



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 2018



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:



Brunno Loback Atalla
Jardel Farias Duque
José Lopes de Souza



Angela Oliveira da Costa
Péricles de Abreu Brumati
Rafael Barros Araújo
Rafael Moro da Mata
Regina Freitas Fernandes
Victor Hugo Trocante da Silva



Daniella Dalla Maestri
Thiago de Moraes Moreira

APRESENTAÇÃO

Em 2018, 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 (art. 2º, inciso V, da Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997) 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	ii
LISTA DE GRÁFICOS	ii
LISTA DE QUADROS	ii
LISTA DE TABELAS	iii
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 “estoques de operação”	4
2.4 Matriz Energética.....	5
2.4.1 A importância do petróleo	6
2.5 Segurança Energética.....	7
2.5.1 Fundamentos da Gestão de Riscos Adotada.....	8
2.5.2 Proteção da Cadeia de Abastecimento	10
3 Reservas estratégicas.....	12
3.1 Petróleo	12
3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo	12
3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo	18
3.1.3 Cenário brasileiro	24
3.2 Etanol carburante	29
3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol	30
3.2.2 Cenário brasileiro	38
4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil.....	43
4.1 Petróleo	43
4.1.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo.....	44
4.2 Etanol.....	47
4.2.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol.....	47
5 Estoques de Operação	50
5.1 Os estoques mínimos obrigatórios.....	50
5.2 Avaliação do Abastecimento em 2017	51
5.3 Outras Ações da ANP	52
6 A Iniciativa Combustível Brasil e outros fatos relevantes	53
6.1 Agenda Combustível Brasil	53
6.1.1 Subcomitê Temático de Infraestrutura	54
6.1.2 Subcomitê Temático de Abastecimento	54
6.1.3 Subcomitê Temático de Concorrência e Competitividade	54
6.1.4 Subcomitê Temático de Tributação.....	55
6.1.5 Grupo de Trabalho de Refino e Petroquímica.....	55
6.2 Greve dos caminhoneiros	57
6.3 Acordo OPEC - Rússia	59
6.4 Embargos ao Irã	59
7 Conclusões e providências	61
GLOSSÁRIO.....	62
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	63

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Processo de gestão de riscos.....	9
Figura 2 - Fluxo de petróleo nos pontos de estrangulamento marítimos (em Mbd)	10
Figura 3 - Composição da IEA	19
Figura 4 - Sistema de resposta a emergências da IEA.....	20
Figura 5 - SPR chinesa em suas 3 fases	22
Figura 6 - Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil.....	38
Figura 7 - Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino	44
Figura 8 - Estrutura do CT-CB em subcomitês.....	54
Figura 9 - Boletim de Acompanhamento ANP - Greve dos caminhoneiros.....	57
Figura 10 - Panorama do abastecimento de GLP - Greve dos caminhoneiros.....	58

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 - Frequência de eventos classificados pelo tempo de interrupção.....	13
Gráfico 5 - Máxima interrupção provável com 95% de confiança.....	14
Gráfico 6 - Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em volumes diários.....	14
Gráfico 7 - Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial.....	15
Gráfico 8 - Probabilidade de perdas relativas à produção mundial, considerando os valores à época de sua ocorrência.....	15
Gráfico 9 - Frequência e magnitude dos eventos críticos internos.....	17
Gráfico 10 - Frequência e magnitude dos eventos críticos internos.....	18
Gráfico 11 - Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2017.....	26
Gráfico 12 - Previsão da produção brasileira de petróleo 2018-2027	26
Gráfico 13 - Previsão das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2018-2027.....	27
Gráfico 14 - Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2008-2027	28
Gráfico 15 - Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2018-2027.....	29
Gráfico 16 - Participação do etanol na matriz de combustíveis para veículos ciclo Otto	30
Gráfico 17 - Demanda mensal para o mercado ciclo Otto	40
Gráfico 18 - Evolução da variação da demanda por combustíveis para o mercado ciclo Otto	40
Gráfico 19 - Mercado de etanol combustível no Brasil.....	41
Gráfico 20 - Importação e exportação de etanol.....	42
Gráfico 21 - Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial	48

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol (EX) e biodiesel (BX) vigentes.....	36
Quadro 2 - Matriz de probabilidade e impacto.....	45
Quadro 3 - Resultado da Análise Qualitativa de Riscos.....	46
Quadro 4 - Aumentos de produção de petróleo mais significativos.....	59

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956.....	13
Tabela 2 - Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001	16
Tabela 3 - Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002	17
Tabela 4 - Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP	23
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	31
Tabela 6 - Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil (Mbpd)	43
Tabela 7 - Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m ³).....	50
Tabela 8 - Estoque de óleo diesel A, S500 e S10, nos distribuidores (mil m ³).	51
Tabela 9 - Estoque de QAV nos distribuidores (mil m ³).....	51
Tabela 10 - Estoques de GLP nos distribuidores (mil t).....	51

Introdução

Ao longo de 2018, 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 e relata fatos que impactaram o abastecimento nacional de combustíveis e o mercado internacional de petróleo.

O Capítulo 7 apresenta as conclusões e recomendações decorrentes deste estudo.

2 Base legal, definições e estudos precedentes

Este capítulo apresenta a base legal atual, registrando as discussões em curso sobre a necessidade de sua atualização, e a Portaria MME nº 250/2014, que criou o grupo de trabalho e das discussões em curso.

O texto contempla 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 institui o 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:

(...)

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 art. 2º, inciso V, 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 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 (CNPE, 2001). 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 (MME, 2013) 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. Cita-se, não exaustivamente, o advento da tecnologia *flex fuel* que reduziu o risco de desabastecimento da frota de veículos leves, bem como terminologias 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.

(...)

No uso da atribuição conferida pelo art. 2º, inciso V, dessa Portaria, instruiu-se 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. 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, há 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 “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 *International Energy Agency* (IEA). Na visão da IEA, 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 IEA, em conjunto com medidas de contenção da demanda, 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*ⁱ, 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, seguem 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: 99,8% da população possui acesso à eletricidade (IBGE, 2018).

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.

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.

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 em nível mundial. Descoberta em 2006, a produção de petróleo na região supera 1,3 Mbpd, contribuindo decisivamente para o aumento da exportação dessa *commodity* e para os resultados positivos da balança comercial brasileira.

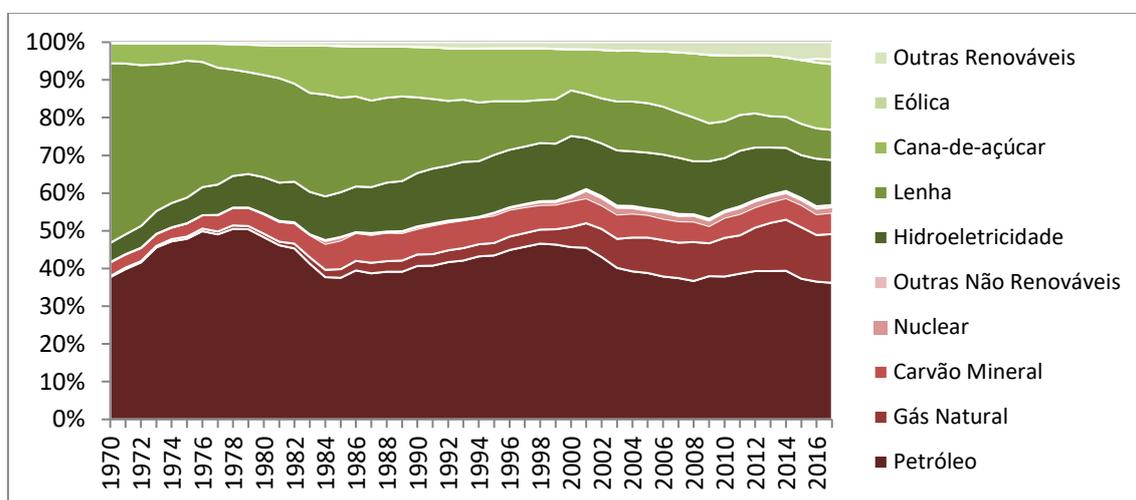
ⁱ Disponível em <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:32009L0119>.

Apesar de não terem elevado sua participação na produção de energia primária, os biocombustíveis atenderam 20% da demanda no setor de transporte em 2017, com as tecnologias *flex fuel* representando 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 oferta interna de energia (OIE). O petróleo é a fonte primária de maior participação na matriz (36,2%), liderança ocupada desde o ano de 1973. O Gráfico 1 apresenta a evolução da OIE total entre os anos de 1970 e 2017. O Brasil, que registrava OIE de 66.946 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 1970, alcançou 293.492 mil tep no ano de 2017, equivalente a um crescimento anual médio de 3,19%.

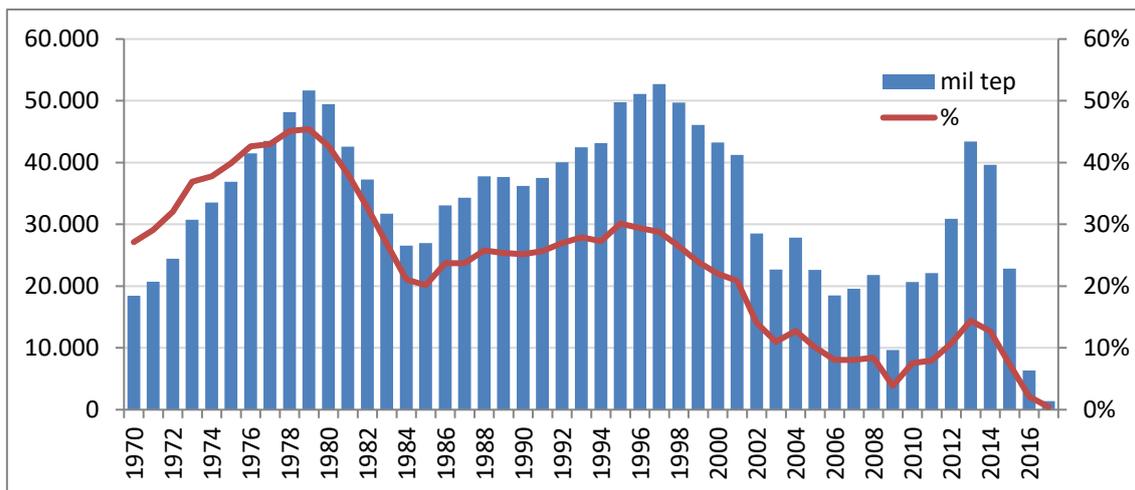
A ordem de relevância dos energéticos para a OIE brasileira, após o petróleo e derivados, é: derivados da cana-de-açúcar (17,4%), gás natural (12,9%), hidroeletricidade (11,9%), lenha e carvão vegetal (8,0%), carvão mineral e derivados (5,6%), outras renováveis (4,6%), nuclear (1,4%), eólica (1,2%) e outras não renováveis (0,6%).



Fonte: EPE (2018a), elaboração MME.

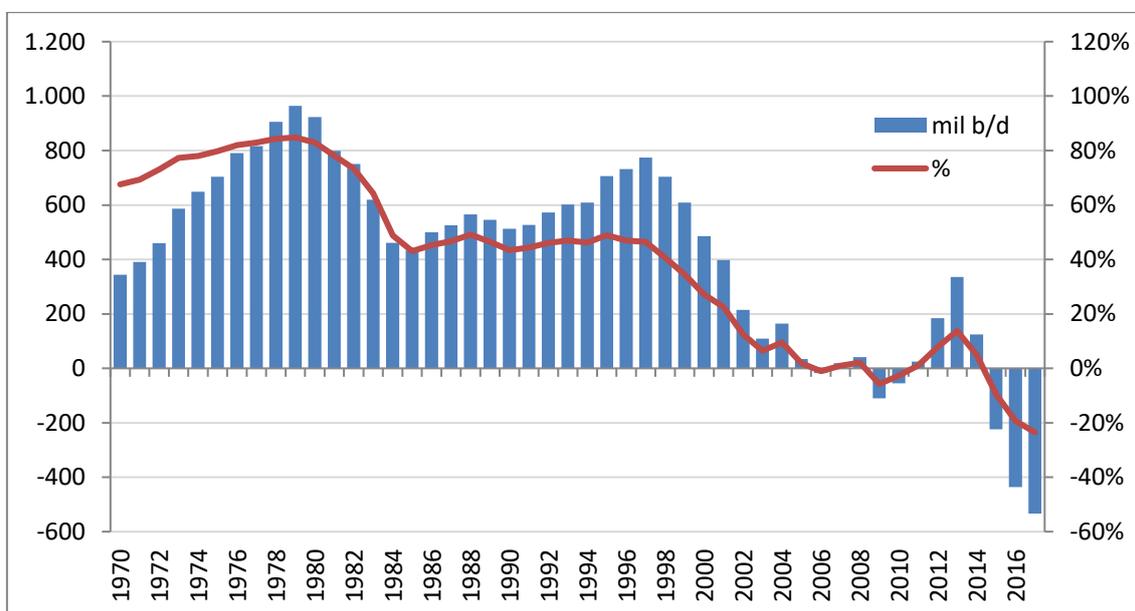
Gráfico 1 - Participação na OIE por energético

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% da demanda para atendimento à carga processada nas refinarias. 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: EPE (2018a), elaboração MME.

Gráfico 2 - Dependência externa total de energia



Fonte: EPE (2018a), elaboração MME.

Gráfico 3 - Dependência externa de petróleo e derivados

Cabe destacar, por fim, o papel essencial que o petróleo possui para setores vitais à economia brasileira: 78% da energia consumida para realizar o transporte de cargas e pessoas tem origem nos derivados de petróleo; apenas o óleo diesel responde por 46% da energia consumida na agropecuária; e o GLP supre 26% da energia consumida nas residências (EPE, 2018b).

2.5 Segurança Energéticaⁱⁱ

Este item aborda questões de segurança energética e das vulnerabilidades que trazem riscos aos sistemas energéticos. Apresenta-se os fundamentos da gestão de risco adotada, os quatro componentes usuais da segurança energética e considerações sobre a cadeia de abastecimento global.

ⁱⁱ YERGIN, Daniel. *The quest: energy, security, and the remaking of the modern world*. New York: The Penguin Press, 2011.

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 do Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), que mapeou e estabeleceu 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).

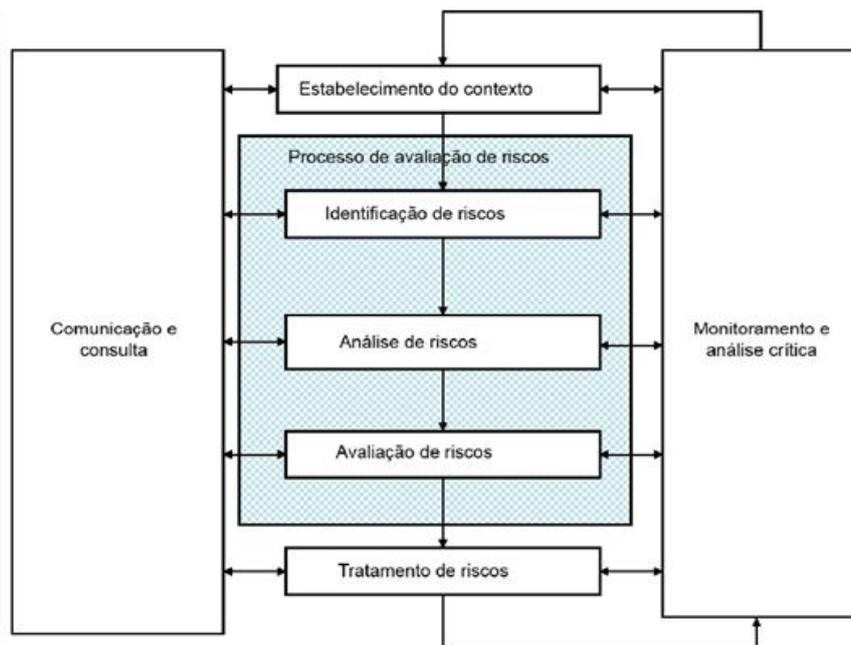


Figura 1 - Processo de gestão de riscos.

