



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

NOVEMBRO DE 2022

MINISTÉRIO DE
MINAS E ENERGIA



PÁTRIA AMADA
BRASIL
GOVERNO FEDERAL

**Relatório de Atividades:
Sistema Nacional de Estoques de
Combustíveis**

ao Conselho Nacional de Política Energética

Brasília

Novembro de 2022



Ministério de Minas e Energia

Ministro

Adolfo Sachsida

Secretário Executivo

Hailton Madureira de Almeida

**Secretário de Petróleo, Gás Natural e
Biocombustíveis**

Rafael Bastos da Silva

Ministério de Minas e Energia – MME

Esplanada dos Ministérios – Bloco "U" – 8º andar

70065-900 – Brasília – DF

Tel.: (55 61) 2032 5555

www.mme.gov.br

Coordenação e Participantes

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (COORDENAÇÃO)

DANIELLE LANCHARES ORNELAS

DEIVSON MATOS TIMBÓ (COORDENADOR)

RENATO LIMA FIGUEIREDO SAMPAIO

RONNY JOSÉ PEIXOTO

VÍCTOR LOPES DE LIMA

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE)

ANGELA OLIVEIRA DA COSTA

LEÔNIDAS BIALLY OLEGÁRIO DOS SANTOS

MARCELO CASTELLO BRANCO CAVALCANTI

PATRÍCIA FEITOSA BONFIM STELLING

RAFAEL BARROS ARAUJO

ROBERTA DE ALBUQUERQUE CARDOSO

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP)

JANAÍNA MARTINS FERREIRA

RUBENS CERQUEIRA FREITAS

VÍCTOR HUGO TROCATE DA SILVA

GABINETE DE SEGURANÇA INSTITUCIONAL DA PRESIDÊNCIA DA REPÚBLICA (GSI/PR)

MÁRCIO BRAGA DE SOUZA

RÔMULO AMARAL

Sumário

LISTA DE FIGURAS	6
LISTA DE GRÁFICOS	7
LISTA DE TABELAS	8
LISTA DE QUADROS	9
APRESENTAÇÃO	10
INTRODUÇÃO	11
2 Base legal, definições e estudos precedentes	12
2.1 Base legal atual	12
2.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação	14
2.3 Definição de reserva estratégica e estoques de operação.....	14
2.4 Matriz Energética.....	15
2.5 Segurança Energética.....	17
2.6 A atual crise energética mundial em função dos conflitos geopolíticos na Europa.....	20
2.7 Destaque das ações governamentais relacionadas ao tema em 2022	22
3 Reservas estratégicas	24
3.1 Petróleo.....	24
3.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo	29
3.3 Cenário brasileiro para o petróleo.....	37
3.4 Etanol carburante	42
3.5 Cenário brasileiro para o etanol	50
4 Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil	52
4.1 Petróleo.....	52
4.2 Etanol	56
5 Estoques de Operação	60
5.1 Os estoques mínimos obrigatórios	60
5.2 Avaliação do Abastecimento em 2021	62
6 Conclusões e providências	65
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	66

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Processo de gestão de riscos	18
Figura 2 – Tráfego marítimo pelo Estreito de Hormuz em 30 out. 2022	20
Figura 3 – Sistema de resposta a emergências da IEA	30
Figura 4 – SPR chinesa em suas 3 fases	35
Figura 5 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil (safra 2021/22)	50
Figura 6 – Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento ao refino	53

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação na OIE por energético	16
Gráfico 2 – Dependência externa total de energia	16
Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados	17
Gráfico 4 – Margens de refino no Golfo do México (USGC).....	22
Gráfico 5 – Frequência de eventos vs. tempo de interrupção	26
Gráfico 6 – Frequência de eventos vs. deficiência média no fornecimento	26
Gráfico 7 – Frequência de eventos vs. deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial	27
Gráfico 8 – Frequência e magnitude dos eventos críticos internos.....	29
Gráfico 9 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2021.....	38
Gráfico 10 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2022-2031	39
Gráfico 11 – Previsão das reservas provadas e da R/P nacionais 2022-2031	40
Gráfico 12 – Projeção da exportação líquida de petróleo no Brasil 2022-2031	41
Gráfico 13 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2022-2031	42
Gráfico 14 – Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial	57
Gráfico 15 – Evolução das vendas nacionais, pelas distribuidoras, dos principais derivados de petróleo – 2012 a 2021	63
Gráfico 16 – Saldo líquido dos principais derivados de petróleo no Brasil	63

