspondente expansão da produção nacional de etanol constitui potencial evento crítico ao seu abastecimento regular. No entanto, mesmo tendo ocorrido no passado recente eventos climáticos que restringiram a produção, não foram necessárias medidas de retenção do produto exportado ou de quebra de contratos para atendimento do mercado interno. No último ano, e em especial neste ano de 2017, as importações de etanol contribuíram significativamente para o abastecimento interno para a Região Norte/Nordeste. Aproximadamente 70% das importações foram realizadas por distribuidores e 30% foram responsabilidade de outros agentes (*traders*) que também aproveitaram a oferta a preços menores nos EUA.

Destaca-se recente decisão da Câmara do Comércio Exterior (Camex), que aprovou a criação de cota de importação de 600 mil m<sup>3</sup> de etanol ao ano livre de tarifa. A importação acima desse volume passará a ser tarifada em 20%. A medida terá duração de 24 meses e, após esse prazo, será novamente avaliada pela Camex.

Segundo o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, a importação com alíquota zero vinha prejudicando principalmente os produtores do Nordeste, para onde se destinava a maior parte do produto vindo dos Estados Unidos. De janeiro a junho deste ano, o Brasil já importou 1,3 milhão m<sup>3</sup> de etanol, com aumento de 320% em relação a 2016, quando foram importados 832 mil m<sup>3</sup>.

O limite de importação livre da tarifa de importação será controlado pelo Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços (MDIC) a cada três meses.



Fonte: Secex/MDIC 2016 (Elaboração: ANP)

Gráfico 22 – Importação e exportação de etanol (1997-2016)



## 4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil

O presente capítulo analisa a necessidade da formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil, com base nas informações contidas neste relatório.

Para petróleo, utiliza-se uma metodologia de análise qualitativa dos riscos de modo a avaliar a influência dos ambientes interno e externo na disponibilidade de petróleo. No âmbito quantitativo, a análise para o petróleo buscou avaliar dos custos de formação e manutenção das reservas. Quanto ao etanol, a análise está centrada na atual configuração de nosso mercado consumidor.

Para uma análise quantitativa mais apurada acerca da efetiva necessidade (ou não) de reservas estratégicas é imprescindível a estimação dos potenciais efeitos negativos sobre a economia brasileira decorrentes da indisponibilidade dos combustíveis (petróleo, derivados e etanol). O método indicado para este tipo de estimativa está ancorado na utilização da chamada Matriz Insumo-Produto (MIP). Grosso modo, ao mensurar as diversas relações inter-setoriais de uma economia, a MIP possibilita a quantificação dos efeitos do desabastecimento propagados nas diferentes cadeias produtivas.

Muito embora ainda não conste neste relatório resultados obtidos a partir da MIP, consolidamos neste ano um grupo técnico de trabalho<sup>x</sup> dedicado à elaboração dos estudos e análises que serão produzidas a partir do uso da MIP brasileira elaborada e divulgada pelo IBGE. Além da quantificação das perdas monetárias em eventuais casos de indisponibilidade de diferentes tipos de combustíveis, o objetivo deste grupo é o de consolidar uma ferramenta que auxilie na elaboração de análises de caráter mais prospectivo acerca dos impactos de potenciais desabastecimentos em distintos cenários para a economia brasileira.

### 4.1 Petróleo

Conforme projeções dos estudos do ciclo 2017-2026, a produção de petróleo no Brasil se apresenta crescente e superior à demanda de derivados em todo o período analisado. Desta forma, é possível afirmar que, assim como apresentado no relatório anterior, permanece a tendência de o País ser autossuficiente em petróleo e consolidar-se como exportador líquido de petróleo.

Tabela 6 – Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil (Mbdp)

RECURSO: PETRÓLEO	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026
Produção Potencial	2,59	2,75	2,89	3,03	3,14	3,49	3,96	4,40	4,70	4,93	5,16
Demanda Estimada	2,26	2,26	2,25	2,24	2,26	2,28	2,32	2,36	2,42	2,48	2,53
Excedente	0,33	0,49	0,64	0,79	0,88	1,21	1,64	2,04	2,28	2,45	2,63

A condição do País de exportador líquido de petróleo é elemento determinante na indicação da não necessidade de constituição de reservas estratégicas de petróleo. Nos tópicos subsequentes é apresentada uma análise complementar, considerando riscos relativos à garantia da disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País no horizonte de 2026.

<sup>x</sup> Este grupo será coordenado pelo economista da Petrobras, Thiago de Moraes Moreira, especialista em Matriz Insumo-Produto, contando com a participação e colaboração de técnicos do MME, ANP, EPE e IBGE.



#### 4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo

Conforme exposto no tópico 4.1, a avaliação dos riscos neste estudo tem por objeto a disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País. A referida abordagem tem um viés de complementariedade à confirmação da tendência do País como exportador líquido de petróleo no horizonte de 2026.

Cabe ressaltar que foi utilizado como pressuposto para a presente avaliação, a condição atual do refino nacional quanto ao processamento majoritário de petróleo nacional e importações restritas à necessidade de composição da cesta de processamento com petróleos com características específicas. Outro ponto que merece ser esclarecido é o fato de o Brasil possuir, atualmente, capacidade de refino inferior à demanda interna por derivados de petróleo, o que vem implicando na necessidade de importação de derivados, tais como GLP, nafta, gasolina A, QAV e óleo diesel A. Na análise efetuada, não foram avaliados riscos relacionados à importação de derivados.

Para suportar a análise, os riscos foram categorizados, em dois níveis, conforme apresentado na Figura 9. O primeiro nível diz respeito à origem dos riscos, ou seja, as ocorrências originadas no País são classificadas como riscos internos, enquanto as ocorrências originadas fora do País são classificadas como riscos externos. Como segundo nível de classificação, foram adotadas quatro classes, definidas a partir das naturezas dos riscos.

A primeira classe diz respeito às ocorrências operacionais nos processos produtivos que levem à redução da produção de petróleo, como falhas em equipamentos e na logística, desenvolvimento e aplicação de novas tecnologias e greves de pessoal. Os riscos legais e regulatórios são relacionados aos mecanismos de controle adotado pelo poder público que possam impactar positivamente ou negativamente a produção de petróleo. Já os riscos políticos e econômicos são os impactos na produção de petróleo advindos de decisões políticas e de mudanças no cenário macroeconômico e da indústria. Por fim, riscos climáticos são os eventos meteorológicos extremos que possam ocasionar perdas na produção.