A comunicação e a consulta, inerente ao processo de gestão de riscos, são partes integrantes dos trabalhos do SINEC. Isto porque, na medida em que o relatório subsidia decisões do CNPE, 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 histórico e a 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 de petróleo, por exemplo, onde estão estabelecidos estoques mínimos de operação, visando garantir a continuidade de fluxos. Quanto ao petróleo, a avaliação considera a dependência externa à luz da 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.

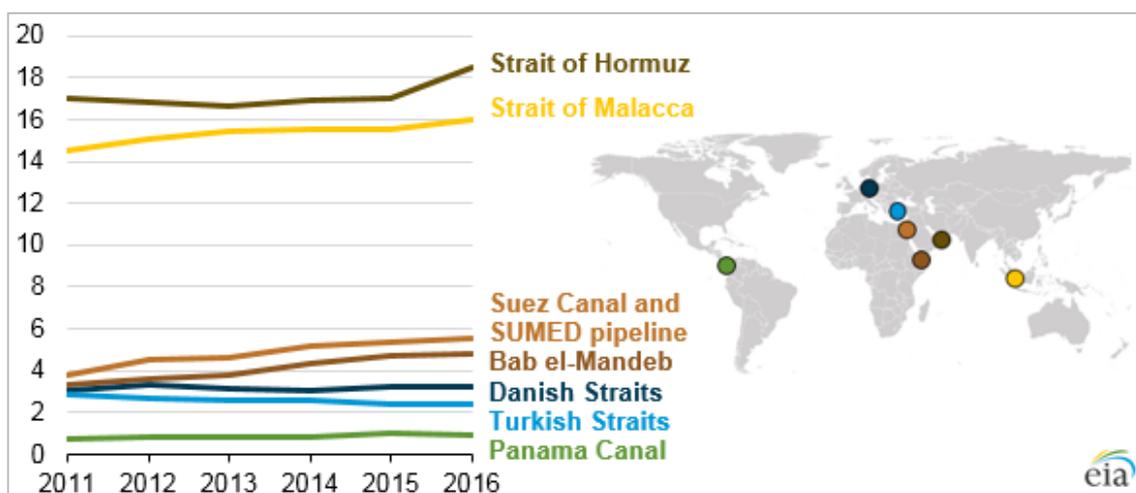
Usualmente, define-se segurança energética como disponibilidade suficiente de suprimentos a preços acessíveis. Entretanto, outros componentes devem ser considerados, como segurança física, acesso à energia, sistema de respostas a emergências e, por fim, um ambiente de negócios que propicie e encoraje investimentos em infraestrutura.

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.

2.5.2 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. A concepção dessas cadeias e da infraestrutura associada ocorreu décadas atrás, sem a ênfase na segurança que teriam caso fossem projetadas na atualidade. Assim, as vulnerabilidades contemplam desde ataques abertamente hostis a pequenos eventos que podem levar a um apagão generalizado.

A cada dia, o comércio internacional de energia torna-se cada vez mais global. Assegurar sua continuidade requer colaboração tanto de produtores quanto de consumidores. Pontos críticos de estrangulamento nas rotas marítimas criam vulnerabilidades para o transporte de petróleo, derivados e gás natural liquefeito (GNL), com potencial ocorrência de acidentes, ataques terroristas e conflitos militares. A Figura 2 mostra os pontos críticos mais relevantes e a evolução dos volumes movimentados.



Fonte: U.S. Energy Information Administration (2018).

Figura 2 - Fluxo de petróleo nos pontos de estrangulamento marítimos (em Mbpd)

A título de exemplo, cita-se o Estreito de Hormuz, que separa o Golfo Pérsico do Oceano Índico. O Estreito de Hormuz é o ponto de estrangulamento de petróleo mais

importante do mundo, pois seu fluxo diário de petróleo representa mais de 30% de todo o petróleo bruto e outros líquidos comercializados por via marítima.

Estima-se que cerca de 80% do petróleo que passou por esse gargalo tem como destino os mercados asiáticos, com destaque para China, Japão, Índia, Coreia do Sul e Cingapura. O Qatar exportou cerca de 105 bilhões de m³ de GNL através do Estreito de Hormuz em 2016, representando mais de 30% de seu comércio global.

Em seu ponto mais estreito, o Estreito de Hormuz tem pouco mais de 30 km de largura, mas a faixa de navegação em qualquer direção é de apenas 2 km, separados por uma zona de amortecimento de menos de 4 km. O Estreito de Hormuz é profundo e largo o suficiente para lidar com os maiores petroleiros do mundo, com cerca de dois terços das remessas de petróleo transportadas por navios petroleiros.

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 se destina 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 (IEA, 2018).

Com o intuito de embasar o desenvolvimento deste relatório, apresenta-se 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 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	OPEC 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/17	Guerra civil na Líbia	57	1,0	94,81	1,1
jan/16 - dez/17	Corte na produção acordo OPEC + Rússia	24	1,8	92,65	1,9

Fonte: IEA (2018b), BP (2018) e OPEC (2018).

Observa-se que, em 62 anos (de 1956 a 2017), foram registradas 15 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 10 meses (valor mais frequente de até 12 meses), sendo que a deficiência média na oferta de petróleo foi de 4 Mbpd.

É importante registrar que *Organization of the Petroleum Exporting Countries* (OPEC) e Rússia selaram um acordo de corte de 1,8 Mbpd. Ainda que esse corte tenha sido compensado por alguns aumentos de produção, ele foi considerado nos cálculos, para efeito de segurança. O Gráfico 5 sintetiza a frequência de eventos classificada em função da duração da interrupção.

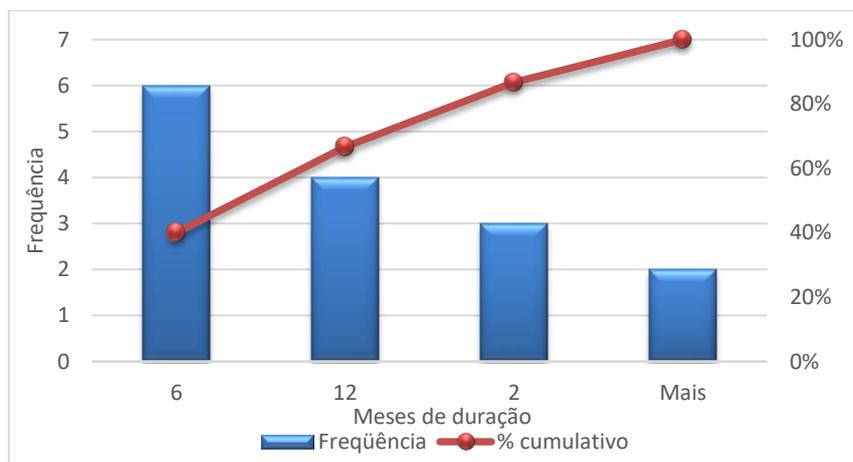


Gráfico 4 - Frequência de eventos classificados pelo tempo de interrupção

Em termos estatísticos, para um intervalo de confiança de 95%, os próximos eventos, provavelmente, teriam abaixo de 15 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 produçãoⁱⁱⁱ. O Gráfico 6 ilustra essa probabilidade.

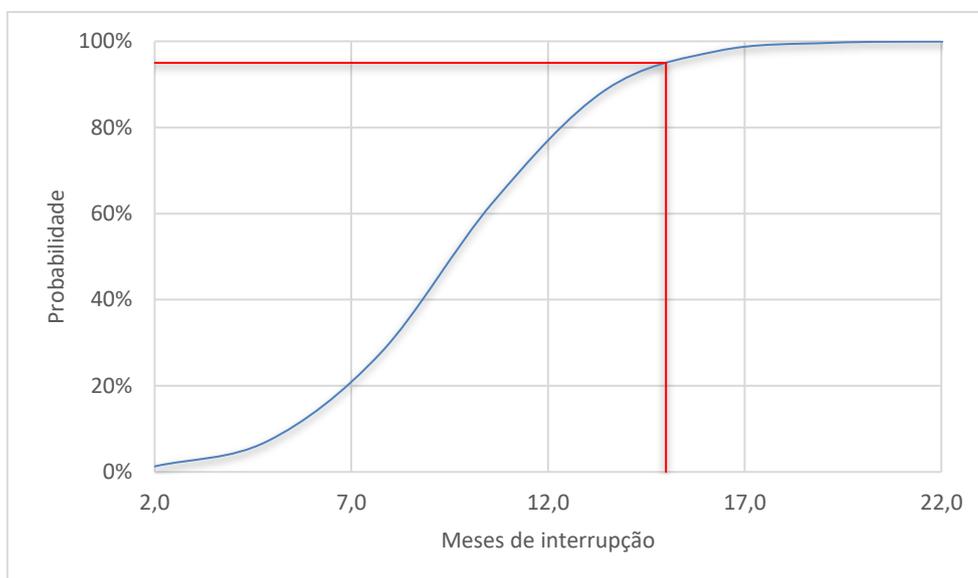


Gráfico 5 - Máxima interrupção provável com 95% de confiança.

No tocante à deficiência média de fornecimento, comparando os valores de cada interrupção com a produção mundial de petróleo à época, constata-se que a maioria desses eventos não afetou a oferta potencial de petróleo. O maior impacto na oferta, atualizado em relação à produção mundial de 2017, foi de 6,48 Mbpd, no período de agosto a outubro de 1990 (Guerra do Golfo). O gráfico abaixo estabelece faixas de deficiência média no fornecimento em volumes diários e os classifica em função de suas frequências.

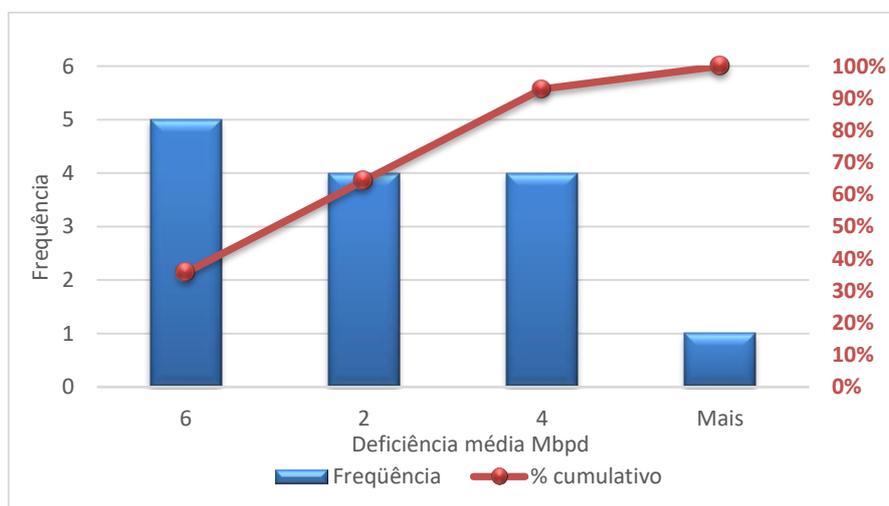


Gráfico 6 - Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em volumes diários

Pode-se constatar que mais de 90% dos eventos situa-se abaixo de 6 Mbpd. Esse valor, em termos atuais, representa em torno de 6,5% da produção mundial de petróleo. 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 Mbpd

ⁱⁱⁱ Aplicada a distribuição t de Student.

até os atuais 92,65 Mbpd (IEA, 2018b). Assim, o gráfico abaixo resume a frequência dos eventos críticos classificados pela sua magnitude em relação à produção mundial da época em que ocorreu.

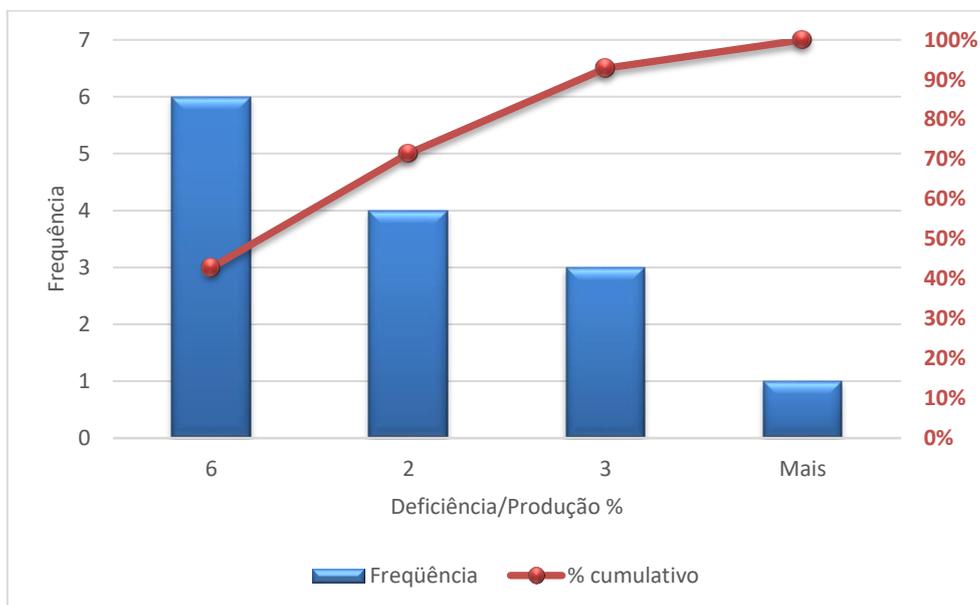


Gráfico 7 - Frequência de eventos classificados pela deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial

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 2,52% e 4,64% da produção mundial. O Gráfico 8 ilustra a probabilidade.