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956.....	25
Tabela 2 – Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001	27
Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002.	28
Tabela 4 – Visão geral dos sistemas de estoques dos países membros da IEA.	32
Tabela 5 – Resumo da experiência internacional.....	33
Tabela 6 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo	36
Tabela 7 – Fixação do percentual de mistura vigente entre o lançamento do Proálcool e a adoção de percentual de 20% no território nacional.....	44
Tabela 8 – Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil (Mbpd)	52
Tabela 9 – Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m ³)	60
Tabela 10 – Estoque de óleo diesel A S500 nos distribuidores (mil m ³)	61
Tabela 11 – Estoque de óleo diesel A S10 nos distribuidores (mil m ³)	61
Tabela 12 – Estoque de QAV nos distribuidores (mil m ³)	62
Tabela 13 – Estoques de GLP nos distribuidores (mil t)	62

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Matriz de probabilidade e impacto	53
Quadro 2 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos.....	55

APRESENTAÇÃO

Em 2022, o Ministério de Minas e Energia (MME) promoveu 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 finalidade deste documento é subsidiar o Conselho Nacional de Política Energética (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.

INTRODUÇÃO

A Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, com apoio das equipes técnicas da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) e do Gabinete de Segurança Institucional da Presidência da República (GSI/PR), elaborou o presente documento, a ser apreciado pelo CNPE no ano de 2022.

Em que pese este documento apresentar os dados estatísticos consolidados referente ao ano de 2021, dada a apreciação pelo CNPE ocorrer no final do ano de 2022, entendeu-se pertinente que reflita os impactos decorrentes da crise energética mundial de combustíveis decorrentes do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, bem como as principais ações adotadas no País para o enfrentamento da crise, sob a ótica da garantia do suprimento de combustíveis.

O presente relatório está organizado em 6 capítulos que incluem, além desta introdução, fundamentos, análises, conclusões e recomendações, para subsidiar o CNPE no cumprimento de sua obrigação legal de assegurar o adequado funcionamento do SINEC.

O capítulo 2 apresenta a base legal referente ao assunto, definições de reserva estratégica e estoques de operação e a importância do petróleo na matriz energética nacional. 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.

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, regulamentados pela ANP com atos normativos 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 existentes são suficientes para sua adequada operação.

O Capítulo 6 apresenta as conclusões e recomendações decorrentes deste estudo.

2 Base legal, definições e estudos precedentes

Este capítulo apresenta a base legal atual, registrando 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, de 8 de fevereiro de 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 Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (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 à 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, de 24 de outubro de 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, o que compreende o SINEC:

(...)

Art. 2º O SINEC compreenderá:

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

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

§ 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 de 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, as prioridades para o ano seguinte e orienta a elaboração da Lei Orçamentária Anual, 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 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 atos normativos da ANP.

Em que pese o Decreto nº 9.759, de 11 de abril de 2019, que extinguiu o grupo de trabalho instituído pela Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, o CNPE segue cumprindo a missão de assegurar o adequado funcionamento do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e o cumprimento do Plano Anual de Estoques Estratégicos de Combustíveis, de que trata o art. 4º da Lei nº 8.176/1991. Assim, o presente relatório, que tem por objetivo subsidiar deliberações e demais providências do Conselho acerca do SINEC, foi elaborado por representantes de MME, ANP, EPE e GSI/PR.

2.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação

O relatório do GT-SINEC de 2013 consignou a necessidade de atualização ou complementação da regulamentação da Lei nº 8.176/1991 (MME, 2013).

Isso porque, desde a 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).

O Processo nº 48000.001986/2014-75 materializa proposta de atualização da 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.

Mais recentemente, essa indicação foi ratificada como uma recomendação do Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB), materializada em relatório elaborado sobre o tema estoques de combustíveis (MME, 2021)

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 Agência, 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 (EU). A obrigação de manter estoques mínimos de petróleo e/ou derivados foi imposta aos estados-membros, 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 (EU, 2009).

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. Uma política pública efetiva fez com que o acesso à eletricidade seja praticamente universal em todo o país: 99,5% da população possui acesso à eletricidade (IBGE, 2020).