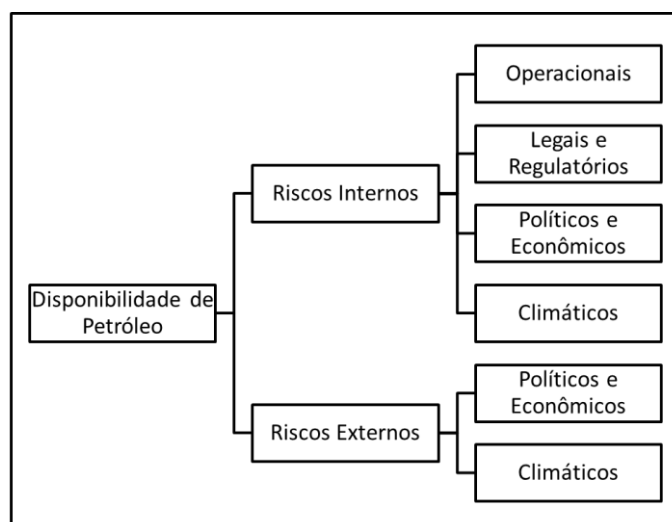


Figura 9 – Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País

A cada risco identificado, foi avaliado o impacto resultante sobre o objeto do estudo, a disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País e atribuído um nível – “alto”, “médio” ou “baixo” – conforme a sua probabilidade de materialização. Para os riscos que representam ameaça, foi quantificada a sua relevância

por meio do produto entre probabilidade e impacto, adotando-se a convenção ilustrada no Quadro 2.

**Quadro 2 – Matriz de probabilidade e impacto**

<b>Probabilidade</b>	<b>Quantificação Ameaça</b>		
Alta (5)	5	15	25
Média (3)	3	9	15
Baixa (1)	1	3	5
	Baixo (1)	Médio (3)	Alto (5)
	<b>Impacto</b>		

Para os riscos que representam oportunidade, a leitura é invertida: probabilidade e impacto altos são lidos como externalidades positivas.

A condição do País de exportador líquido de petróleo é elemento essencial na redução das consequências dos riscos eventuais de restrição no suprimento de petróleo para as refinarias em curtos períodos. Adicionalmente, a flexibilidade e a amplitude da malha logística de escoamento da produção são respostas eficazes ao risco de interrupção do suprimento. Assim, pode-se concluir que o risco de descontinuidade na cadeia de suprimento é baixo.

Observando os aspectos políticos e econômicos, inclui-se os riscos inerentes aos desinvestimentos da Petrobras, referentes à cessão da totalidade de direitos de exploração, desenvolvimento e produção de alguns campos, como um fator de redução da expectativa da produção. A intensificação do programa de oportunidades de desinvestimento pode configurar um fator de redução na expectativa de produção, ainda que de consequência regional. Considera-se a possibilidade de ocorrência de um atraso entre o tempo das operações de *farm out* e/ou adjudicação para outra companhia e efetivo reestabelecimento da produção.

Surgem ainda os riscos advindos da maior concentração geográfica da produção com o aumento da relevância do pré-sal na produção nacional, as incertezas tecnológicas inerentes à exploração e produção em áreas de novas fronteiras e as dificuldades relacionadas ao licenciamento ambiental das novas áreas.

O Quadro 3 contém um resumo dos riscos identificados e de suas avaliações, conforme metodologia utilizada.

Quadro 3 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos

CLASSIFICAÇÃO DO RISCO	ITEM	RISCO	AMEAÇA OU OPORTUNIDADE	CONSEQÜÊNCIA (IMPACTO) DO RISCO NO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS	PROBABILIDADE	IMPACTO	RELEVÂNCIA		
INTERNOS	OPERACIONAIS	1	CONFIABILIDADE EM EQUIPAMENTOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO		
		2	CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO NACIONAL EM REGIÃO GEOGRÁFICA ESPECÍFICA	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO		
		3	CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DE PETRÓLEO IMPORTADO EM REGIÃO GEOGRÁFICA ESPECÍFICA	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	BAIXA	BAIXO		
		4	DISTRIBUIÇÃO E FLEXIBILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	OP	Aumento da confiabilidade da produção de petróleo	ALTA	ALTO		
		5	AUMENTO DA CONCENTRAÇÃO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL NO PRÉ-SAL	AM	Diminuição da confiabilidade na expectativa de produção de petróleo	MÉDIA	MÉDIO		
		6	PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO COM EXCEDENTES PARA EXPORTAÇÃO	OP	Aumento da confiabilidade do suprimento das refinarias	ALTA	ALTO		
		7	GREVE DOS EMPREGADOS DA PRODUÇÃO E ESCOAMENTO DE PETRÓLEO	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo	MÉDIA	MÉDIO		
		8	INCERTEZAS TECNOLÓGICAS PARA O DESENVOLVIMENTO DA NOVA FRONTEIRA DE PRODUÇÃO (PRÉ-SAL)	AM	Diminuição da confiabilidade na expectativa de produção de petróleo	BAIXA	BAIXO		
	LEGAIS REGULATÓRIOS	9	MUDANÇAS NO MARCO LEGAL E REGULATÓRIO (PRÉ-SAL E CONTEÚDO LOCAL) QUE LEVEM A MAIOR ATRATIVIDADE PARA INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PAÍS	OP	Aumento da confiabilidade na expectativa de produção de petróleo	ALTA	ALTO		
		10	DESAFIOS PARA LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE NOVAS ÁREAS DE PRODUÇÃO	AM	Redução da expectativa de produção de petróleo	BAIXA	ALTO		
	POLÍTICOS ECONÔMICOS	CLIMÁTICOS	11	REDUÇÃO DOS PREÇOS DO PETRÓLEO E QUEDA DA ATRATIVIDADE PARA INVESTIMENTOS NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NO PAÍS	AM	Redução da expectativa de produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO	
			12	EVENTOS METEREOLÓGICOS EXTREMOS NO PAÍS	AM	Interrupção localizada da produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO	
13			GUERRAS E TERRORISMO NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	ALTA	BAIXO		
14			EVENTOS METEREOLÓGICOS EXTREMOS NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	MÉDIA	BAIXO		

Em linhas gerais, a análise efetuada aponta para baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento, isto é, ocorrência de interrupção generalizada, com duração superior a 30 dias, nos fluxos de suprimento de petróleo para mais de uma refinaria brasileira.