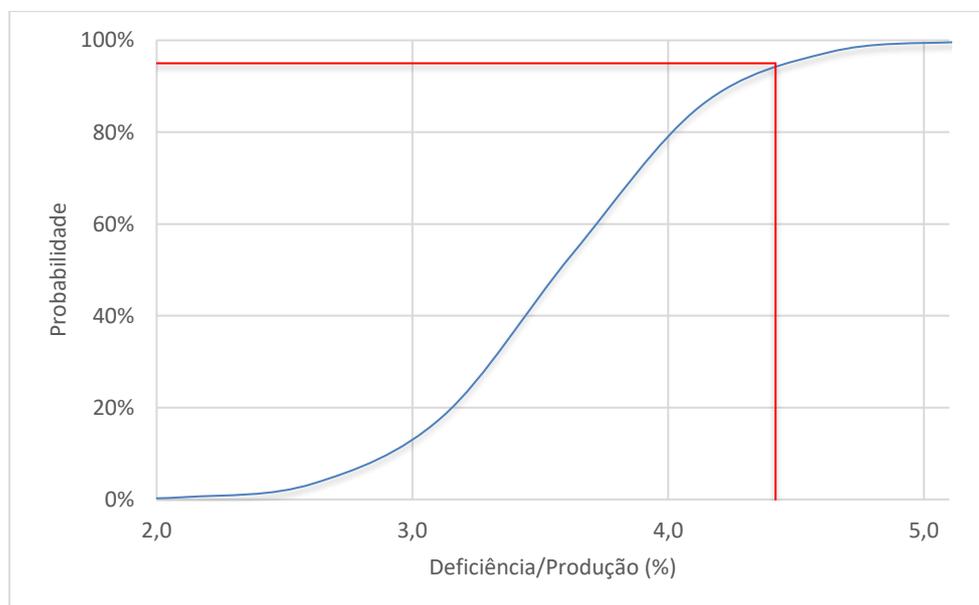


Gráfico 8 - Probabilidade de perdas relativas à produção mundial, considerando os valores à época de sua ocorrência

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 ³				Perdas totais	Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente		
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 (2002).

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 2017, 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 ³				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%
2017	124.985.030	1.249	1.615.878	411.549	2.028.677	1,6%

Fonte: Petrobras.

O Gráfico 9 resume a frequência e a magnitude dos eventos críticos internos.

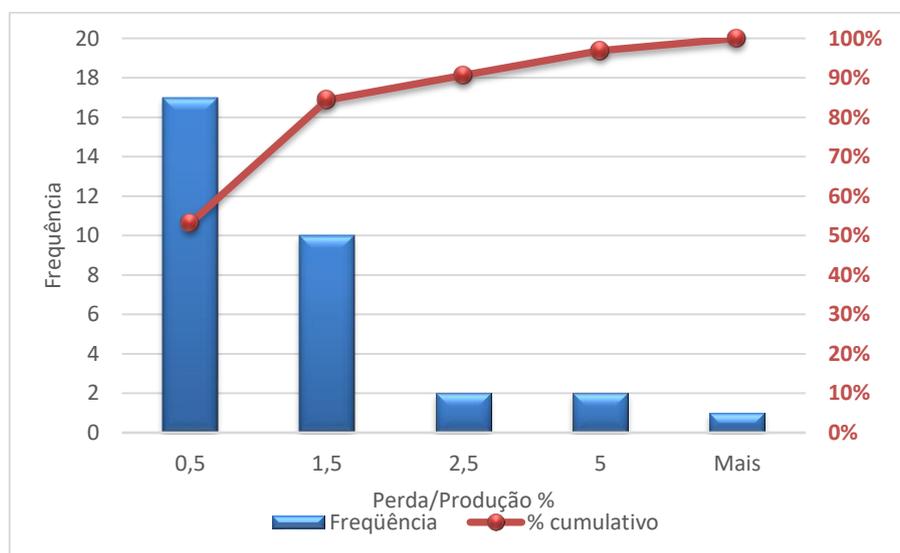


Gráfico 9 - Frequência e magnitude dos eventos críticos internos

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, com um nível de confiança de 95%, as prováveis ocorrências de eventos críticos internos resultariam em perdas efetivas de produção abaixo de 2,63%. Os eventos acima desse limite podem ser classificados como de baixa probabilidade.

O Gráfico 10 ilustra a probabilidade acumulada para o intervalo de confiança limitado a 95%, utilizando-se a distribuição normal.

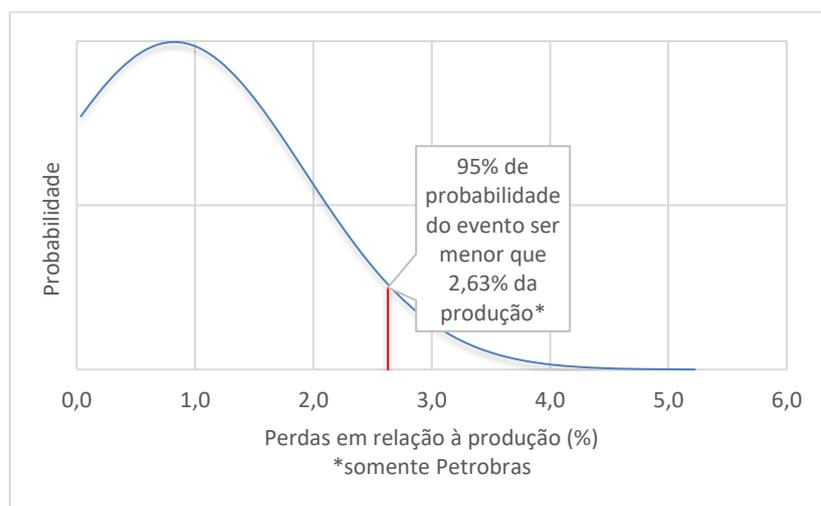


Gráfico 10 - Frequência e magnitude dos eventos críticos internos

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 de OCDE, IEA e União Europeia

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma entidade internacional, composta por 36 países, que procura fornecer uma plataforma para comparar políticas econômicas, solucionar problemas comuns e coordenar políticas domésticas e internacionais.

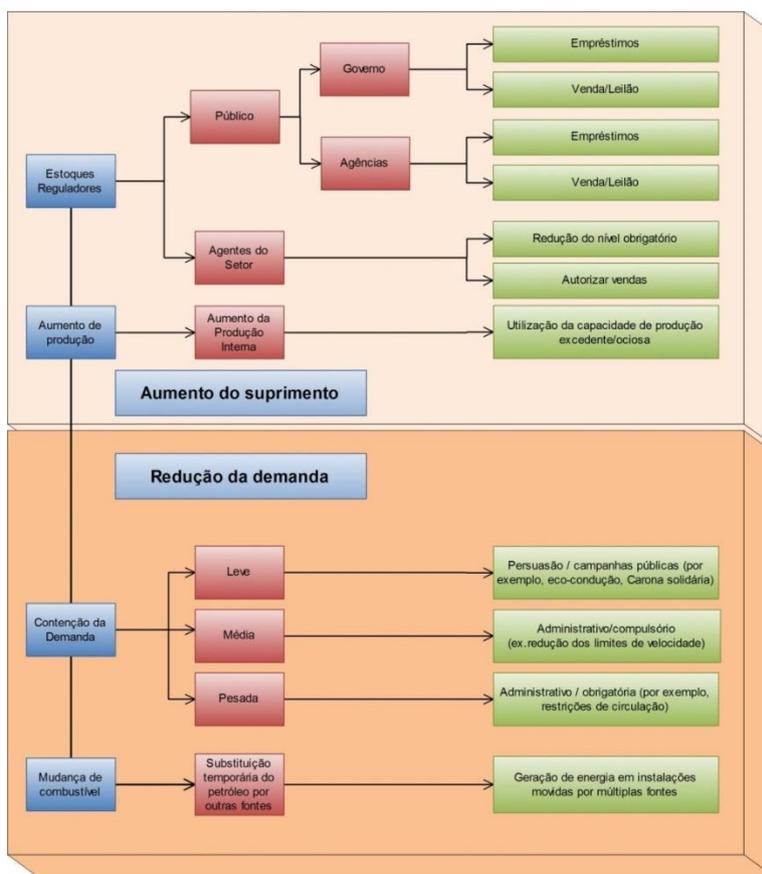
A OCDE teve origem em 1948, com a denominação de Organização Europeia para a Cooperação Econômica (OECE), para ajudar a gerir o Plano Marshall, cujo objetivo principal era a reconstrução da Europa pós-Segunda Guerra Mundial. Posteriormente, a sua filiação foi estendida a Estados não-europeus. Em 1961, 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 IEA 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 30 dos 36 países membros da OCDE. Os objetivos básicos da IEA são:

- manter e melhorar os sistemas de mitigação de riscos de restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo;

economia de energia, a diversificação ou pesquisa, desenvolvimento e investimento em tecnologias de energia alternativa.



Fonte: IEA (2014), elaboração MME.

Figura 4 - Sistema de resposta a emergências da IEA

Os países-membros da IEA 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, líquido de gás natural (LGN) 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 (IEA, 2014). 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 IEA 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 IEA, 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 IEA, tais como fundos de tanques ou reservatórios. Isso denota uma base de cálculo mais ampla, que resulta em maiores volumes apurados.

3.1.2.2 Outros países relevantes

Rússia

Não foi identificado 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^v

A Índia fixou formação de reservas estratégicas de petróleo no volume de 38 milhões de barris em três locações distintas: Visakhapatnam, Mangalore e Padur. De acordo com a Companhia Indiana de Reservas Estratégicas de Petróleo (ISPRIL), 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 2017, a Índia produziu 800 mil bpd de petróleo. A técnica para armazenamento escolhida é a utilização de cavernas rochosas, dispostas em locações acessíveis ao refino.

^v Disponível em: <<http://www.isprilindia.com>>.

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 locações.

China

A China é um importante produtor de petróleo mundial, com produção superior a 3,8 Mbpd em 2017. Entretanto, impulsionado por seu forte crescimento econômico, a demanda chinesa por petróleo e derivados saltou de 4,7 Mbpd, em 2000, para 12,8 Mbpd em 2017. Com esse consumo expressivo, apesar de ser a oitava maior produtora mundial, a China é importadora líquida de petróleo desde 1993, majoritariamente do Oriente Médio.

Diante de seu cenário energético, a China iniciou em 2001 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 10 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.

A figura a seguir apresenta a disposição das locações dessa reserva estratégica de petróleo na China, em suas 3 fases projetadas^{vi}. A locação de Jinzhou, na província de Liaoning, começou a ser oficialmente abastecida em agosto de 2018, elevando a capacidade instalada da SPR chinesa para 249 milhões de barris, de acordo com relatório China Watch divulgado pela ESAI Energy^{vii}. De acordo com o relatório, a última locação da segunda fase, em Zhanjiang, na província de Guandong, deve ser concluída no início de 2019, e é provável que comece a receber petróleo no segundo semestre de 2019.



Figura 5 - SPR chinesa em suas 3 fases

^{vi} Disponível em:

<<https://pdfs.semanticscholar.org/5a63/724bdfdef15bc1aa53dcd1fecadc292448e9.pdf>>.

^{vii} Disponível em: <<https://oilvoice.com/Opinion/22018/Strategic-Stockpiling-to-Support-Chinas-Crude-Imports>>.

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, 79% da riqueza, 76% 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 ⁹ US\$)	Consumo energia (10 ⁶ tep)	Consumo petróleo ⁽¹⁾ (10 ³ bpd)	Exportador líquido? ⁽²⁾	Possui REP?
Estados Unidos	18.624	2.235	19.880	NÃO	SIM
China	12.238	3.132	12.799	NÃO	SIM
Japão	4.872	456	3.988	NÃO	SIM
Alemanha	3.677	335	2.447	NÃO	SIM
Reino Unido	2.622	191	1.598	NÃO	SIM
Índia	2.597	754	4.690	NÃO	SIM
França	2.583	238	1.615	NÃO	SIM
Brasil	2.056	294	3.017	SIM	NÃO
Itália	1.935	156	1.247	NÃO	SIM
Canadá	1.653	349	2.428	SIM	NÃO
Rússia	1.578	698	3.224	SIM	NÃO
Coreia do Sul	1.531	296	2.796	NÃO	SIM
Austrália	1.323	139	1.079	NÃO	SIM
Espanha	1.311	139	1.293	NÃO	SIM
México	1.150	189	1.910	SIM	NÃO
Indonésia	1.016	175	1.652	NÃO	NÃO
Turquia	851	158	1.007	NÃO	SIM
Holanda	826	86	848	NÃO	SIM
Arábia Saudita	684	268	3.918	SIM	NÃO
Suíça	679	26	222	NÃO	SIM
Noruega	399	47	223	SIM	NÃO
Dinamarca	325	17	165	SIM	NÃO

Notas:

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

⁽²⁾ Considera exclusivamente petróleo e LGN.

Fonte: *World Bank* (2018) e *BP* (2018).

Importante observar que países membros da IEA e exportadores líquidos de petróleo não são obrigados a constituir reservas estratégicas (Canadá, Noruega e Dinamarca). No caso do Brasil, a perspectiva é consolidar a posição de exportador líquido de petróleo no horizonte decenal.

Outro aspecto importante a se destacar diz respeito ao nível de dependência 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 (ANP, 1999).

No caso do Brasil, em 2017, o País importou 0,2% do petróleo comercializado no mundo, cuja movimentação atingiu 67,6 Mbpd. Esse volume de importação responde por 7,8% da demanda das refinarias brasileiras. No entanto, essa importação serve essencialmente para ajuste do *mix* de petróleo para produção de óleos básicos lubrificantes e combustíveis. Cabe ainda destacar que as exportações de petróleo superam as importações. Portanto, é razoável considerar como baixa a vulnerabilidade do Brasil a choques internacionais de oferta de petróleo.

3.1.3 Cenário brasileiro^{viii}

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 2018-2027. 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 Brasil, em 2006, o título de autossuficiente em petróleo. Em 2008, consolidou definitivamente sua condição de exportador líquido de petróleo. Para o horizonte de 2018 a 2027, 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 na Bacia de Campos na década de 1970, 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.

^{viii} Partes do texto dos estudos do ciclo 2018-2027 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, Pérciles de Abreu Brumati, Raul Fagundes Leggieri, Regina Freitas Fernandes, Roberta de Albuquerque Cardoso, Victor Hugo Trocate da Silva.

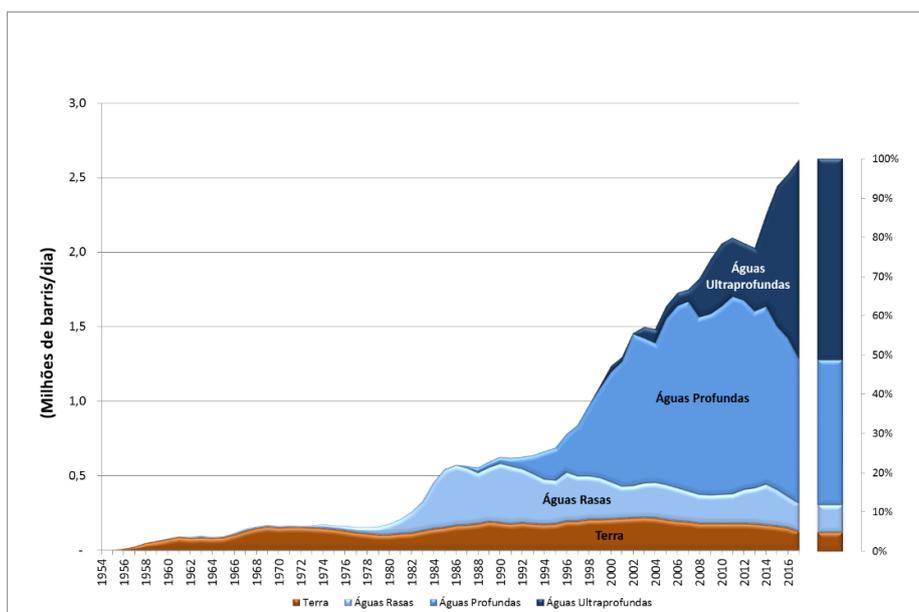
Primeiro foi definida a Rodada Zero, que ratificou os direitos da Petrobras na forma de contratos de concessão sobre os campos que se encontravam em efetiva produção na data de vigência da Lei do Petróleo e também para o caso dos blocos com descobertas comerciais ou que tivesse empreendido investimentos 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, até 2010, eram exercidas somente sob o regime de concessão.