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 é predominantemente *offshore*, com grande contribuição das bacias de Santos e Campos. O Pré-sal brasileiro se consolida como um ativo de classe mundial, com o desenvolvimento revelando grande potencial em águas ultraprofundas. Descoberta em 2006, a produção de petróleo na região superou, em 2021, 2,2 milhões de barris/dia, contribuindo decisivamente para o aumento da exportação dessa *commodity* e para os resultados positivos da balança comercial brasileira (ANP, 2022a).

Os produtos da cana seguem com alta participação na produção de energia primária, alcançando 49.423 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 2021, 15% do total, atrás apenas dos produtos derivados do petróleo (EPE, 2022a). Analisando apenas o setor de transporte, a energia renovável respondeu por 22,6% dessa demanda setorial em 2021 (EPE, 2022a), com as tecnologias *flex fuel* representando 82,2% das vendas de novos veículos leves (ANFAVEA, 2022).

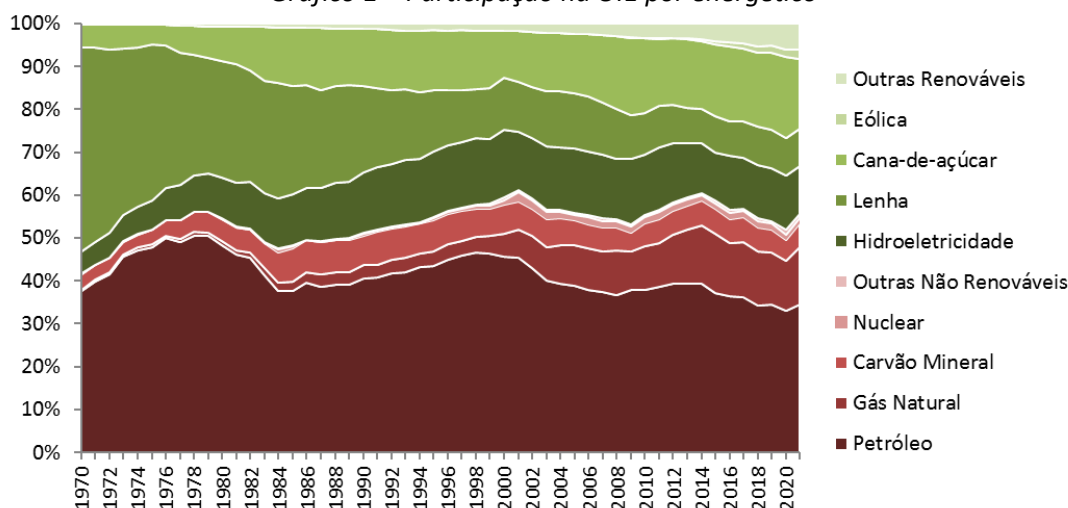
A importância do petróleo

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 (34,4%), liderança ocupada desde o ano de 1973. O Gráfico 1 apresenta a evolução da OIE total entre os anos de 1970 e 2021. O Brasil, que registrava OIE de 66.946 mil

tep em 1970, alcançou 301.478 mil tep no ano de 2021, equivalente a um crescimento anual médio de 3,07%.

A ordem de relevância dos energéticos para a OIE brasileira, após o petróleo e derivados, é: derivados da cana-de-açúcar (16,4%), gás natural (13,3%), hidroeletricidade (11,0%), lenha e carvão vegetal (8,7%), outras renováveis (6,1%), carvão mineral e derivados (5,6%), eólica (2,1%), nuclear (1,3%) e outras não renováveis (1,0%). Aqui o registro para a inédita superação da energia eólica sobre a energia nuclear.