## 4.2 Etanol

Conforme apresentado no capítulo anterior, evidencia-se que, atualmente, não mais subsistem o contexto e as razões motivadoras da constituição de reservas estratégicas de etanol hidratado. Com a alteração do perfil da frota nacional de veículos leves, que incorporou os veículos *flex-fuel*, e o processo de sucateamento da frota de veículos movidos exclusivamente a etanol, conclui-se que uma eventual restrição na oferta desse combustível não seria capaz de interromper o abastecimento.

Resta, contudo, a necessidade de se garantir o abastecimento regular de etanol anidro. Este combustível tem percentual de mistura com a gasolina estabelecido em lei, e sua eventual falta comprometeria o abastecimento da frota nacional, caso os volumes fossem inferiores à mistura obrigatória.

Dessa forma, em 2013, a ANP consolidou a sistemática para cadastramento e autorização das unidades produtoras de etanol, o que possibilitou aferir e monitorar a capacidade de produção total de etanol no País. Em dezembro de 2016, a partir dos dados já consolidados pela ANP, constata-se que a capacidade total de produção de etanol (anidro e hidratado) é superior à demanda de etanol anidro no horizonte decenal, considerando um teor de mistura obrigatória de 27%.

Tendo por base as alternativas do consumidor (com a substituição do etanol hidratado pela gasolina C), bem como a possibilidade de redução legal do percentual de mistura de etanol anidro à gasolina, serão avaliados a seguir os riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol.

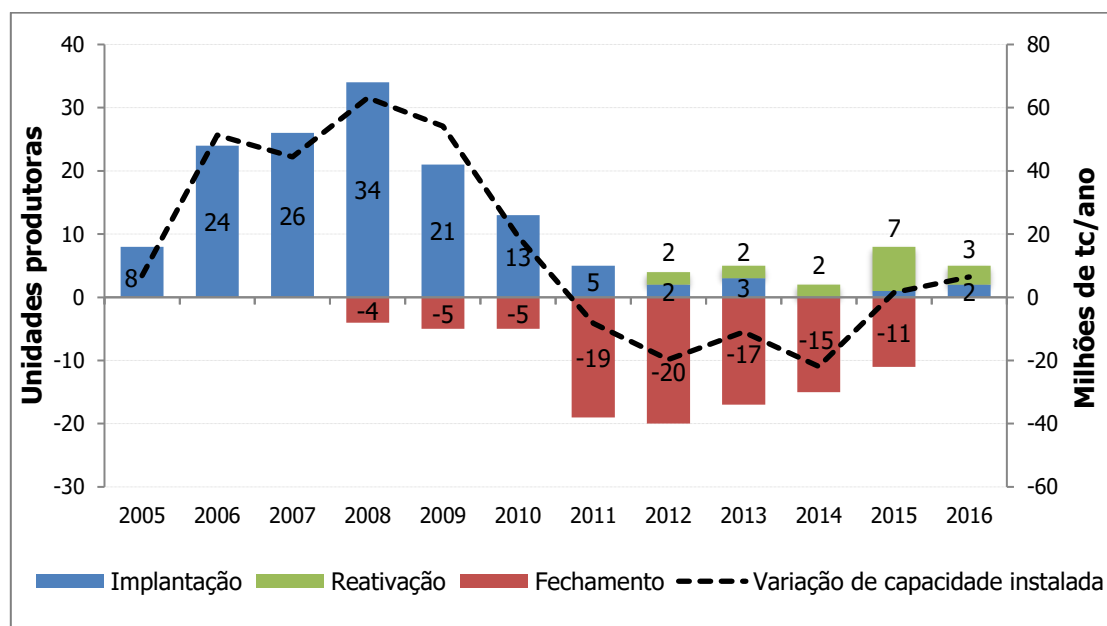
### 4.2.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol

A partir de dados da Conab, estima-se a capacidade total de moagem de cana do Brasil, ao final de 2016, em cerca de 765 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, por 378 usinas em operação, e sua taxa de ocupação atual está em torno de 87%. O número de usinas autorizadas pela ANP a comercializar etanol é de 385. Estas possuem capacidade instalada de produção de etanol anidro e hidratado de aproximadamente 120 mil m<sup>3</sup>/dia e 219 mil m<sup>3</sup>/dia, respectivamente, cuja ociosidade varia de acordo com a remuneração dos produtos da cana (etanol e açúcar) e com os dias de operação na safra.

O Gráfico 23 mostra a evolução recente das unidades que entraram em operação em contraposição às unidades que fecharam ou entraram em recuperação judicial no mesmo período. Estima-se que as 139 unidades que entraram em operação entre 2005 e 2016 agregaram cerca de 280 milhões de toneladas de cana-de-açúcar à cadeia produtiva do setor. Destaca-se que esta expansão ocorreu primordialmente sobre terras com pastos degradados, respeitando o zoneamento agroecológico e sem competição com a produção de alimentos.

Apenas os investimentos industriais realizados para a ampliação da capacidade produtiva desde 2004 são estimados em mais de US\$ 30 bilhões. Mais de US\$ 5 bilhões

foram destinados à compra de máquinas e equipamentos para a mecanização da colheita da cana-de-açúcar, atendendo exigências ambientais.



Fonte: EPE a partir de MAPA (2017b) e UNICA (2014).

**Gráfico 23 – Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial**

O setor sucroenergético brasileiro sofreu os impactos da crise financeira internacional de 2008/2009 e enfrenta o desafio da competitividade. Fatores estruturais, como aumento do custo da terra e da remuneração de mão-de-obra, somaram-se a problemas conjunturais, como clima adverso em safras sucessivas e falta de investimentos na renovação de canaviais, como já abordado neste documento.