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^{ix} e em áreas estratégicas.

No período de 1997 a 2017, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 12,8 bilhões de barris. Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo e LGN aumentou de 316 milhões de barris para 997 milhões de barris, elevando a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que três vezes em 20 anos(ANP, 2018a).

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 1,0 Mbdpd em 10 anos.

O Gráfico 11 sintetiza em números a evolução da produção de petróleo brasileira em terra e mar desde a instalação da Petrobras até 2017. A produção manteve-se na ordem de 2,0 Mbdpd de 2009-2013, subiu para cerca de 2,3 Mbdpd em 2014 e alcançou 2,6 Mbdpd em 2017 (ANP, 2018b).



Fonte: EPE (2018c).

^{ix} 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.

Gráfico 11 - Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2017

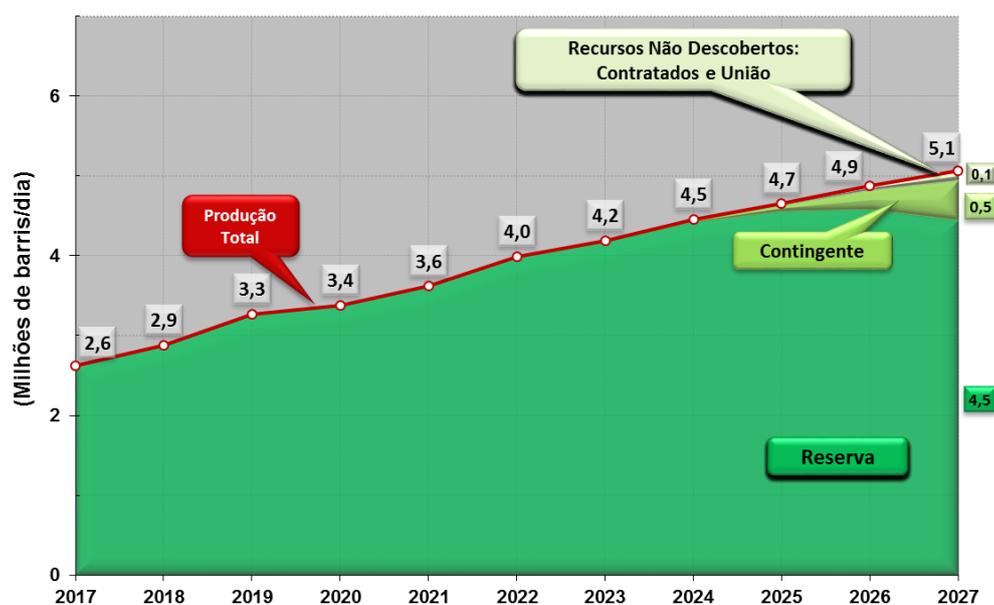
3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2018-2027XXX

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 4,5 Mbpd até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes da Cessão Onerosa, em especial os campos de Búzios, que iniciou sua produção em 2018, e Atapu, com previsão de entrada em produção em 2019, corroborada pelo Plano de Negócios da Petrobras 2018-2022 que tem foco na produção do pré-sal. Além desses, vale ressaltar a declaração de comercialidade, em 2017, do campo de Mero, sob o regime de contrato de partilha de produção, o que elevou a previsão de produção dessa categoria de reservas em 0,5 Mbpd em 2024. O início de produção de Mero está estimado para 2021, com pico em 2026.

A produção proveniente dos recursos contingentes, composta de descobertas ainda em avaliação, é sustentada principalmente pelas acumulações do pré-sal. Entretanto, com a declaração de comercialidade de Mero, a previsão de produção da categoria de recursos contingentes teve sua representatividade reduzida, para cerca de 10% da produção total em 2027.

A partir de 2023, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 2% da produção nacional em 2027. 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 apenas para 2026, alcançando aproximadamente 0,2% da produção total em 2027.

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 2027.



Fonte: EPE (2018c).

Gráfico 12 - Previsão da produção brasileira de petróleo 2018-2027

3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2018-2027

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, no horizonte de 2018-2027, fiquem entre US\$ 365 bilhões e US\$ 406 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 2018-2022, para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do pré-sal.

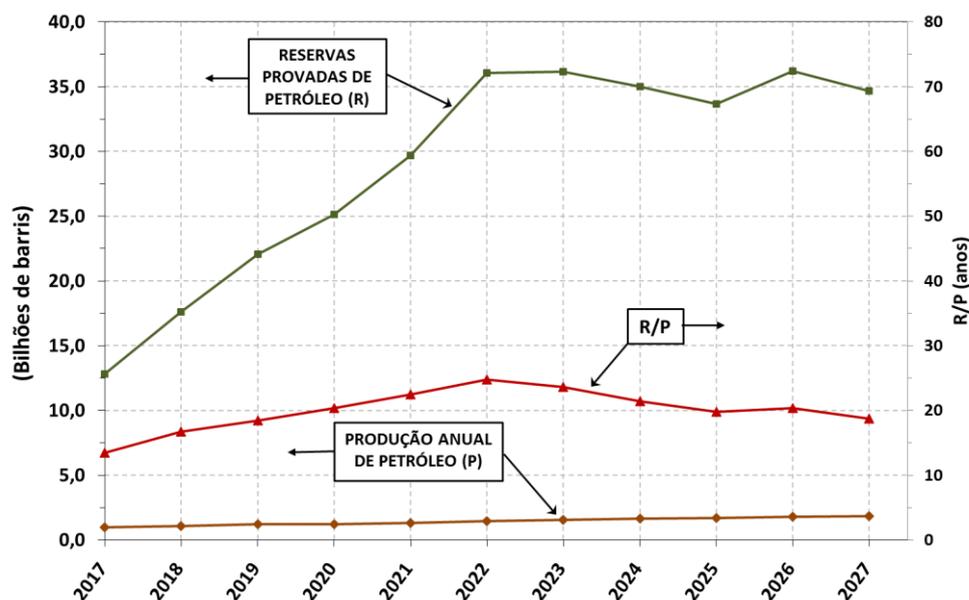
Deve-se destacar que os investimentos associados às novas Rodadas de Licitações programadas para o período de 2018 a 2021 também estão agregados nesse montante. Contudo, eventos econômicos e alterações de perspectivas de investimentos que se destacaram na conjuntura nacional, poderão afetar essas estimativas.

3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro

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 2018-2027. Consideram-se estimativas de volumes recuperáveis, datas esperadas 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^x.

O Gráfico 13 mostra a previsão das reservas de petróleo e aponta que o indicador R/P atingirá níveis relativamente altos, entre 18 e 24 anos, no período de 2019-2027.



Fonte: EPE (2018c).

Gráfico 13 - Previsão das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2018-2027^{xi}

^x 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.

^{xi} As reservas provadas incluem estimativas de recursos contingentes e recursos não descobertos.

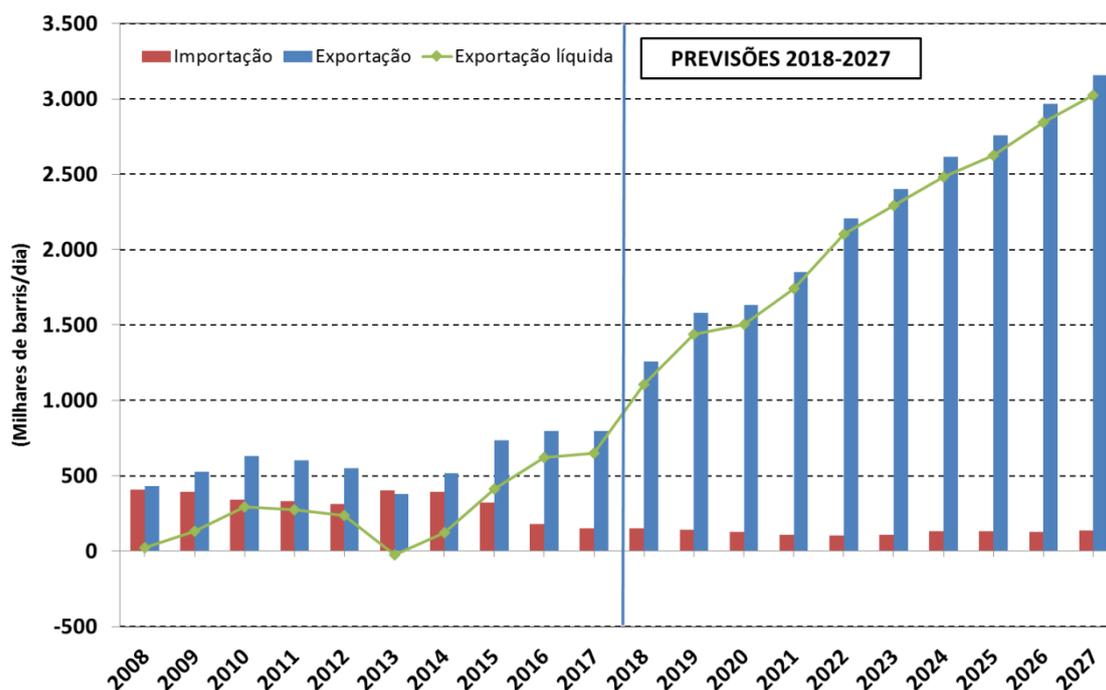
As previsões de produção de petróleo e a evolução do indicador de R/P não traduzem *per se* sua situação de dependência externa no longo prazo. Todavia, são parâmetros necessários, que se complementam para tratar essa questão, conforme será evidenciado a seguir.

3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo

A situação da balança comercial 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.

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 2018-2027, o País será um importante exportador de petróleo (OPEC, 2018)^{xii}, conforme demonstrado no Gráfico 14. A exportação líquida alcançará o patamar de 3 Mbpd em 2027, caso as previsões de produção e a evolução do indicador R/P sejam confirmados.



Fonte: EPE (2018c).

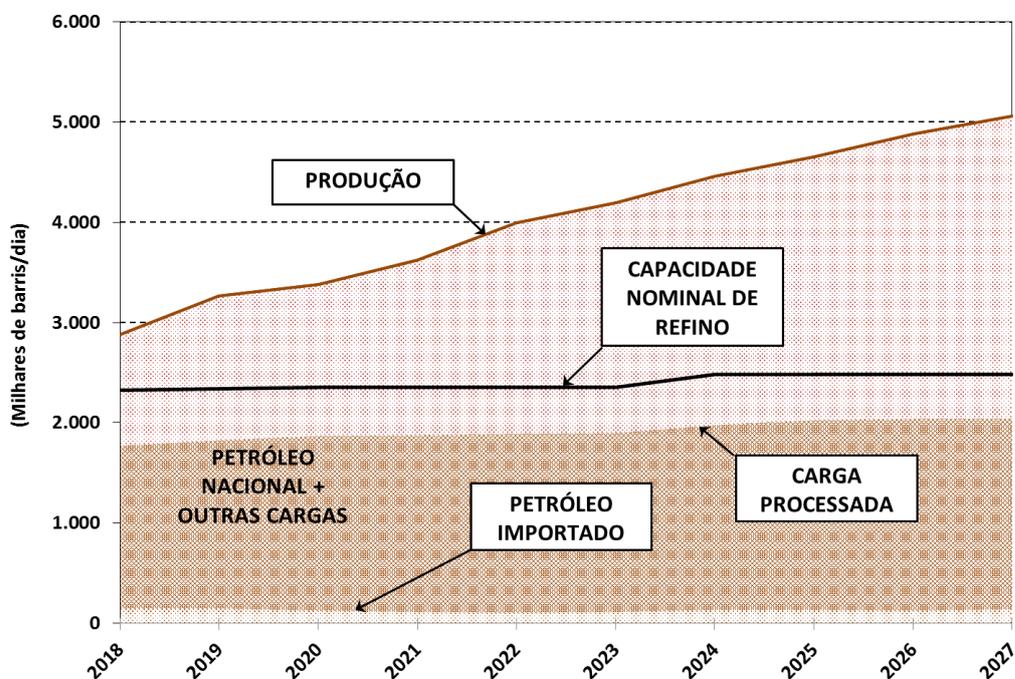
Gráfico 14 - Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2008-2027

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

^{xii} 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.

principalmente para a realização de misturas com os petróleos nacionais, mais pesados, visando à produção de derivados.

Apresentam-se, a seguir, as projeções de participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias entre 2018 e 2027, 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 2018-2027.



Fonte: EPE (2018c).

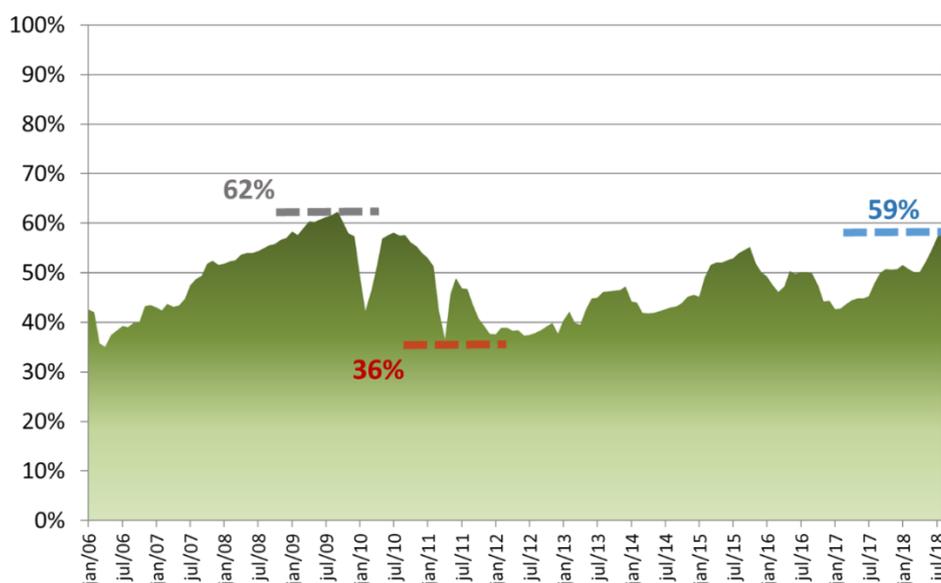
Gráfico 15 - Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2018-2027

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 Alcool (Proálcool), em 1975, cuja história será apresentada no item 3.2.1. A participação do etanol na matriz de combustíveis para o ciclo Otto pode ser observada no Fonte: EPE (2018a).

Gráfico 16.



Fonte: EPE (2018a).

Gráfico 16 - 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 imporia 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 sucroalcooleiro por conta da superprodução e dos baixos preços do açúcar.

Esses dois choques no preço do petróleo impactaram o Brasil pois havia 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 anual foi de 11,1%. Em 1973, o mundo viveu o 1º choque do petróleo, período em que, pela primeira vez, o crescimento exponencial do consumo de petróleo foi interrompido. O forte aumento dos preços praticados pelos países produtores 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 brasileira. 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 extinto Conselho Nacional do Petróleo (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

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: MAPA (2011), com atualização 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. Dessa 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/SP, 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.