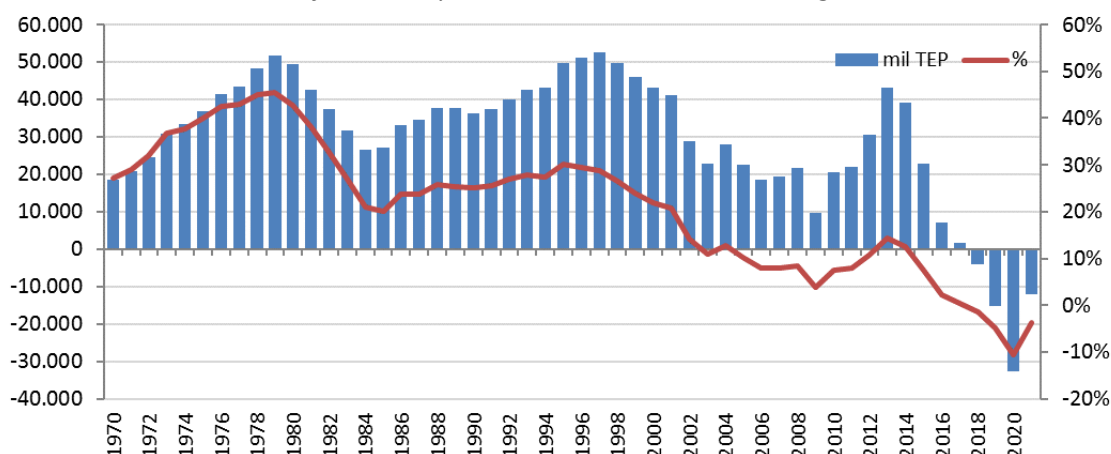
Gráfico 1 – Participação na OIE por energético



Fonte: elaboração própria, a partir de EPE (2022a).

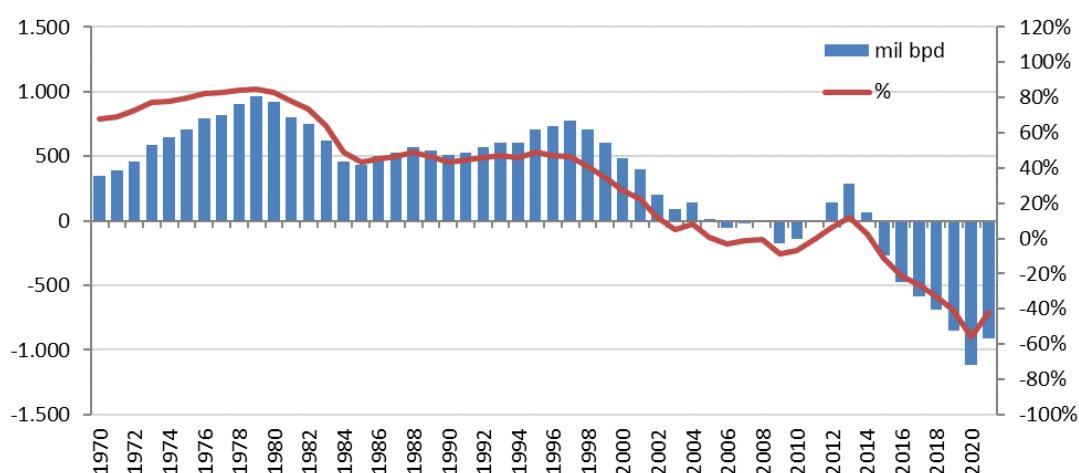
Por ser o energético de maior consumo, o petróleo influencia diretamente o comportamento da matriz energética nacional, bem como a dependência externa de energia. Os gráficos apresentados a seguir ratificam essa assertiva. O ápice da dependência externa do petróleo no Brasil ocorreu em 1979, quando se importava 85% da 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.

Gráfico 2 – Dependência externa total de energia



Fonte: elaboração própria, a partir de EPE (2022a).

Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados



Fonte: elaboração própria, a partir de EPE (2022a).

2.5 Segurança Energética

Este item aborda questões de segurança energética e das vulnerabilidades que trazem riscos aos sistemas energéticos (YERGIN, 2011). Apresenta-se os fundamentos da gestão de risco adotada, os quatro componentes usuais da segurança energética e considerações sobre a cadeia de abastecimento global.

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 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 (ANP, 2015).

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).