Não há elementos que indiquem que a falta de investimentos no setor possa comprometer o abastecimento e a garantia de cumprimento da obrigatoriedade de mistura de etanol anidro à gasolina no horizonte decenal, mesmo que o percentual seja eventualmente elevado para 27,5%. Dois elementos sustentam esta afirmação: 1) a capacidade atual de produção de etanol é superior à demanda por etanol anidro, ainda que a gasolina venha a ser o combustível preponderante para o ciclo Otto no horizonte decenal; e 2) as alterações na forma de comercialização do etanol anidro, que introduziram o regime de contratos, confere previsibilidade ao mercado.

Em 2012, foi regulamentada a Lei nº 12.490/2011 e publicada a Lei nº 12.666, de 14 de junho. Desde a vigência da primeira, a ANP, com o objetivo de aprimoramento contínuo dos mecanismos de regulação, publicou a Resolução ANP nº 67/2011, pela qual: regulamenta as aquisições de etanol anidro combustível pelos distribuidores de combustíveis líquidos automotivos, mediante obrigatoriedade de contratos pré-estabelecidos; e define regras para os estoques mínimos de etanol para o período de entressafra, a serem cumpridos tanto pelos distribuidores quanto pelos produtores.

Essas regras favorecem a segurança do abastecimento desse biocombustível, particularmente na entressafra, garantindo-se a disponibilidade do produto até o início da safra seguinte. Esta Resolução, cujos efeitos passaram a vigorar a partir da safra 2012/13, tem contribuído na estabilidade da oferta do etanol anidro, tendo em vista o engajamento dos agentes de mercado no ambiente de contração regulado. Já a Lei nº 12.666/2012 autorizou a União a conceder subvenção econômica, sob a forma de equalização das taxas de juros, nas operações de financiamento para a estocagem de etanol combustível, com

vistas a reduzir a volatilidade dos preços do etanol e contribuir para a estabilidade da oferta do produto.

Todos os instrumentos apresentados: i) obrigatoriedade de contratos pré-estabelecidos de etanol anidro; ii) estoques mínimos de etanol anidro para o período de entressafra, a serem cumpridos tanto pelos distribuidores quanto pelos produtores; iii) mecanismo de financiamento para a estocagem; e iv) faixa admissível para fixação pelo Poder Executivo do percentual de mistura de etanol anidro (18% a 27,5%), cujo teor máximo foi recentemente ampliado para 27,5%, com condicionantes, nos termos da Lei nº 13.033/2014 – estabelecem as condições para garantia do abastecimento sem que sejam necessários os estoques estratégicos de etanol combustível (etanol carburante) conforme Lei nº 8.176/1991 e Decreto nº 238/1991.

Cabe ainda um destaque em relação à utilização de novas tecnologias para a produção de etanol no Brasil. Em 2016, o país possuía duas plantas comerciais de etanol de segunda geração (Granbio e Raízen) e uma experimental (Centro de Tecnologia Canavieira – CTC), com capacidade de produção nominal de 82, 42 e 3 mil m<sup>3</sup> por ano, respectivamente. As unidades comerciais enfrentam problemas técnicos (como na etapa de pré-tratamento e filtragem da lignina) que estão sendo resolvidos e, portanto, ainda operam abaixo da capacidade nominal.

Estima-se ser mais econômica e competitiva, a integração da produção de etanol lignocelulósico com a convencional. A produção de etanol 2G utilizará apenas pequena parcela do bagaço e da palha produzidos, e deverá ser significativa somente no final do período, atingindo cerca de 600 mil m<sup>3</sup> em 2026.

O amadurecimento destas tecnologias de produção de etanol a partir de novas rotas e matérias primas certamente contribuirá para a garantia do abastecimento do mercado interno de etanol combustível.

## 5 Estoques de Operação

Este capítulo apresenta as ações desenvolvidas pela ANP e uma avaliação do abastecimento ao longo do ano de 2016. Nesse ano, não houve alteração do normativo vigente para os estoques de operação.

### 5.1 Os estoques mínimos obrigatórios

Desde a publicação das Resoluções ANP nºs 45/2013 (óleo diesel e gasolina), 05/2015 (GLP) e 06/2015 (QAV), a SAB/ANP concentrou-se na verificação do cumprimento das obrigações previstas no marco regulatório.

A Agência busca garantir a adimplência, a consolidação e a análise das informações declaradas pelos agentes. Os agentes que, sistematicamente, não cumprem a obrigação são autuados em auditorias periódicas. Nesse sentido, a SAB/ANP lavrou 80 (oitenta) autuações contra distribuidores de combustíveis pelo não atendimento das Resoluções ANP nº 45/2013 e 06/2015, no ano de 2016, e notificou 14 agentes pelo não envio das informações de estoque.

De forma agregada, os distribuidores e produtores de combustíveis líquidos e de QAV vêm mantendo estoques mínimos em nível compatível ao estabelecido nas resoluções da ANP.

No segmento de GLP, a ANP continua enfrentando questionamento jurídico quanto aos efeitos da Resolução ANP nº 05/2015. Até o momento, o mérito não foi julgado. Cabe destacar que, esse é o combustível cujo atendimento ao mercado vem enfrentando maiores problemas. De qualquer forma, a ANP acompanha o envio e consolida as informações de estoque desses agentes.

As informações de estoques dos distribuidores de combustíveis apresentadas a seguir apontam que, de maneira recorrente, apenas o segmento de GLP, na Região Nordeste, não declara atender o patamar mínimo de estoques previsto em Resolução. Nessa região, a infraestrutura existente é incompatível com as condições de seu suprimento, que em grande parte depende de importações.

**Tabela 7 – Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m<sup>3</sup>)**

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan/16	97	26	27	20	105	72	232	151	110	60	572	329
fev/16	124	23	23	15	108	57	248	122	108	49	610	265
mar/16	105	24	21	16	100	62	258	129	119	52	603	283
abr/16	110	25	25	15	101	63	250	130	117	53	604	287
mai/16	123	24	27	15	117	61	271	124	116	49	654	273
jun/16	85	25	26	16	130	62	245	125	91	51	577	279
jul/16	108	26	22	16	118	65	234	127	103	52	584	286
ago/16	96	26	25	15	112	62	233	122	97	50	563	275
set/16	98	26	25	16	112	63	211	122	95	51	541	278
out/16	87	25	27	16	120	65	217	129	110	53	562	288
nov/16	80	24	30	15	154	60	207	122	110	50	581	271
dez/16	82	27	28	19	138	69	200	149	111	63	558	326

Região 1 (Unidades Federadas da Região Norte, exceto TO), região 2 (BA e SE), região 3 (TO e Unidades Federadas da Região Nordeste, com exceção de BA e SE), região 4 (Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste) e região 5 (Unidades Federadas da Região Sul). Esm= Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: informações declaradas pelos distribuidores de combustíveis de aviação.