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, passava-se 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 carburante; 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 Álcool), 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* (bicombustíveis), 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 2017 que podem fazer uso do etanol hidratado ou gasolina, totalizava 27 milhões de veículos, correspondendo a 70% da frota nacional (39 milhões de veículos). O consumo total de etanol hidratado no mercado interno brasileiro durante o ano de 2017 foi estimado em 15 milhões de m³, contra 4 milhões de m³ 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.

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.

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 avaliasse os 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 mensal é da ordem de 8 mil m³, 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, anidro e hidratado, é bastante expressiva, diversos riscos externos podem comprometer o abastecimento regular ou alterar seus preços, 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 (EX) e biodiesel (BX) vigentes

País	Mandato
África do Sul	E2 e B5
Angola	E10
Argentina	E12 e B10
Austrália	Provincial: E7 e B2 em New South Wales; E3 (E4 a partir de julho de 2018) e B0,5 em Queensland
Bélgica	E4 e B4
Brasil	E27 e B10
Canada	Nacional: E5 e B2. Provincial: E4 e B5 em British Columbia; E2 e B5 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 (facultativo)
China	E10, B1 em Taipei.
Colômbia	E8 e B10
Coreia do Sul	B3
Costa Rica	E7 e B20
Dinamarca	0,9% de biocombustíveis avançados a partir de resíduos em 2020
Equador	E10 e B5
Eslovênia	100% de veículos pesados com biodiesel e 12% das vans e caminhões elétricos até 2030
Etiópia	E10
Filipinas	E10 e B2
Guatemala	E5
Índia	E22,5 e B15
Indonésia	B20 e E3
Itália	0,6% para combustíveis avançados em 2018, subindo para 1,0% em 2022.
Jamaica	E10
Malawi	E10
Malásia	E10 e B10
México	E10
Moçambique	E15 (E20 a partir de 2021)
Noruega	B3,5
Nova Zelândia	B7
Panamá	E10
Paraguai	E25 e B1
Peru	B2 e E7,8
Romênia	E8
Sudão	E5
Tailândia	E5 e B7
Turquia	E2

Estados Unidos	<p>Nacional: O <i>Renewable Fuels Standard 2</i> (RFS2) requererá 136 milhões de m³ (36 bilhões de galões) de biocombustíveis a serem misturados a combustíveis de transporte em 2022. As metas são diferenciadas para cada tipo de biocombustível (etanol de milho, biocombustíveis celulósicos, diesel de biomassa e outros biocombustíveis avançados) e revisadas anualmente pela Environmental Protection Agency – EPA, agência americana de proteção ambiental.</p> <p>Estadual: E10 no Havaí, em Missouri e em Montana; E9–10 na Flórida; E2 e B2 em Louisiana; B5 em Massachusetts; E20 e B10 em Minnesota (B20 a partir de Maio de 2019); 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 em Washington, aumentando para B5 180 dias após a produção local de matérias primas e capacidade de esmagamento puderem atender a requerimento de 3%.</p>
União Europeia	<p>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.</p> <p>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.</p> <p>Em 2030, 40% de mitigação de GEE, 27% a 30% de aumento em eficiência energética, participação de 27% de renováveis na matriz energética total e de 14% de combustíveis renováveis no consumo automotivo, sendo que, desses, os biocombustíveis de 1ª geração não aumentem a sua participação além de 1% a mais daquela que ocorrerá em 2020 e que também não ultrapasse a 7% da participação total no consumo automotivo de 2030.</p> <p>Em 2050, 80 a 95% de mitigação de GEEs.</p>
Uruguai	B5 e E5
Ucrânia	E7
Vietnã	E5
Zâmbia	E10 e B5
Zimbábue	E10

Fonte: Elaborado por MME, a partir de REN21; RFA; *Global Renewable Fuels Alliance*; IEA, *Alternative Fuels Data Center* – AFDC/DOE; *European Commission*.

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 de açúcar se torna demandante do produto brasileiro, são esperadas reduções na oferta de etanol, embora esta redução tenha limite técnico. Por outro lado, como aconteceu na safra 2017/18 e na safra atual (2018/19), com os preços depreciados para o açúcar, o setor destinou majoritariamente a cana-de-açúcar para a produção de etanol.

3.2.1.2 *Eventos críticos internos*

De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), o Brasil produziu 633 milhões de toneladas de cana-de-açúcar (tc) na safra 2017/18 em 8,7 milhões ha. A produção do país decresceu 3,6% em relação à safra passada, devido à elevada idade média do canavial, a qual impacta diretamente no resultado da produção, além da situação de recuperação judicial de muitas unidades produtoras e os efeitos de períodos climáticos adversos observados nas safras anteriores.

A produtividade média do setor sucroenergético brasileiro manteve-se estável na safra 2017/18 com relação à anterior, em 72,5 tc/ha. Pequenas retrações foram observadas na Região Centro-Sul (-0,3%), que representa 93% da produção total, enquanto na Região Norte-Nordeste houve um aumento de 2,8%. Apesar das condições climáticas da safra

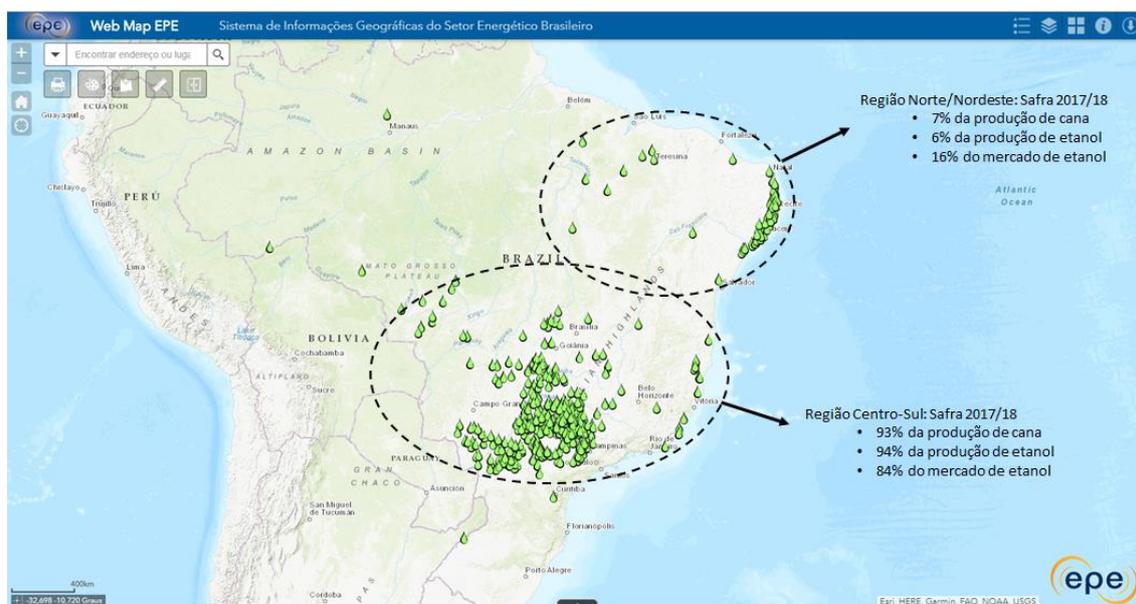
terem sido razoáveis, a elevada idade média do canavial tem prejudicado a produtividade agrícola.

O rendimento da cana-de-açúcar na safra 2017/18 foi de 138,2 kg ATR/tc, aumento de 2,7% em relação à safra anterior (134,6 kg ATR/tc), o melhor registro desde a safra 2010/11. O clima durante a colheita, com um inverno mais seco na região Centro-Sul e um volume maior de chuvas na Região Nordeste durante o outono tiveram grande relevância no aumento deste indicador (CONAB, 2018).

Para a safra 2018/19, de acordo com a Conab (2º Levantamento do Acompanhamento da Safra, de agosto de 2018), estima-se que a produção de cana-de-açúcar atinja 636 milhões de toneladas, em uma área de 8,7 milhões de hectares. A produtividade deverá ser de 73,4 tc/ha e o rendimento de 138,8 kg ATR/tc.

3.2.2 Cenário brasileiro

O complexo de produção sucroenergética no Brasil compõe-se de uma estrutura produtiva que compreende, em grandes números: 367 unidades produtoras em dezembro de 2017, distribuídas conforme a Figura 6; 70 mil produtores de cana-de-açúcar; 800 mil empregos diretos; PIB setorial de US\$ 43 bilhões e exportações de US\$ 12 bilhões.



Fonte: EPE (2018d), a partir de MAPA (2018).

Figura 6 - 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 ha 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 ha, ou 1% das terras aráveis.

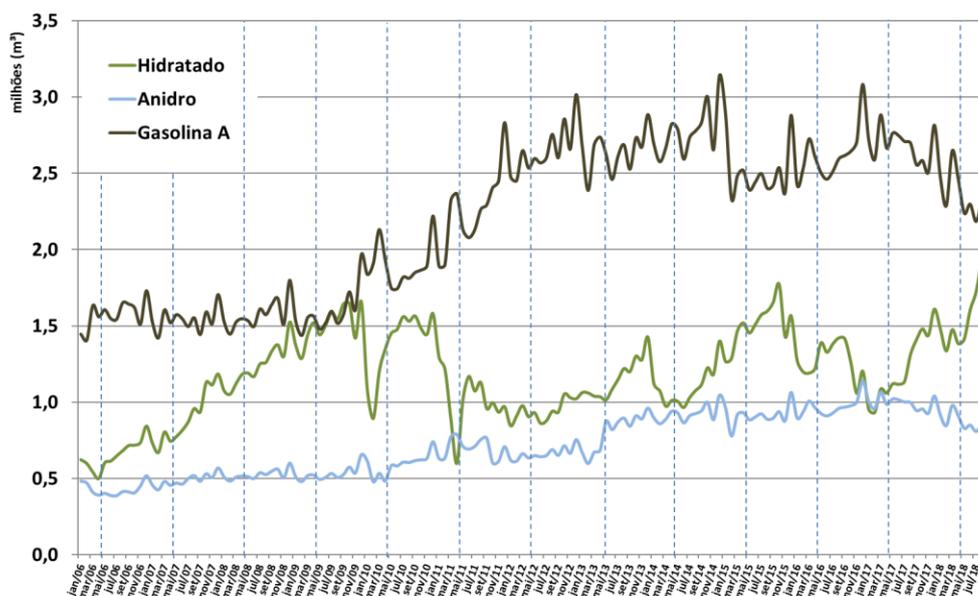
Além da expansão das áreas agrícolas para a produção de etanol, a infraestrutura para escoamento da produção para os principais mercados (interno e externo) tem recebido recursos para investimentos em empreendimentos emblemáticos.

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. 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 790 mil m³, sendo que os dutos possuirão capacidade de movimentação de 6 milhões de m³/ano e extensão de 1.054 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 de m³/ano e armazenagem de 52 mil m³ e, em Uberaba, respectivamente de 2 milhões de m³/ano e de 25 mil m³. Em 2017, a movimentação em todo o complexo, incluindo o trecho sob contrato (operado pela Transpetro), foi de 2.100 m³.

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 17 apresenta a demanda mensal de cada combustível para o mercado ciclo Otto desde 2006 até o mês de agosto de 2018.

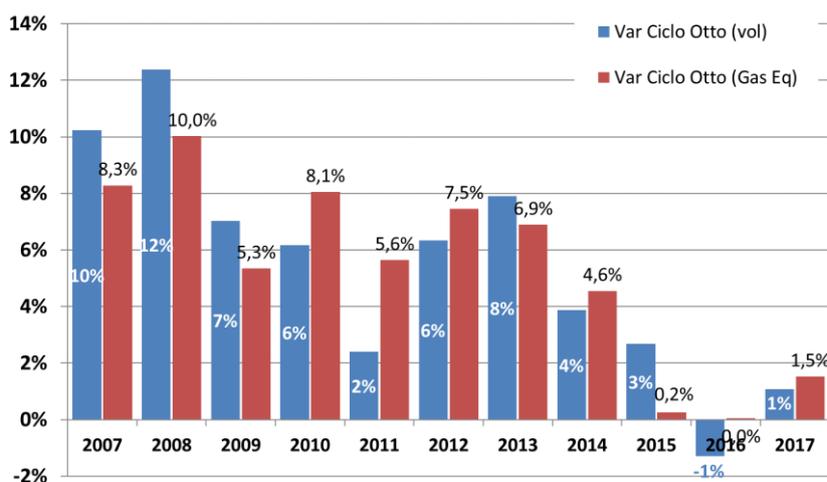


Fonte: ANP (2018b) e MAPA (2018), elaboração MME.

Gráfico 17 - Demanda mensal para o mercado ciclo Otto

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 m³ 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 18 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 em 2016. Contribui para este resultado a diminuição das vendas de veículos novos, o que afeta a projeção da demanda para os próximos anos. Em 2017, a demanda ciclo Otto apresentou leve recuperação.

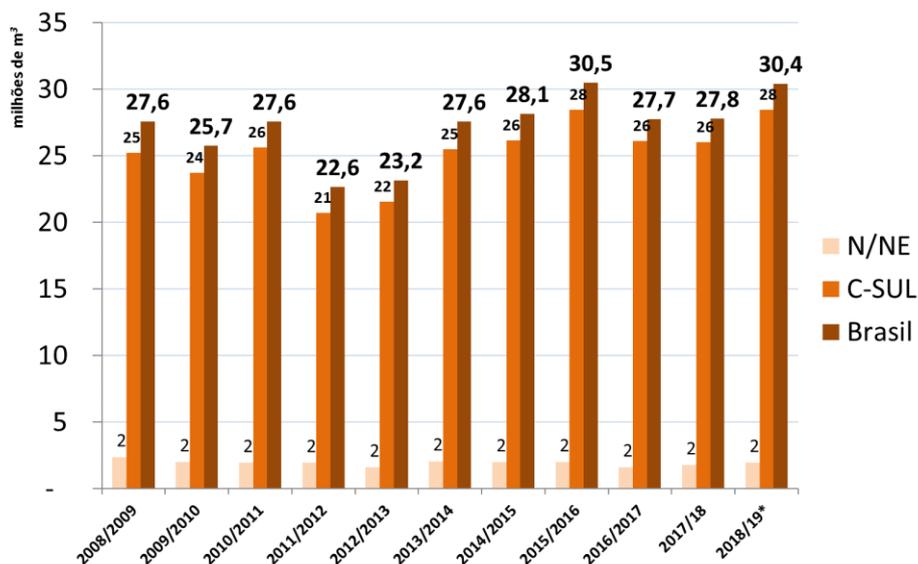


Fonte: EPE (2018b), elaboração MME.

Gráfico 18 - Evolução da variação da demanda por combustíveis para o mercado ciclo Otto

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 safra 2017/18, com melhores preços para o etanol e o excesso de açúcar no mercado internacional, aumentou a disponibilidade interna do biocombustível.



Fonte: MME (2018).

Gráfico 19 - 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, alterado com o advento dos veículos *flex fuel*. Ao contrário do proprietário de veículos movidos exclusivamente a etanol hidratado, que não podia optar por combustível substituto, o proprietário de veículo *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 exclusivamente 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.