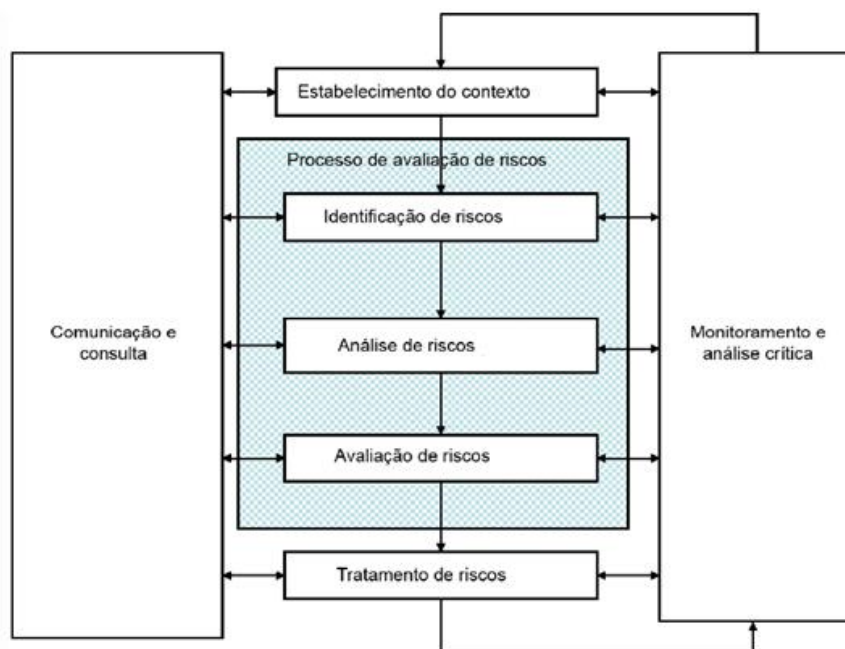


Figura 1 – Processo de gestão de riscos

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.

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. 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.

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 a intensidade do tráfego marítimo pelo Estreito de Hormuz, ponto de passagem de mais 20 milhões de barris por dia (Mbpd) de todo o petróleo bruto e derivados comercializados por via marítima, praticamente um terço do comércio mundial.

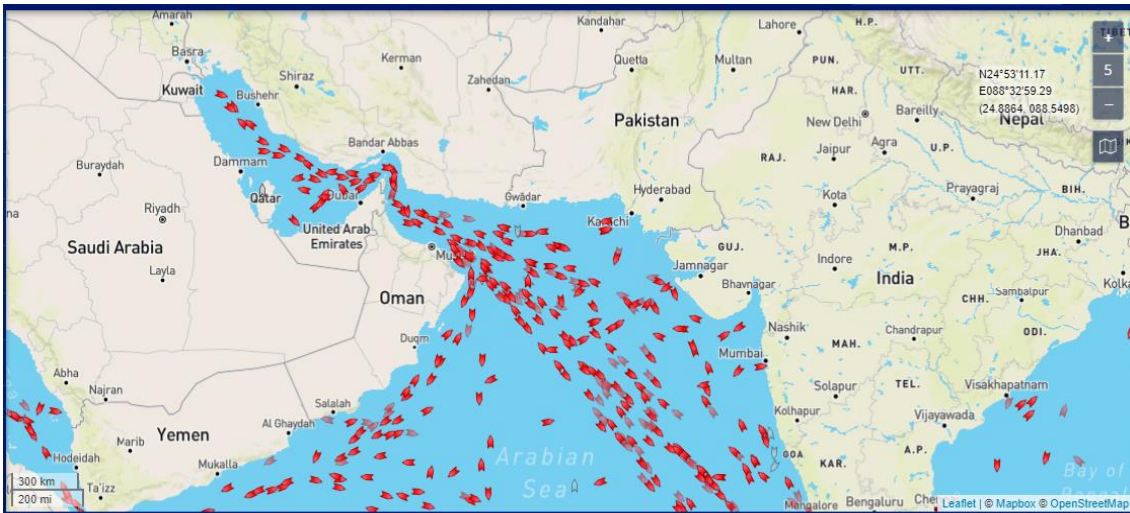


Figura 2 – Tráfego marítimo pelo Estreito de Hormuz em 30 out. 2022

Fonte: marinetransport.com.

Estima-se que cerca de 80% do petróleo que passou por esse gargalo logístico tem como destino os mercados asiáticos, com destaque para China, Japão, Índia, Coreia do Sul e Cingapura. Cerca de 115 bilhões de m³ de GNL transitaram pelo Estreito de Hormuz em 2018, representando mais de 30% de seu comércio global (EIA, 2019).

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 inferior a 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.

O incidente marítimo com o navio porta-contêineres *Ever Given*, que interrompeu o Canal de Suez em 2021, impactou a economia mundial, uma vez que o Canal é uma das principais artérias econômicas do mundo, já que por ele passa mais de 12% do comércio mundial. Ainda que haja outras rotas e alternativas, no sentido do Mar Vermelho para o Mediterrâneo passam milhões de barris de petróleo todos os anos, mais concretamente 7% da produção mundial. Enquanto no sentido inverso passa também uma percentagem significativa de mercadorias, mas menor, cerca de 5%, de produtos refinados.