Elaboração: ANP



**Tabela 8 – Estoque de óleo diesel A, S500 e S10, nos distribuidores (mil m³)**

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan/16	314	48	56	33	215	102	540	218	288	85	1.412	486
fev/16	312	40	55	26	220	87	518	194	253	69	1.357	417
mar/16	293	46	50	32	188	100	532	232	246	100	1.308	510
abr/16	334	43	47	32	192	90	505	225	292	88	1.370	479
mai/16	277	42	55	32	208	90	544	225	294	82	1.379	471
jun/16	209	46	66	32	204	95	444	237	239	85	1.163	495
jul/16	229	51	65	34	219	96	429	246	259	81	1.201	508
ago/16	236	49	59	33	237	89	420	246	248	90	1.200	508
set/16	238	49	60	34	222	92	424	239	304	88	1.248	502
out/16	249	45	58	34	241	98	493	254	267	91	1.307	523
nov/16	236	42	57	31	218	92	509	216	318	82	1.338	463
dez/16	236	44	63	31	228	93	491	213	275	79	1.293	460

Região 1 (Unidades Federadas da Região Norte, exceto TO), região 2 (BA e SE), região 3 (TO e Unidades Federadas da Região Nordeste, com exceção de BA e SE), região 4 (Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste) e região 5 (Unidades Federadas da Região Sul). Esm= Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: informações declaradas pelos distribuidores de combustíveis de aviação.

Elaboração: ANP

**Tabela 9 – Estoque de QAV nos distribuidores (mil m³)**

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan/16	21	12	36	37	73	79	12	5	141	133
fev/16	23	10	41	30	83	70	11	4	160	114
mar/16	24	11	47	30	86	75	11	5	168	121
abr/16	25	10	52	28	91	73	11	4	178	115
mai/16	26	10	36	28	86	75	10	4	159	117
jun/16	23	10	51	28	86	73	11	4	170	115
jul/16	30	11	61	32	82	80	11	4	185	128
ago/16	22	10	50	29	83	76	11	4	165	119
set/16	22	10	47	27	76	74	10	4	155	115
out/16	25	11	43	28	79	75	10	4	158	119
nov/16	23	11	35	28	79	71	10	4	146	114
dez/16	23	10	41	33	80	74	10	4	154	122

Região 1 (Unidades Federadas da Região Norte), região 2 (Unidades Federadas da Região Nordeste), região 3 (Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste) e região 4 (Unidades Federadas da Região Sul). Esm= Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: informações declaradas pelos distribuidores de combustíveis de aviação.

Elaboração: ANP

**Tabela 10 – Estoques de GLP nos distribuidores (mil t)**

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta	Esm	Meta
jan/16	37	28	70	98	212	118	64	38	383	283
fev/16	36	26	66	88	199	117	60	36	360	268
mar/16	42	36	84	122	244	165	77	54	446	377
abr/16	34	29	70	95	208	129	63	41	375	293
mai/16	39	27	73	95	195	130	56	42	363	295
jun/16	42	35	76	124	230	171	70	58	417	388
jul/16	35	29	52	105	174	143	54	48	315	325
ago/16	42	28	56	102	197	136	64	44	360	310
set/16	43	34	74	121	279	164	83	54	480	373
out/16	40	28	64	98	229	124	70	47	402	296
nov/16	38	26	64	91	215	121	64	40	381	278
dez/16	50	36	81	124	243	164	78	52	452	376

Região 1 (estados da Região Norte, exceto TO), região 2 (Estados da Região Nordeste), região 3 (Estados da Região Centro-Oeste, Sudeste e TO), região 4 (Estados da Região Sul). Esm = Estoque Semanal Médio. Meta = Estoque Mínimo Requerido.

Fonte: declaração de distribuidores. Elaboração: ANP.

## 5.2 Ações apontadas pela ANP

A SAB/ANP continua apoiando as iniciativas que visem elevar os padrões do abastecimento de combustíveis no mercado nacional. Nesse sentido, aderiu ao programa capitaneado pelo MME, Combustível Brasil, e mantém forte atuação nos subcomitês relativos à infraestrutura, abastecimento e concorrência e competitividade.

Em 2016, a Petrobras reduziu sua participação nas importações de combustíveis líquidos. Consequentemente, houve o aumento no volume importado por outros agentes. A diversificação de fontes de suprimento favoreceu o abastecimento nacional e reforçou a necessidade de investimentos nos portos brasileiros. Essa mudança nas fontes de suprimento traz a necessidade de revisão da regulação que, até então, não contemplava o importante papel dos importadores. Por esse motivo, as resoluções que tratam o comércio exterior estão em processo de revisão.

Em atendimento à Resolução ANP nº 53/2015, que trata do Monitoramento Nacional do Abastecimento, a ANP acompanhou as informações sobre restrições ao abastecimento nacional, informadas pelos agentes.

Visando manter uma participação efetiva nas licitações portuárias, a ANP também estreitou o contato com a ANTAQ e o MTPA.

## 5.3 Avaliação do Abastecimento em 2016

No mercado nacional, desde 2014, as vendas de derivados de petróleo pelos distribuidores de combustíveis apresentam redução. Esse cenário econômico favoreceu o abastecimento, reduzindo a pressão sobre os gargalos de infraestrutura.

Ao acompanhar o abastecimento nacional de combustíveis, verifica-se que as causas de seus problemas se repetem. Greves de caminhoneiros, portuários e petroleiros, paradas não previstas em refinarias, dentre outras, têm sido recorrentes. Da mesma forma, as secas e cheias dos rios da Região Norte sempre trazem apreensão ao abastecimento regional. Além disso, convivemos com dificuldades em pontos onde a infraestrutura é insatisfatória, como na região do Espírito Santo.