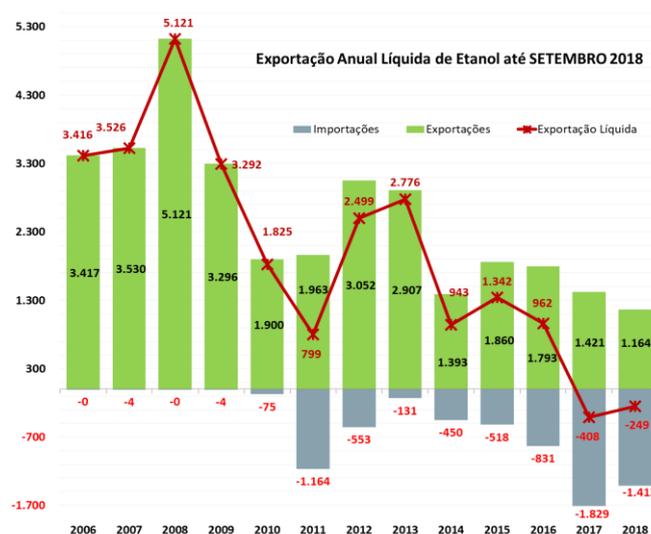
De acordo com o Gráfico 20, as exportações ainda são o destino de parcela significativa da produção de etanol. Por isso, a incorporação de novos mercados sem a correspondente expansão da produção nacional de etanol constitui potencial evento crítico ao seu abastecimento regular. No entanto, mesmo tendo 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 2018, as importações de etanol contribuíram significativamente para o abastecimento interno para as Regiões Norte/Nordeste. Aproximadamente dois terços das importações foram realizadas por

distribuidores e um terço foram responsabilidade de outros agentes (*traders*), que também aproveitaram 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 m³ de etanol ao ano livre de tarifa. A importação acima desse volume passará a ser tarifada em 20%. A medida terá duração até agosto de 2019 e, após essa data, será novamente avaliada pela Camex.

Segundo o Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, a importação com alíquota zero vinha prejudicando principalmente os produtores da Região Nordeste, para onde se destinava a maior parte do produto importado. Em 2017, as importações foram de 1,8 milhão de m³, enquanto as exportações foram de 1,4 milhão de m³, o que resultou em uma importação líquida de 400 mil m³. De janeiro a setembro de 2018, o Brasil já importou 1,4 milhão de m³ de etanol, com queda de 12% em relação ao mesmo período de 2017, quando foram importados 1,6 milhão de m³.

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: ANP (2018b).

Gráfico 20 - Importação e exportação de etanol

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 os 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 intersetoriais 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, há um grupo técnico de trabalho dedicado à elaboração dos estudos e análises que serão produzidas a partir do uso da MIP brasileira elaborada e divulgada pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (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 2018-2027, 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 (Mbpd)

RECURSO: PETRÓLEO	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Produção Potencial	2,88	3,27	3,38	3,62	3,99	4,19	4,46	4,65	4,88	5,06
Demanda Estimada	2,24	2,22	2,24	2,26	2,28	2,30	2,34	2,38	2,45	2,51
Excedente	0,64	1,05	1,14	1,36	1,71	1,89	2,12	2,27	2,43	2,55

Fonte: EPE (2018c).

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 2027.

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

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 até 2027.

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 dos principais derivados. A análise não avalia riscos relacionados à importação de derivados.

Para suportar a análise, os riscos foram categorizados, em dois níveis, conforme apresentado na Figura 7. 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.

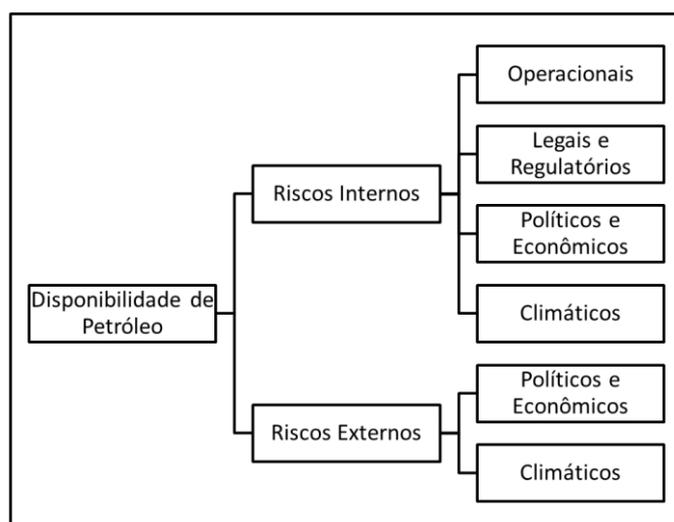


Figura 7 - Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino

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

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

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. Um destaque a ser feito é a elevação da probabilidade de ocorrência de um evento relacionado à confiabilidade da malha logística de suprimento de petróleo para as refinarias, de “Baixa” para “Média”. A justificativa é o elevado número de ocorrências de furtos em dutos, tanto de petróleo como de derivados, registradas nos últimos anos, o que coloca em risco a integridade da malha de dutos pela possibilidade de haver um acidente grave em razão dessas atividades ilícitas. Em contrapartida, a flexibilidade e a amplitude da malha logística de escoamento da produção são respostas eficazes ao risco de interrupção do suprimento.

Surgem, ainda, os riscos advindos da maior concentração geográfica da produção com o aumento da relevância do pré-sal na produção nacional.

Quanto aos riscos legais e regulatórios, destaca-se a necessidade de observação do licenciamento ambiental dos empreendimentos. Processos ágeis trariam maior previsibilidade do ciclo exploratório como um todo. Na área das ameaças político-econômicas, especial atenção deve ser dada a eventuais movimentos grevistas, não só dos profissionais da área de produção, mas também daqueles que atuam nas cadeias logísticas do petróleo. Reinvidicações salariais e reações a projetos que visam regulamentar importantes atividades da logística marítima podem desencadear esses movimentos.

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	CONSEQUÊNCIA (IMPACTO) DO RISCO NA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO E/OU 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	Verde
		2	CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE SUPRIMENTO DE PETRÓLEO (NACIONAL OU IMPORTADO) PARA AS REFINARIAS	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo ou do suprimento das refinarias	MÉDIA	MÉDIO	Amarelo
		3	CONCENTRAÇÃO GEOGRÁFICA DA PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO (ÁREA DO PRÉ-SAL)	AM	Diminuição da confiabilidade na expectativa de produção de petróleo	BAIXA	ALTO	Amarelo
		4	DISTRIBUIÇÃO E FLEXIBILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	OP	Aumento da confiabilidade da produção de petróleo e do suprimento das refinarias	ALTA	ALTO	Verde
		5	PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO COM EXCEDENTES PARA EXPORTAÇÃO	OP	Aumento da confiabilidade do suprimento das refinarias	ALTA	ALTO	Verde
	LEGAIS REGULATÓRIOS	6	DESAFIOS PARA LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE NOVAS ÁREAS DE PRODUÇÃO	AM	Redução da expectativa de produção de petróleo	BAIXA	ALTO	Amarelo
		7	MUDANÇAS REGULATÓRIAS	OP	Aumento da atratividade para investimentos que elevam a expectativa de produção de petróleo	ALTA	MÉDIO	Verde
	POLÍTICOS ECONÔMICOS	8	GREVE DOS PROFISSIONAIS DA PRODUÇÃO OU LOGÍSTICA	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo	MÉDIA	ALTO	Vermelho
	CLIMÁTICOS	9	EVENTOS METEREOLÓGICOS EXTREMOS NO PAÍS	AM	Interrupção localizada da produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO	Verde
EXTERNOS	POLÍTICOS ECONÔMICOS	10	REDUÇÃO EXPRESSIVA DOS PREÇOS DO PETRÓLEO	AM	Queda da atratividade para investimentos na produção de petróleo no país	BAIXA	MÉDIO	Verde
		11	GUERRAS E TERRORISMO NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	MÉDIA	BAIXO	Verde
	CLIMÁTICOS	12	EVENTOS METEREOLÓGICOS EXTREMOS NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	MÉDIA	BAIXO	Verde

Identificou-se preocupações com as dificuldades na comercialização do óleo da União, proveniente dos contratos de partilha de produção, porém esse risco deverá ser abordado com maior profundidade na próxima edição do presente relatório.

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 2017, 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%.

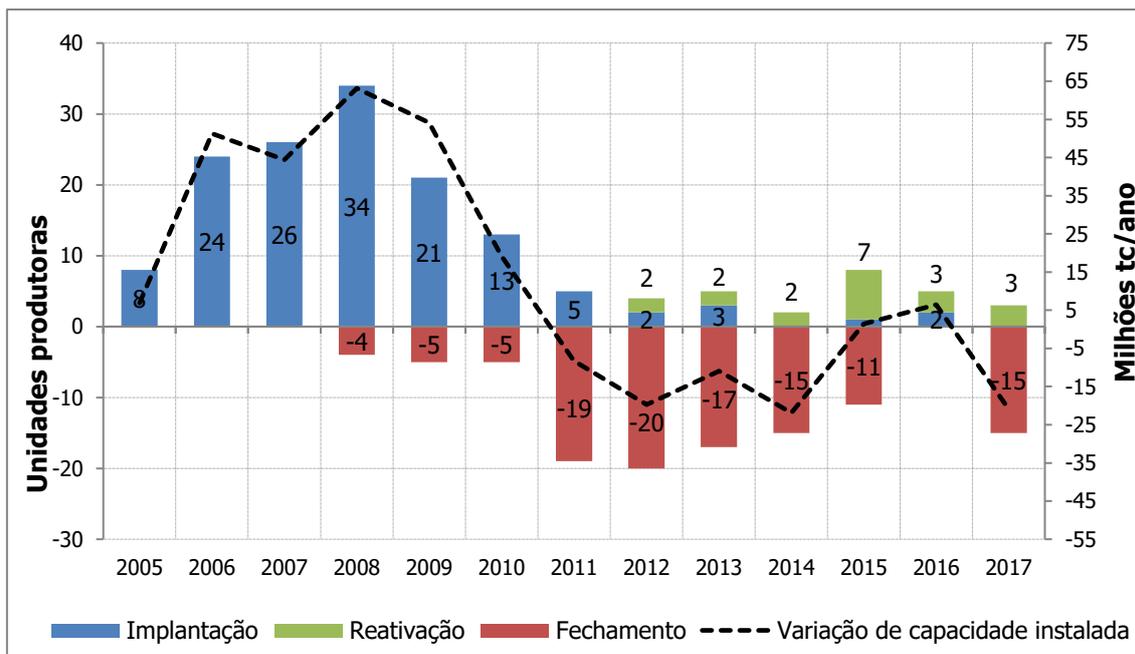
Tendo por base as alternativas do consumidor (com a substituição do etanol hidratado pela gasolina C), bem como a possibilidade de redução legal do percentual de mistura de etanol anidro à gasolina, serão avaliados a seguir os riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol.

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

A partir de dados do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA), estima-se a capacidade total de moagem de cana do Brasil, ao final de 2017, em cerca de 744 milhões tc, por 367 usinas em operação, e sua taxa de ocupação atual está em torno de 86%. O número de usinas autorizadas pela ANP a comercializar etanol, em outubro de 2018, é de 378. Estas possuem capacidade instalada de produção de etanol anidro e hidratado de aproximadamente 129 mil m³/dia e 238 mil m³/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 21 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 2017 agregaram cerca de 280 milhões de tc 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: Elaborado por EPE a partir de MAPA (2017b) e UNICA (2014).

Gráfico 21 - 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 destacar a entrada de volumes significativos de produção de etanol a partir de milho. A produção brasileira de etanol de milho deve saltar dos atuais níveis, cerca de 600 milhões de litros anuais, para um volume que poderá alcançar 3 bilhões de litros anuais em cinco anos. O cálculo considera as nove usinas autorizadas, cinco projetos de ampliação e 5 projetos de construção informados pela ANP. Contribui para o aumento da produção de etanol de milho o prazo para construção e entrada em operação, significativamente menores em comparação com os *greenfields* de cana-de-açúcar.

A maior parte da produção de etanol de milho tende a ser localizada na Região Centro-Oeste, pela disponibilidade e preço da matéria-prima, especialmente em Mato Grosso.

Cabe ainda um destaque em relação à utilização de novas tecnologias para a produção de etanol no Brasil. Em 2017, 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 m³ 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 800 mil m³ em 2027.

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 o panorama do cumprimento das obrigações de estoques mínimos de combustíveis ao longo do ano de 2017, uma avaliação do abastecimento nacional e demais ações desenvolvidas pela Agência junto a outros órgãos.

5.1 Os estoques mínimos obrigatórios

A ANP, por meio de sua Superintendência de Distribuição e Logística (SDL), manteve, ao longo de 2017, o acompanhamento dos estoques semanais médios dos agentes de mercado, conforme estabelecido nas Resoluções ANP nº 45/2013 (óleo diesel e gasolina), nº 05/2015 (GLP) e nº 06/2015 (QAV).

Periodicamente, a Agência controla a adimplência do envio dos dados de estoque e analisa as informações recebidas dos agentes. As empresas que não cumprem com as obrigações são autuadas. Até o momento, a ANP lavrou 43 (quarenta e três) autuações e notificou 12 (doze) agentes pelo não envio das informações referentes ao ano de 2017. Cabe ressaltar que as análises dos quantitativos ainda não foram concluídas, logo, esses números podem aumentar.

De forma agregada, ao longo do ano de 2017, as obrigações de estoques de operação foram atendidas. A exceção ocorreu na Região Nordeste em relação aos estoques dos distribuidores de GLP. Esse cenário é, em linhas gerais, idêntico ao do ano passado. Cabe destacar que essa região é abastecida basicamente com GLP importado e operações de cabotagem a partir de Suape/PE, particularidade que demanda maior capacidade de armazenagem. Em locais onde o suprimento é realizado principalmente por refinarias, a capacidade de armazenagem pode ser inferior, uma vez que a frequência de entrega de produto é menor.

As tabelas com os estoques semanais médios praticados pelos distribuidores e as metas para gasolina A, óleo diesel A, QAV e GLP serão apresentadas a seguir.

Tabela 7 - Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m³).