2.6 A atual crise energética mundial em função dos conflitos geopolíticos na Europa

O equilíbrio entre oferta e demanda de petróleo e derivados a nível mundial começou o ano de 2022 desbalanceado (IEA, 2022a), pelo lado da demanda, com retomada da economia decorrente do avanço da imunização contra a Covid-19, e, pelo lado da oferta, com restrições de oferta devido a sanções econômicas ao Irã e não investimento para manutenção da produção.

Nos Estados Unidos, os estoques de petróleo cru que se encontravam no início de 2022 abaixo da média histórica dos últimos 5 anos apresentaram elevações progressivas ao longo de 2022. Os estoques de derivados, no entanto, encontram-se ainda abaixo das médias históricas de 5 anos.

Em 24 de fevereiro, com o início do conflito entre a Rússia e a Ucrânia, as tensões geopolíticas na Europa associadas às sanções econômicas à Rússia agregaram incerteza e volatilidade ao mercado de petróleo e derivados, que já encontra condições justas de atendimento da demanda (IEA, 2022a; 2022b).

Entre as medidas lançadas para retomar o equilíbrio, além do uso das reservas estratégicas de petróleo constituídas (IEA, 2022c), foram adotadas medidas para redução do consumo de combustíveis derivados de petróleo (IEA, 2022d) e para reduzir a dependência da União Europeia do gás natural russo (IEA, 2022e).

Os embargos ao petróleo russo também estão sendo implementados. Há iniciativa de empresas para deixar de fazer negócios com a Rússia, inclusive do setor energético, tais como BP, Shell e ExxonMobil (CNN BRASIL, 2022). Os EUA baniram a importação de petróleo, derivados, gás natural liquefeito e carvão russos desde o mês de março/2022 (WH, 2022) e a União Europeia iniciará as sanções ao petróleo russo em 05/12/2022.

A Rússia tem participação relevante no mercado de gás natural, na produção de petróleo e derivados. No mercado de gás natural, o país é o maior exportador mundial do produto, tendo exportado, em 2021, aproximadamente, 210 bilhões de m³ via gasoduto, sobretudo, para a Europa (IEA, 2022f). No mercado de petróleo, em 2021, o país foi responsável por 14% da produção mundial, com cerca de 10,5 Mbpd (IEA, 2022f).

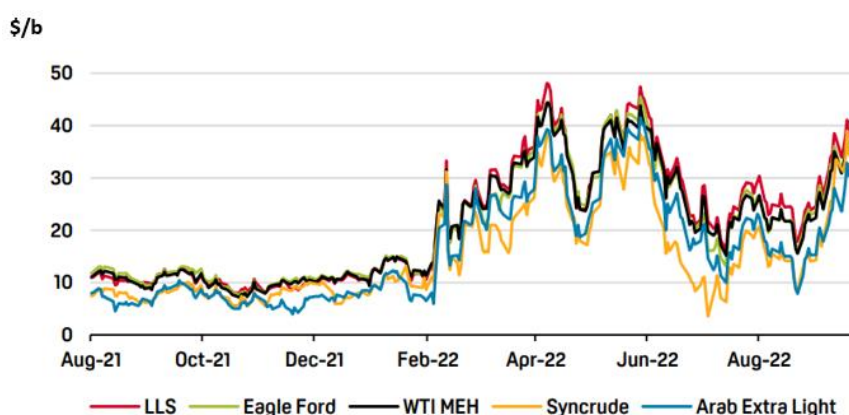
Em que pese, os significativos impactos para a Europa no tocante ao fornecimento do gás para residências e para a indústria, no Brasil, os impactos mais significativos foram sentidos no mercado de derivados, considerando-se, sobretudo, os impactos no balanço mundial de diesel e QAV.

A capacidade de refino russa é estimada em 6,9 Mbpd. As empresas russas passaram a última década investindo pesadamente em capacidade de refino primária e secundária para aproveitar a tributação favorável do governo, bem como a crescente demanda global de diesel. Como resultado, a Rússia conseguiu mudar a grande maioria de sua produção de combustível para atender aos padrões Euro 5 (10 ppm de enxofre). A estratégia energética da Rússia priorizou a autossuficiência em gasolina, por isso tende a exportar volumes mínimos.