Ainda em 2017, a temporada de furações no Golfo do México provocou aumento no preço dos combustíveis e atrasos na programação das entregas das importações.

Cabe observar que, de forma geral, os problemas foram superados sem maiores prejuízos para os consumidores.

Esse conjunto de fatos reforça a importância da diversificação das fontes de suprimentos e da manutenção de estoques operacionais. Além disso, comprova a necessidade da identificação dos principais agentes responsáveis pelo abastecimento nacional de combustíveis e valoriza a organização de uma rede de contatos que reúna informações sobre o abastecimento nacional.

O mesmo cenário deve orientar as ações do governo brasileiro, no sentido de promover investimentos nos portos brasileiros, que são cada vez mais importantes para o abastecimento nacional, e na infraestrutura para recebimento e armazenagem de GLP. Também, deve ser dada atenção aos modos de transporte de maior capacidade destinados a levar os combustíveis ao interior do país e à rede de transportes da Região Norte.

Caso o Brasil volte a apresentar taxas positivas de crescimento econômico, sem que se verifique um aumento na capacidade nacional de refino, o consequente aumento da dependência externa de derivados pode recomendar a revisão do Decreto nº 238/1991, avaliando a necessidade de constituição de reservas estratégicas.

## 5.4 O abastecimento de GLP

Dentre os combustíveis, o GLP tem sido aquele que desperta maior atenção da Agência. A ANP cumpre um cronograma de reuniões mensais de abastecimento, nas quais são discutidas a oferta e a demanda desse produto. Identificou-se que há restrições na infraestrutura destinada ao recebimento de importações e nas instalações de armazenagem.

Nos últimos anos observa-se que a produção de GLP nas refinarias da Petrobras vem sendo reduzida, seja por alteração de seu perfil de produção ou por redução do volume processado de petróleo. Entre 2007 e 2016, a participação das importações no volume comercializado no mercado doméstico dobrou, passando de 15% para 31%.

Em 2016, o suprimento de GLP voltou a enfrentar restrições nos meses de junho e julho. A extensão do prazo de uma parada programada da REFAP (RS) e uma parada não programada da RLAM (BA) trouxeram apreensão ao mercado. Os estoques dos distribuidores foram muito pressionados e houve um maior volume de transferências rodoviárias, envolvendo rotas não usuais.

O problema voltou a se repetir em 2017, quando houve a interrupção das operações do duto que liga a RECAP (SP) ao Terminal de GLP de Utingás, por questões de segurança operacional. Por esse duto eram movimentados cerca de 15% do consumo brasileiro de GLP. Para enfrentar essa restrição, houve uma reorganização do suprimento, que pressionou a operação logística dos distribuidores.

Os distribuidores alegam estar impedidos de realizar investimentos devido à forte presença do produtor e à política da Petrobras, que adota a diferenciação de preços, resultando em valores médios de aquisição distintos para os adquirentes. Sendo assim, haveria distintas janelas de oportunidade para a importação do combustível, o que traria dificuldades à realização de importações por esses agentes. O segmento de distribuição defende que, quando houver condições favoráveis, os investimentos sejam realizados em sistema de pool. Esse contexto não estimula a competição entre as empresas.

Por sua vez, em um ambiente sujeito à restrição de recursos e à implantação de regras mais rigorosas de conformidade, a Petrobras anuncia a continuidade de seu processo de reposicionamento e vem adotando medidas que afetam a operação logística dos distribuidores. Por exemplo, em 2017, o produtor restringiu a movimentação de GLP pela Lagoa dos Patos (RS). Assim, o déficit da Região Sul, que se pronuncia no inverno, seria atendido por operações de cabotagem no Porto de Paranaguá, com o consequente aumento das entregas a partir da REPAR (PR) e de Itajaí (SC). Essa medida eleva a demanda por transporte rodoviário e aumenta os riscos para o abastecimento, uma vez que há restrições operacionais, tanto na questão portuária, como na movimentação do combustível pelo terminal de Paranaguá, que só dispõe da alternativa dutoviária. Em outra iniciativa, o produtor reduziu a frota de navios contratados para a realização das operações de cabotagem. Tal medida restringiu capacidade de reação aos problemas no abastecimento, afastando alternativas de suprimento, como por exemplo, a operação de transbordo no Porto de Rio Grande (RS). Posteriormente, o produtor recompôs a frota.

Há ainda incertezas associadas à evolução da produção de gás natural na área do pré-sal. Confirmada a expectativa da descoberta de novas jazidas de gás natural, o mercado de GLP pode ter o seu sistema logístico afetado, uma vez que poderiam ser abandonados os grandes lotes de importação e utilizadas embarcações menores a partir de UPGNs que processassem o gás oriundo dos novos poços.

Do lado da demanda, os distribuidores vêm pressionando a ANP pela liberação de outros usos para o GLP. A Agência tem se manifestado favoravelmente ao pleito,

ressalvando a necessidade de avanços na infraestrutura destinada à movimentação do GLP.

As atuais condições do mercado de GLP parecem desestimular novos investimentos no segmento. Apesar disso, em agosto de 2017, uma potencial solução para a melhoria do abastecimento da Região Nordeste foi apresentada em evento sobre a infraestrutura de GLP, realizado na ANP. Uma empresa que possui área próxima ao Porto de Suape, informou ter interesse na construção de um terminal em Ipojuca, que substituiria o navio cisterna atracado no local.

Com os recorrentes episódios de restrição ao abastecimento, a Agência entende que é urgente promover investimentos na infraestrutura para produção, transporte e movimentação de GLP.

## 6 A Iniciativa Combustível Brasil

Entre setembro de 2016 e fevereiro de 2017, MME, ANP e EPE conduziram uma série de reuniões com instituições e agentes envolvidos com o abastecimento nacional, com o propósito de discutir o panorama do setor de combustíveis e identificar diretrizes e medidas necessárias para estimular investimentos no setor.

O setor elencou diversos pontos que poderiam contribuir para a melhoria do abastecimento à luz do novo cenário, considerado o reposicionamento da Petrobras. Esse trabalho ganhou a forma de um relatório, rediscutido com o mercado e submetido ao CNPE em reunião ordinária no último dia 8 de junho, o qual referendou seu entendimento com a edição da Resolução CNPE nº 15/2017.