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	Esm	Meta	Esm	Meta								
jan-17	95	23	29	16	138	63	244	124	124	51	629	277
fev-17	113	24	30	16	140	62	249	131	110	54	642	287
mar-17	108	25	29	17	145	66	245	144	106	56	634	309
abr-17	117	25	29	17	155	63	236	138	112	54	649	296
mai-17	126	25	30	16	166	64	251	127	148	53	720	286
jun-17	122	25	31	17	136	64	232	125	142	52	663	281
jul-17	141	26	28	16	120	65	225	127	118	53	632	288
ago-17	130	27	29	17	150	68	250	131	140	55	699	297
set-17	116	27	26	18	160	69	265	131	147	55	714	300
out-17	95	26	27	17	165	67	266	137	136	55	690	301
nov-17	87	26	24	17	144	66	254	142	137	57	646	307
dez-17	83	28	26	20	152	75	249	162	110	66	620	351

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

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								
jan-17	243	39	65	26	217	82	538	181	271	78	1.334	406
fev-17	222	41	60	27	205	78	512	207	267	83	1.264	436
mar-17	201	45	55	31	208	84	487	228	264	95	1.214	483
abr-17	229	42	50	31	193	81	475	223	257	89	1.204	466
mai-17	213	44	59	30	205	80	496	218	277	85	1.249	457
jun-17	219	45	55	29	199	82	490	226	303	88	1.265	470
jul-17	273	46	61	29	197	82	467	235	284	86	1.282	478
ago-17	294	48	51	31	231	86	506	244	284	89	1.365	499
set-17	329	43	53	29	198	86	500	237	237	90	1.317	485
out-17	283	42	51	30	189	86	510	229	293	85	1.326	472
nov-17	284	41	50	29	185	87	480	210	292	85	1.292	452
dez-17	264	40	65	28	198	90	459	195	284	78	1.271	431

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

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-17	19	11	40	38	77	77	10	5	146	130
fev-17	23	9	44	29	78	68	10	4	155	111
mar-17	24	9	43	27	77	70	10	4	154	111
abr-17	23	8	43	24	81	67	11	4	158	102
mai-17	26	8	42	24	83	70	11	4	162	105
jun-17	25	8	43	24	80	68	11	3	159	104
jul-17	30	8	38	28	72	73	10	4	150	113
ago-17	23	8	40	26	80	72	10	4	153	110
set-17	19	8	42	25	83	67	9	4	153	104
out-17	21	9	40	27	84	68	9	4	154	108
nov-17	19	9	37	26	77	64	9	4	142	103
dez-17	18	10	38	31	71	69	9	4	136	113

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-17	11	6	18	23	59	29	19	9	107	67
fev-17	10	6	17	23	51	30	16	10	94	69
mar-17	10	7	17	24	51	33	16	11	94	75
abr-17	10	7	12	24	46	31	16	10	84	71
mai-17	10	7	16	24	41	34	17	12	84	76
jun-17	11	7	16	25	42	35	14	12	82	79
jul-17	11	7	16	25	51	34	18	12	96	77
ago-17	10	7	15	27	56	36	19	12	100	82
set-17	9	7	16	25	56	33	18	11	99	76
out-17	11	7	23	24	103	32	36	11	172	73
nov-17	12	7	18	24	61	32	20	11	110	73
dez-17	11	7	17	25	60	34	20	11	107	77

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 Avaliação do Abastecimento em 2017

As vendas de derivados de petróleo apresentaram redução do ano de 2014 até 2016. Em 2017, os volumes se mantiveram nos patamares de 2016. Esse cenário econômico manteve estáveis as pressões sobre a necessidade de maior uso da infraestrutura. Assim, os principais problemas de abastecimento ocorrem quando há

alguma parada não programada de refinaria ou quando da ação de fatores exógenos, como greves e problemas climáticos na Região Norte (secas e cheias dos rios).

Contudo, cabe destacar que, sendo o país importador de parte da demanda de combustíveis, problemas relacionados a oferta desses produtos no exterior podem provocar impactos no abastecimento. Em 2017, a temporada de furacões no Golfo do México provocou aumento no preço dos combustíveis e atrasos na programação das entregas das importações. Ademais, tal particularidade reforça: (i) a necessidade de manutenção de estoques de operação por parte dos agentes e (ii) a relevância de investimentos nas infraestruturas de recebimento e armazenagem nos portos brasileiros.

De forma geral, no ano de 2017, os problemas no abastecimento foram superados sem grandes impactos aos consumidores. No entanto, em 2018, o fornecimento de combustíveis foi fortemente impactado por uma abrangente greve de caminhoneiros. Esse tema será abordado no capítulo seguinte deste relatório.

Por fim, cumpre apontar que, caso o Brasil volte a apresentar taxas positivas de crescimento econômico, caso não se verifique um aumento na capacidade nacional de refino, o conseqüente aumento da dependência externa de derivados pode recomendar a revisão do Decreto nº 238/1991, de forma a tornar necessária a constituição de reservas estratégicas de derivados de petróleo.

5.3 Outras Ações da ANP

Adicionalmente ao acompanhamento do abastecimento nacional de combustíveis, a ANP realizou ações junto a outros órgãos de governo.

Em 2017, a Agência se manteve inserida nos debates da Iniciativa Combustível Brasil por meio dos subcomitês relativos à infraestrutura, abastecimento e concorrência e competitividade. Além disso, participou efetivamente das licitações portuárias que envolveram áreas de armazenamento de combustíveis.

6 A Iniciativa Combustível Brasil e outros fatos relevantes

Entre setembro de 2016 e dezembro 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, o qual referendou seu entendimento com a edição da Resolução CNPE nº 15/2017.

6.1 Agenda Combustível Brasil

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.

Como estratégia de implementação das propostas coletadas em diversas reuniões e *workshops*, o CT-CB optou por uma subdivisão em quatro subcomitês, conforme a Figura 8.



Figura 8 - Estrutura do CT-CB em subcomitês.

6.1.1 Subcomitê Temático de Infraestrutura

O SCT Infraestrutura possui a agenda de trabalho mais extensa, com 9 propostas em desenvolvimento ao longo do ano de 2018. Inicialmente os esforços se concentraram na busca de incentivos para investimento em refino no País, com a condução dos trabalhos do GT Refino e Petroquímica sob coordenado do MME.

Em paralelo, tem-se avançado no mapeamento de áreas de infraestrutura, em medidas para dar celeridade aos processos relacionados à infraestrutura, bem como na possibilidade de se ampliar linhas de financiamento.

6.1.2 Subcomitê Temático de Abastecimento

As mudanças levadas a efeito na equipe gestora da SDL/ANP, a partir de janeiro de 2018, acabaram por atrasar a retomada das atividades neste SCT. Em meados de abril foi realizada reunião do SCT Abastecimento para apresentação do novo coordenador, do status das ações em curso e do plano de ação, com participação dos representantes do mercado visando a perscrutar eventuais novas propostas de temas para trabalho.

Apesar disso, a agenda de trabalho do SCT não foi prejudicada, uma vez que se verifica evidente aderência desta com a agenda regulatória definida pela Diretoria Colegiada da ANP. De fato, a Iniciativa Combustível Brasil serve de entrada para reforçar essas ações e, inclusive, ajustar prioridades onde possível.

6.1.3 Subcomitê Temático de Concorrência e Competitividade

A agenda de trabalho do SCT Concorrência e Competitividade teve como ação prioritária a renovação do Acordo de Cooperação Técnica celebrado entre a ANP e o Conselho Administrativo de Defesa Econômica (Cade), o que ocorreu no final do mês de março.

Além desta ação, iniciou-se os trabalhos decorrentes das recomendações constantes do Relatório aprovado pelo CNPE em sua última reunião ordinária, qual seja a revisão de ato normativo da ANP que regulamenta a Resolução CNPE nº 4/2005.

6.1.4 Subcomitê Temático de Tributação

O SCT Tributação avaliou o potencial do tratamento isonômico dos tributos de cada produto nas distintas Unidades Federativas, com possibilidade de se reduzir a complexidade tributária e o custo associado, incluindo a necessidade de provisionamento de recursos para eventuais multas a partir de interpretações divergentes entre o agente e a fiscalização.

A simplificação e a harmonização dos mecanismos tributários federais e estaduais, incidentes sobre a comercialização de combustíveis também foi objeto de estudo, sendo possível compilar uma lista de contribuições do setor que, devidamente estruturadas serão encaminhadas ao setor competente pela política tributária.

6.1.5 Grupo de Trabalho de Refino e Petroquímica

O núcleo operacional da Iniciativa, composto por MME, EPE e ANP, desenvolveu o “Relatório da Iniciativa Combustível Brasil - Setor de Combustíveis, Biocombustíveis e Demais Derivados de Petróleo” ao todo com 32 pospostas de ações e medidas, entre as quais 9 estão diretamente relacionadas com o GT criado pela Portaria MME nº 9/2018.

Esse GT teve por objetivo identificar, analisar e sugerir ações necessárias para incentivar investimentos em infraestrutura, notadamente em atividades nos setores de refino e petroquímica no País, com o objetivo de atender o disposto em seu artigo 1º.

De acordo com a Portaria, o GT teve como atribuições:

- I. Avaliar medidas e ações nos setores de refino e de petroquímica visando à garantia do atendimento das demandas internas do País no curto, médio e longo prazo;*
- II. Propor a realização de audiências, seminários e outros eventos com agentes e entidades para a discussão e análise de ações e medidas necessárias à atração de investimentos nas áreas de refino e de petroquímica; e*
- III. Propor os aperfeiçoamentos dos diplomas legais pertinentes.*

Além destas, foi estabelecido que o GT deveria alinhar seus trabalhos com os desenvolvidos no âmbito do Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), criado pela Resolução CNPE nº 15/2017.

O parque de refino brasileiro, composto por 17 refinarias, com capacidade de processamento superior a 2,3 milhões de bpd, dos quais 98% são operados pela Petrobras. As previsões atuais são de que o País continuará sendo importador dos principais derivados de petróleo.

O desinvestimento anunciado pela Petrobras, materializado nos *teasers* referente à venda de dois *clusters*^{xiii}, não representa aumento da capacidade de produção, de movimentação e de armazenamento de derivados, pois o que se prevê é apenas a mudança de titularidade de ativos. Portanto, para expansão da capacidade instalada há necessidade de mudanças no ambiente de negócios para atrair investimento nos setores de refino, petroquímica, infraestrutura de armazenamento e transporte, de forma a garantir o abastecimento nacional no médio e longo prazos.

A mudança na política de preços da Petrobras, acompanhando os preços do mercado internacional, é um facilitador para a atração de novos investimentos. Porém, sua posição hegemônica imputa aos demais agentes o receio em aplicar recursos nessa área, como apurado em reuniões junto aos potenciais investidores.

A indústria petroquímica, por seu turno, é organizada em produtores de primeira geração que produzem principalmente propeno, butadieno, benzeno, tolueno, xileno, entre outros; de segunda geração, a qual engloba petroquímicos intermediários, resinas termoplásticas, elastômeros, fibras, entre outros; e de terceira geração, que são os transformadores, os quais recebem os de segunda e os transformam em produtos finais.

O Brasil é um dos principais produtores de terceira geração com quase metade do que é produzido na América Latina, concentrada em policloreto de vinila (PVC), politereftalato de etileno (PET), polietileno, polipropileno e as resinas de engenharia.

Destarte, as medidas propostas que integram a minuta de Resolução CNPE são as seguintes:

I - promover ambiente de mercado competitivo e condições adequadas ao ingresso de novos agentes no setor;

II - promover a garantia das condições de acesso a terceiros a infraestrutura de movimentação de petróleo e seus derivados, resguardada a preferência de uso do proprietário;

III - promover a racionalidade e a simplificação tributária para o setor de refino e petroquímica;

IV - estimular a celebração de atos internacionais para atração de investimentos nos setores de refino e petroquímica;

V - considerar a produção de derivados em Zonas de Processamento de Exportação;

VI - harmonizar os programas de desenvolvimento dos mercados de biocombustíveis e de combustíveis fósseis;

VII - identificar e mitigar potenciais barreiras institucionais, legais e regulatórias que inibam o desenvolvimento de instrumentos de mercados de futuros para a proteção dos agentes;

VIII - identificar e eliminar potenciais barreiras para implementação de unidades de refino e petroquímica;

IX - estimular o processamento de petróleo proveniente de bacias sedimentares terrestres em unidades de refino e petroquímica no País;
e

X - avaliar a viabilidade da prestação de serviços do refinador para outros segmentos.

^{xiii} Disponível em <<http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-parcerias-em-refino-divulgacao-das-oportunidades-teasers>>.

6.2 Greve dos caminhoneiros

A greve dos caminhoneiros teve início em 21 de maio de 2018 e, encerramento no dia 31 do mesmo mês. Durante esse período, o mercado de combustíveis enfrentou sérias restrições ao abastecimento. No primeiro dia, não houve impacto relevante no abastecimento. Contudo, ao longo da semana, com a intensificação dos bloqueios nas rodovias, o abastecimento de combustíveis sofreu graves impactos.

Com o objetivo de mitigar tais impactos, a ANP adotou algumas medidas de caráter emergencial quais sejam:

- ✓ Liberação da vinculação de marca para vendas de distribuidoras de combustíveis líquidos, combustíveis de aviação e GLP;
- ✓ Suspensão da exigibilidade das resoluções de estoques operacionais mínimos de gasolina e óleo diesel, QAV e GLP;
- ✓ Flexibilização da obrigatoriedade de mistura de biodiesel no óleo diesel A e de etanol anidro entre 18% e 27% da mistura na gasolina A;
- ✓ Permissão de venda dos Transportadores-Revendedores-Retalhistas (TRR) para postos revendedores;
- ✓ Liberação de engarrafamento de distribuidoras de GLP para vasilhames de outras marcas; e
- ✓ Intensificação dos canais para recebimento de denúncias sobre preços abusivos de combustíveis.

Além disso, a Agência solicitou auxílio a outros órgãos para desbloqueio das vias de transporte de combustíveis, em ações coordenadas no âmbito da Operação São Cristóvão, e estabeleceu canal direto e regular para obtenção de informações junto aos sindicatos de distribuidores e aos principais agentes regulados do *downstream*.

A ANP acompanhou diariamente os impactos no abastecimento de combustíveis. Ao longo do período de greve, a SDL/ANP criou dois relatórios de acompanhamento. O primeiro era atualizado duas vezes por dia e continha a situação dos produtos por UF. A Figura 9 apresenta um exemplo do controle diário referente aos estados da Região Centro-Oeste.

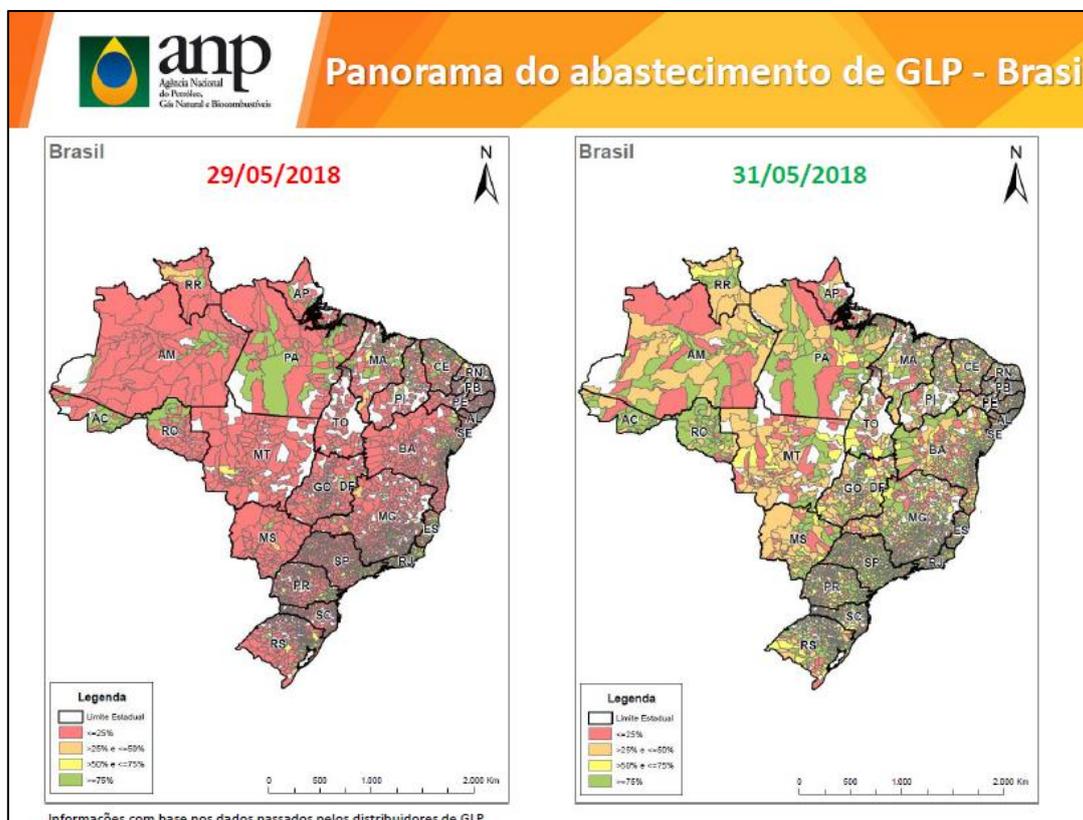
 **Boletim de Acompanhamento**
n° 05 / 2018 / SDL-ANP
29/05/2018 - 18:00

Fonte: SFI-ANP, SIM-ANP, Plural, Brasilcom, notícias da imprensa local.
*O ícone pode não representar a situação em todo o estado e tem caráter qualitativo.