### 6.1 Diretrizes, Objetivos e Ações em Curso

As diretrizes estratégicas para o desenvolvimento do mercado de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis no Brasil, definidas pelo CNPE, são:

- I. incremento e diversificação da oferta interna de combustíveis e de derivados de petróleo;
- II. ampliação da produção de derivados de petróleo no País;
- III. expansão da infraestrutura para garantia do abastecimento nacional de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis, com estímulo a modos de transporte mais eficientes;
- IV. promoção de maior transparência em relação às capacidades e aos critérios de remuneração pelos serviços e uso da infraestrutura por terceiros;
- V. desenvolvimento de um mercado competitivo nos diversos elos da cadeia, com condições de oferta a preços de mercado para os combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis;
- VI. promoção da livre concorrência, respeito aos contratos e proteção dos interesses dos consumidores;
- VII. aperfeiçoamento da estrutura tributária do setor de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis;
- VIII. aprimoramento do arcabouço normativo do setor de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis; e
- IX. transição para a nova configuração do mercado, sem prejuízo ao abastecimento de combustíveis, demais derivados de petróleo e biocombustíveis em todo o território nacional.

A Resolução CNPE nº 15/2017 também criou o Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis - CT-CB, com os objetivos de, entre outros, avaliar a implementação das propostas apresentadas na Iniciativa Combustível Brasil.

O CT-CB estabeleceu agenda de trabalho com o objetivo de entregar ao CNPE, em sua próxima reunião ordinária, conclusões e recomendações para as propostas identificadas como prioritárias sobre os seguintes assuntos:

- Articulação com os órgãos responsáveis pela concessão do setor portuário nacional, buscando os procedimentos licitatórios de arrendamentos de instalações portuárias em portos organizados sejam convergentes com os interesses do abastecimento nacional de combustíveis;

- Aperfeiçoamento dos mecanismos regulatórios que garantam o abastecimento nacional de combustíveis, biocombustíveis e demais derivados de petróleo;
- Aprimoramento dos mecanismos de monitoramento da movimentação e comercialização combustíveis, biocombustíveis e demais derivados de petróleo;
- Preços diferenciados de GLP; e
- Incidência de bitributação sobre o GLP oriundo de UPGN

As demais propostas devem ser desenvolvidas e implementadas ao longo do ano de 2018.

## 7 Conclusões e providências

O Grupo de Trabalho do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis apresenta ao Conselho Nacional de Política Energética as seguintes conclusões dos estudos elaborados ao longo do ano de 2017:

- a) As projeções apontam que, no horizonte decenal, o Brasil deve consolidar a posição de exportador líquido de petróleo e a capacidade de produção de etanol anidro supera a demanda projetada. Logo, não é necessária a formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil;
- b) Os estoques de operação de combustíveis, implementados por produtores e distribuidores conforme resoluções ANP, em conjunto com a sistemática de monitoramento do abastecimento nacional, contribuíram para não ocorrência de descontinuidade do abastecimento no País;
- c) A Análise Qualitativa de Risco (AQR) aponta baixa relevância para o risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado);
- d) A Análise Semiquantitativa, baseada em cálculos estatísticos para pequenas amostras resultou, para um nível de confiança de 95%:
  1. em caso de ocorrência de eventos críticos externos, estes estarem situados num intervalo entre 2,65% e 4,83% da produção mundial; e
  2. em caso de ocorrência de eventos críticos internos, estes representarem perdas efetivas de produção<sup>xi</sup> entre 0,38% a 1,21%; e

Por fim, o Grupo de Trabalho entende como necessárias as seguintes providências:

- a) Avaliar conveniência e oportunidade para iniciar processo legislativo para alteração dos atos normativos vigentes por meio do Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis - CT-CB;
- b) Envidar esforços visando o desenvolvimento da Matriz Insumo-Produto, ferramenta necessária para análise quantitativa de riscos, conforme já mencionado no início da seção 4; e
- c) Apoiar a implantação da sistemática de emissão de relatório periódico dos eventos que resultarem em restrição e/ou interrupção de produção nacional de petróleo e de abastecimento de combustíveis.

---

<sup>xi</sup> Produção da Petrobras



## GLOSSÁRIO

AIE – Agência Internacional de Energia.

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Antaq – Agência Nacional de Transportes Aquaviários

AQR – Metodologia adotada para análise qualitativa de riscos que permite a identificação, classificação, avaliação de relevância e proposição para o tratamento dos riscos, admitindo que sejam positivos (oportunidades) e negativos (ameaças).

BRICS – Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul.

Ciclo Otto – ciclo de funcionamento de motores de combustão interna que operam em quatro fases: admissão (de ar e gasolina misturados), compressão, combustão (com emissão de centelha) e descarga.

Ciclo Diesel – ciclo de funcionamento de motores de combustão interna que operam em quatro fases: admissão (somente ar), compressão (a altas taxas provocando aquecimento do ar a temperaturas de 500 °C a 800 °C), combustão espontânea (do óleo injetado após se vaporizar) e descarga.

Conab – Companhia Nacional de Abastecimento.

CNP – Conselho Nacional de Petróleo.

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética.

CT-04 – Comitê Técnico 4 – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis.

E&P – Exploração e Produção.

EPE – Empresa de Pesquisa Energética.

Estoques de Operação – destinados a garantir a normalidade do abastecimento interno de combustíveis derivados de petróleo, bem assim de álcool etílico, anidro e hidratado, e outros combustíveis líquidos carburantes, em face de ocorrências que ocasionarem interrupção nos fluxos de suprimento e escoamento dos referidos combustíveis.

GFL – Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis.

GLP – gás liquefeito de petróleo.

GNL – gás natural liquefeito.

Incidente de Abastecimento – Ocorrência de interrupção localizada, com duração inferior a 30 dias, nos fluxos de suprimento de petróleo (produzido ou importado) a mais de uma refinaria brasileira e/ou de etanol carburante ou combustíveis básicos (gasolina e óleo diesel) para abastecimento do mercado nacional.