Região	UF	Situação atual (Ícone Capital)	Situação anterior 29/05 - 12h	Situação Diesel e Gasolina	Observação de Campo (SFI-ANP)	Fontes primárias de abastecimento
CENTRO OESTE	DF			1 - SITUAÇÃO PIOROU na parte da tarde. Apenas 30% dos postos com combustíveis (terça); 2- Falta Anidro (terça) 3- bloqueios na BR-040, km 10 de GO, prejudica DF. Escaramuças ocorrendo entre grevistas. (terça); 4 - Sindicatos informam que o problema de desabastecimento continua pelo menos até o fim de semana (terça); 5- Mais de 100 caminhões com combustíveis líquidos e GLP saíram de distribuidoras na tarde de segunda; 6 - Carregamentos realizados ontem com escolta (segunda); 7 - Bases entregam apenas com escolta; 8 - Começa a haver ruptura no estoque de etanol anidro para mistura com gasolina.	Postos estão recebendo combustíveis mas ainda há grande filas. A situação mais crítica é do GLP. Não há mais estoques. Força nacional está escoltando um comboio de 26 caminhões tanques de GLP parados a 200km de Brasília. Esse estoque em trânsito abastece o DF por um dia e meio. Aeroporto com 95% dos tanques cheios.	
	GO			1 - Sindiposto estima que 70% das cidades goianas estão sem nenhum tipo de combustível (terça); 2- Dados PPF: Pontos de protestos aumentaram de 49 (segunda) para 53 (terça); 3- Transporte Público apenas 40% (terça); 4 - 90% das distribuidoras em Goiás já registram a falta do produto nesta segunda-feira; 5- Problemas no interior do estado (segunda); 6- 70% dos postos no estado estão sem combustível nesta segunda-feira; 7 - Cidades: 100% sem combustível: Rio Verde, Jataí, Piracanjuba, Catalão, Jussara, Porangatu e Lucilândia (segunda); 8 - Goiânia: 60% dos postos sem etanol; 95% estão sem etanol e sem gasolina. (segunda); 9 - Pool de Senador Canedo entrega apenas com escolta, com baixo volume de entrega;	Combustível nos postos revendedores acaba hoje. Não há GLP há 03 dias, sendo que os hospitais estão sendo prejudicados. Aeroporto ainda funciona com estoque para mais um dia.	
	MS			1 - Campo Grande abastecida (terça); 2- Interior com muitos municípios ainda sem combustíveis (terça); 3 - Caminhoneiros não bloqueiam rodovias (terça); 4- Campo Grande: maioria dos postos abastecidos (terça); 5 - Cidades ainda com problemas no interior, diversos sem combustíveis (terça); 6- Sindicato dos postos diz que 80% dos estabelecimentos de Campo Grande já têm combustíveis (segunda); 7 - Cargas saindo escoltadas: Campo Grande (segunda); 8 - Caminhões com combustível já estão circulando normalmente das distribuidoras da cidade até os postos (segunda); 9 - Terminal da Granel Química em Ladário paralisado.	Algumas cidades do interior ainda estão sem combustível embora as estradas comecem a ser desbloqueadas. A tendência é a situação começar a se normalizar a partir de amanhã. Capital tem combustível em metade dos postos.	
	MT			1 - MELHORAS, mas problemas no GLP. Cuiabá já com combustíveis em vários postos. PPF espera que quatro caminhões sejam escoltados até o estado (terça); 2- Líquido e GLP passando pelos bloqueios? escolta do Exército (terça); PPF realizou escoltas de combustíveis para Cuiabá, Alta Floresta e mais 10 municípios do interior, mas abastecimento ainda não é regular. 3- três municípios em estado de emergência: Sorriso, Tangará da Serra, Chapada dos Guimarães (terça); 4- Caminhoneiros bloqueando ponto da BR-164 votaram por prosseguir a greve (segunda); 5- Bases com bloqueios (nos acessos ou na própria base): Rondonópolis e Cuiabá (segunda); 6 - Bases no geral entregam apenas com escolta;	Governo estadual declarou que a situação na capital se normaliza em três dias. No interior, devido as distâncias, a normalidade voltará em cerca de 10 dias. Há GLP no Estado.	

Figura 9 - Boletim de Acompanhamento ANP - Greve dos caminhoneiros.

O segundo foi elaborado posteriormente, apenas para o mercado de GLP, e contemplava a situação mapeada por município em uma comparação entre o abastecimento naquele período e um cenário de normalização no suprimento do produto. A Figura 10 ilustra um exemplo da análise comparativa do abastecimento de GLP nos dias 29 e 31 de maio de 2018.



Entre os combustíveis que sofreram impactos durante a greve dos caminhoneiros, o GLP merece atenção especial. Após o fim das paralisações, os mercados, em linhas gerais, recuperaram rapidamente os estoques deplecionados e a normalidade do abastecimento. O abastecimento de etanol apresentou dificuldade em alguns pontos, devido ao fato de as usinas não estarem concentradas geograficamente. O mercado de GLP, por sua vez, levou mais de um mês para se normalizar.

Nesse contexto, cabe lembrar que o GLP possui a menor infraestrutura para estocagem. Os distribuidores possuíam, em média, ao final do ano de 2017, 4,2 dias de demanda em capacidade de armazenagem, enquanto os distribuidores de combustíveis líquidos apresentavam tancagem referente a 11,4 dias de demanda. Ao mesmo tempo, a capacidade de oferta de GLP pelo maior supridor é limitada, devido à capacidade de produção e de importação. Em momentos pós-crise, capacidades de armazenagem e de fornecimento são importantes instrumentos de recuperação do abastecimento.

Cabe lembrar que a Resolução ANP nº 15/2005 encontra-se judicializada pelo Sindicato Nacional das Empresas Distribuidoras de Gás Liquefeito de Petróleo (Sindicás) e, desta forma, a ANP está impossibilitada de aplicar as penalidades pelo não cumprimento da referida norma.

6.3 Acordo OPEC - Rússia

Países integrantes da OPEC e a Rússia acordaram, no final de 2016, reduzir a produção de petróleo em 1,8 Mbpd. O acordo para o corte de produção expirou em março de 2018^{xiv}.

Por seu turno, EUA e outros países aumentaram sua produção de petróleo no período de forma significativa, com os principais números compilados no Quadro 4.

Quadro 4 - Aumentos de produção de petróleo mais significativos.

País	Aumento médio na produção (mil bpd)
Irã	380
Brasil	126
Canadá	361
EUA	691
Iraque	97
Total	1.655

Fonte: IEA (2018b), BP (2018).

Assim, os cortes de produção tiveram seu efeito relativamente mitigado no período, devido ao aumento de produção de petróleo de alguns países, entre os quais o Brasil.

6.4 Embargos ao Irã

Em agosto de 2018, o presidente americano Donald Trump retirou os EUA de acordo nuclear firmado em 2015 pelo então presidente Barack Obama, afirmando que o Irã estava descumprindo o acordo, alegando também que o Irã não combate efetivamente o terrorismo e, portanto, deveria o acordo ser estendido para além de 2030. Em contrapartida, a Agência Internacional de Energia Atômica, ao fazer as inspeções regulares, havia atestado e confirmado que o acordo estava sendo cumprido.

Ao se retirar do acordo os EUA voltam a impor sanções a economia iraniana, entre elas estão principalmente a sanção ao petróleo iraniano, que aos poucos vinha retomando seu lugar no mercado internacional. A partir de novembro de 2018, entra em vigor novo embargo: quem comercializar o petróleo iraniano fica impossibilitado de comercializar com os EUA^{xv}.

Isso vem surtindo efeito na economia do país árabe, com empresas europeias deixando o país e findando acordos existentes, como Renault e Peugeot. A Total, grande petrolífera francesa, emitiu uma nota afirmando que se desligará de projetos que previam investimentos de bilhões de dólares no Irã^{xvi}. O que ocorre, de fato, é que os países não podem deixar de negociar com os EUA, país de PIB trilionário, para comercializar com um país limitado e com economia ainda na casa dos US\$ 400 bilhões.

^{xiv} Disponível em <<https://www.reuters.com/article/us-opeec-meeting/opeec-non-opeec-agree-first-global-oil-pact-since-2001-idUSKBN13Z0J8>>.

^{xv} Disponível em <<https://oglobo.globo.com/mundo/ira-nao-vai-deixar-de-exportar-petroleo-afirma-chanceler-22959444>>.

^{xvi} Disponível em <<https://istoe.com.br/gigante-do-petroleo-total-encerra-oficialmente-atividades-no-ira/>>.

Ainda que a União Europeia tenha colocado em pauta o Estatuto de Bloqueio, este conseguirá atingir apenas pequenas e médias empresas, enquanto as grandes multinacionais irão sucumbir ao embargo. Estima-se que o Irã deixe de comercializar 1,1 Mbpd, perdendo grande parte de seu mercado ocidental, mas favorecendo relações, com países asiáticos, como Rússia e Índia, os quais continuarão a comercializar o petróleo.

Convém lembrar que o Irã se absteve de cooperar com tentativa da OPEC de aumentar os preços do petróleo ao impor cortes de produção à maioria de seus membros^{xvii}.

Em resposta a esse embargo, a economia já se movimentou e a cotação do petróleo (Brent) ultrapassou o patamar de US\$ 80/b no mercado futuro, com perspectiva de chegar a US\$ 100/b até o final do ano, caso se concretizem as sanções do presidente Donald Trump.

Por fim, é importante frisar que, apesar da capacidade operacional para produção nos blocos mais relevantes do Irã é de empresas que, como a Total, preferem não correr riscos de sanções americanas, há empresas russas como a Tatneft e Zarubezhneft, que provavelmente não deixarão seus blocos. A Tatneft possui contrato de um campo com potencial de 500 mil bpd, o qual a exploração teve início em março de 2016.

^{xvii} Disponível em : <<https://fas.org/sgp/crs/mideast/RS20871.pdf>>.

7 Conclusões e providências

O GT do SINEC ao CNPE as seguintes conclusões dos estudos elaborados ao longo do ano de 2018:

- 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 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 2,52% e 4,64% da produção mundial; e
 2. em caso de ocorrência de eventos críticos internos, estes representarem perdas efetivas de produção inferiores a 2,63%; e

Por fim, o GT entende como necessárias as seguintes providências:

- a) Avaliar conveniência e oportunidade para iniciar processo legislativo de modificação da legislação que trata do Sistema Nacional de Estoque de Combustíveis, com o objetivo de: (i) incluir demais combustíveis (óleo diesel, gasolina, GLP e QAV) no escopo de produtos integrantes das reservas estratégicas (alteração do inciso I do art. 2º do Decreto nº 238/1991); e (ii) alterar a periodicidade de encaminhamento do Plano Anual de Estoque Estratégicos de Combustíveis ao Congresso Nacional, ficando a cargo do CNPE a avaliação de sua necessidade e oportuno encaminhamento (§1º, art. 4º da Lei nº 8.176/1991);
- b) Envidar esforços visando o desenvolvimento da Análise Quantitativa de Riscos utilizando a Matriz Insumo Produto como ferramenta para dimensionar o impacto na economia de eventual indisponibilidade de combustíveis;
- 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; e
- d) Avaliar conveniência e oportunidade de incluir na agenda regulatória da ANP a revisão do normativo infralegal para estoques de operação, à luz dos impactos da greve de maio de 2018 e da nova conformação no fornecimento primário de derivados de petróleo.

GLOSSÁRIO

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).

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.

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.

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.

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

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

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.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO (1999). Nota Técnica nº 010. Sugestão de Posicionamento da ANP sobre a Questão dos Estoques Estratégicos de Combustíveis. Novembro de 1999.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2018a). Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis: 2017. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2018>>.

ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (2018b). Dados estatísticos mensais. Disponível em : <<http://www.anp.gov.br/dados-estatisticos>>.

BP. BRITISH PETROLEUM (2018). *BP Statistical Review of World Energy*. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>>.

CONAB. COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (2018). Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar. Disponível em: <<https://www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana>>.

CNPE. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (2001). Comitê Técnico 06. Importação de Energéticos e Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis: estudo preliminar sobre estoques estratégicos de combustíveis. Fevereiro de 2001.

EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (2017). *Maritime chokepoints are critical to global energy security*. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=32292>>.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018a). Balanço Energético Nacional - Séries Históricas Completas. Disponível em: <<http://epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>>.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018b). Balanço Energético Nacional 2018: Ano base 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/balanco-energetico-nacional-2018>>.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018c). Plano Decenal de Expansão de Energia 2027. Versão em consulta pública, conforme Portaria MME nº 460, de 24 de outubro de 2018. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2027>>.

EPE. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (2018d). Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - Web Map EPE. Disponível em: <<https://gisepeprd.epe.gov.br/webmapepe/>>.

IBGE. INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (2018). Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2017. Disponível em <https://biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101566_informativo.pdf>.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2014). *Energy Supply Security: The Emergency Response of IEA Countries 2014*. Disponível em: <<https://webstore.iea.org/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014>>.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2018a). *Key World Energy Statistics 2017*. Disponível em: <<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2017.pdf>>.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2018b). *Oil Market Report*. Disponível em: <<https://www.iea.org/oilmarketreport/omrpublic>>.

MAPA. MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (2011). Cronologia da Mistura Carburante Automotiva Disponível em: <[http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/01-Mistura%20etanol%20anidro-gasolina-CRONOLOGIA\(Atualiz_02_09_2011\).pdf](http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/Orientacoes_Tecnicas/01-Mistura%20etanol%20anidro-gasolina-CRONOLOGIA(Atualiz_02_09_2011).pdf)>.

MAPA. MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (2018). Acompanhamento da Produção Sucroalcooleira. Disponível em: <<http://www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/acompanhamento-da-producao-sucroalcooleira>>.

MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (2013). Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis. Dezembro de 2013.

OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (2018). *World crude oil exports by country, 2017*. Disponível em <<http://asb.opec.org/index.php/data-download>>.

WORLD BANK (2018). *World Bank Open Data*. Produto Interno Bruto por país. Disponível em: <<https://data.worldbank.org/indicator/NY.GDP.MKTP.CD>>.