ISPRL – Companhia Indiana de Reservas Estratégicas de Petróleo (Índia).

IAA – Instituto do Açúcar e do Alcool (extinto em 8 de maio de 1990 por intermédio do Decreto nº 99.240).

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

LDO – Lei de Diretrizes Orçamentárias.

LGN – líquido de gás natural.

LOA – Lei Orçamentária Anual.

MDIC – Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços

MME – Ministério de Minas e Energia.

NDRC – Comissão de Reforma e Desenvolvimento Nacional (China).

NEA – Administração Nacional de Energia (China).

NOCs – Companhias de Petróleo Nacionais.

NORC – Centro de Reserva de Petróleo Nacional (China).

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico.

OECE – Organização Europeia para a Cooperação Econômica (1ª denominação da OCDE, em 1948).

*Offshore* – localizado ou operado no mar.

OPEP – Organização dos Países Exportadores de Petróleo.

PIB – Produto Interno Bruto.

Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.

PPA – Plano Plurianual.

QAV – querosene de aviação.

RT – reservas totais.

RC – recursos contingentes.

RNEST – Refinaria Abreu e Lima, conhecida também por Refinaria do Nordeste, em Ipojuca (PE).

R/P – razão entre reserva provada e produção de petróleo.

RND-E – recursos não descobertos.

Relevância – Efeito combinado da probabilidade de ocorrência com o impacto, podendo ser considerada baixa, média ou alta.

REP – reservas estratégicas de petróleo.

REPAR – Refinaria Presidente Getúlio Vargas

Reserva Estratégica – destinada a assegurar o suprimento de petróleo bruto e de álcool para fins carburantes quando do surgimento de contingências que afetem de forma grave a oferta interna ou externa desses produtos.

SFF – Fundo Estratégico de Combustíveis (África do Sul).

SINEC – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis.

SPG – Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Transpetro – Petrobras Transportes S.A.

UE – União Europeia.

---

<sup>1</sup> Conselho Nacional de Política Energética, Comitê Técnico 06. Importação de Energéticos e Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis: estudo preliminar sobre estoques estratégicos de combustíveis, fevereiro de 2001.

<sup>2</sup> MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis. Dezembro de 2013.

<sup>3</sup> <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32009L0119>

<sup>4</sup> Balanço Energético Nacional 2017: Ano base 2016, disponível em <<https://ben.epe.gov.br>>.

<sup>5</sup> Yergin, Daniel. *The quest: energy, security, and the remaking of the modern world*. New York: The Penguin Press, 2011.

<sup>6</sup> Key World Energy Statistics 2016, disponível em <https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2016.pdf>.

<sup>7</sup> *Oil Market Report, IEA*.

<sup>8</sup> *Energy supply security: emergency response of IEA countries 2014*.

<sup>9</sup> *BP statistical review 2017*.

<sup>10</sup> <http://www.isprindia.com>

<sup>11</sup> <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,28189,en.html>

<sup>12</sup> <https://www.platts.com/latest-news/oil/singapore/analysis-china-makes-first-ever-us-spr-crude-27790646>

<sup>13</sup> <http://www.energy.gov.za/files/policies/Draft-Strategic-Stocks-Petroleum-Policy-And-Stocks-Implementation-Plan.pdf>

<sup>14</sup> <http://fred.csir.co.za/www/sff/oil.htm>

<sup>15</sup> Nota Técnica ANP nº 010/1999.

<sup>16</sup> Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás e Bicomcombustíveis 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017>>.

<sup>17</sup> Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás e Bicomcombustíveis 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/anuario-estatistico/3819-anuario-estatistico-2017>>.

<sup>18</sup> Dados estatísticos mensais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>>.

<sup>19</sup> Partes do texto dos estudos do ciclo 2017-2026 da área de E&P da Superintendência de Petróleo (SPT), da Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Produção de petróleo e gás natural na íntegra, com adaptações do GT SINEC. Coordenação: Marcos Frederico F. de Souza. Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Deise dos Santos Trindade Ribeiro, Kátia Souza d’Almeida, Nathalia Oliveira de Castro, Pamela Cardoso Vilela, Pedro Mariano Yunes Garcia, Péricles de Abreu Brumati, Raul Fagundes Leggieri, Regina Freitas Fernandes, Roberta de Albuquerque Cardoso, Victor Hugo Trocate da Silva.

<sup>20</sup> Partes do texto dos estudos do ciclo 2016-2025 da área de E&P da Superintendência de Petróleo (SPT), da Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Produção de petróleo e gás natural na íntegra, com adaptações do GT SINEC. Coordenação: Ricardo Nascimento e Silva do Valle. Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Deise dos Santos Trindade Ribeiro, Jairo Marcondes de Souza, Kátia Souza d’Almeida, Marcos Frederico F. de Souza, Nathalia Oliveira de Castro, Pamela Cardoso Vilela, Pedro Mariano Yunes Garcia, Péricles

---

de Abreu Brumati, Raul Fagundes Leggieri, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Roberta de Albuquerque Cardoso, Victor Hugo Trocate da Silva.

<sup>21</sup> Partes do texto dos estudos do ciclo 2016-2025 da área de E&P da Superintendência de Petróleo (SPT), da Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis (DPG) da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) – Produção de petróleo e gás natural na íntegra, com adaptações do GT SINEC. Coordenação: Ricardo Nascimento e Silva do Valle. Equipe técnica: Adriana Queiroz Ramos, Deise dos Santos Trindade Ribeiro, Jairo Marcondes de Souza, Kátia Souza d’Almeida, Marcos Frederico F. de Souza, Nathalia Oliveira de Castro, Pamela Cardoso Vilela, Pedro Mariano Yunes Garcia, Péricles de Abreu Brumati, Raul Fagundes Leggieri, Regina Freitas Fernandes, Reneu Rodrigues da Silva, Roberta de Albuquerque Cardoso, Victor Hugo Trocate da Silva.

<sup>22</sup> Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). World crude oil exports by country, 2017. Disponível em: <<http://asb.opec.org/index.php/data-download>>.

<sup>23</sup> Balanço Energético Nacional – BEN 2017, disponível em <<https://ben.epe.gov.br>>.

<sup>24</sup> REN21 - *Renewables 2013 Global Status Report*, obtido em <<http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx>>.