No entanto, as refinarias russas produzem aproximadamente o dobro do diesel necessário para satisfazer a demanda doméstica e normalmente exportam metade de sua produção anual, grande parte para os mercados europeus. Em 2021, as refinarias russas processaram 5,6 Mbpd de petróleo e exportaram 2,8 Mbpd de derivados de petróleo. A Europa continua a ser um mercado importante para os produtos petrolíferos russos. Em 2021, a Rússia exportou 750 Kbpd de diesel para a Europa, atendendo 10% da demanda (IEA, 2022f).

A partir do início do conflito Rússia-Ucrânia, como consequência da relação justa entre oferta e demanda mundial de derivados, há alteração das margens do refino no ano de 2022 com impactos nos preços dos derivados, visualizado de sobremaneira no diesel.

Gráfico 4 – Margens de refino no Golfo do México (USGC).



Fonte: Platts (2022). *Refining Margin Report 19/out/2022*.

O gráfico 4 apresenta as margens de processamento de petróleo nas refinarias, em dólar americano por barril, na região do Golfo do México, porção americana.

As margens de refino são exibidas em relação às diferentes origens e características das cargas processadas nas refinarias da região. No caso, o LLS representa o tipo *Light Louisiana Sweet* (LLS); o *Eagle Ford* representa o petróleo proveniente da bacia sedimentar com a mesma denominação; o WTI MEH representa o petróleo do tipo *West Texas Intermediate* (WTI) em associação a parâmetros qualitativos, tendo por referência a classificação do tipo *Magellan East Houston* (MEH); o *Syncrude* está associado à carga oriunda das áreas betuminosas; e o *Arab Extra Light* associa a origem e às características, segundo a classificação *American Petroleum Institute* (API).

O aumento do preço esteve relacionado ao receio de escassez de derivado no mercado mundial. Com a interrupção do fluxo de derivados russos para a Europa, houve alteração dos fluxos mundiais de derivados de petróleo, sobretudo do diesel. Parte da exportação americana de diesel foi alterada para o mercado europeu de modo a compensar os menores volumes de produtos refinados russos.

Em que pese os impactos nos preços dos produtos e a diminuição da oferta de derivados no mercado mundial, não houve escassez de produto no mercado nacional.

2.7 Destaque das ações governamentais relacionadas ao tema em 2022

Em 21 de fevereiro de 2022, a ANP publicou a Resolução ANP nº 868/2022 que dispôs sobre os procedimentos de remessa à Agência, pelos agentes regulados especificados, dos dados diários relativos aos estoques de combustíveis.

Em 10 de março de 2022, o MME publicou a Portaria GM/MME nº 623/2022, que instituiu o Comitê Setorial de Monitoramento do Suprimento Nacional de Combustíveis e Biocombustíveis (CMSNC), de caráter executivo, no âmbito do Ministério de Minas e Energia, com os objetivos de: gerenciar as questões inerentes ao suprimento nacional de combustíveis e biocombustíveis, relacionados aos mercados interno e externo de petróleo, gás natural e derivados; e intensificar o monitoramento da conjuntura energética corrente, em face da

situação geopolítica mundial, com impacto nos fluxos e nas cotações desses energéticos (MME, 2022).

Em face da situação geopolítica mundial decorrente do conflito Rússia-Ucrânia, a iniciativa intensificou o monitoramento da conjuntura energética, com impacto nos fluxos e nas cotações dos combustíveis no Brasil. A medida, ainda vigente, objetiva acompanhar as informações tempestivamente, ao mesmo tempo, que poderá subsidiar as autoridades para tomadas de decisão afetas ao abastecimento nacional de combustíveis.

Também em de março de 2022, a ANP declarou sobreaviso no abastecimento de combustíveis no Brasil, visando que o acompanhamento dos estoques e das importações de produtores e distribuidores seja intensificado, em face da situação geopolítica mundial atual, em consonância com a Portaria GM/MME nº 623/2022 (ANP, 2022b).

Levando-se em conta que a maior criticidade de fornecimento primário ocorreu para o óleo diesel S-10 (10 partes por milhão de enxofre), esse combustível teve seu monitoramento destacado. Em adição a iniciativas de diálogos com consultorias e agentes do setor, ainda ocorrem no bojo das atividades do comitê reuniões de monitoramento do setor de diesel, denominadas Mesa de Abastecimento de Diesel.

As reuniões da Mesa de Abastecimento de Diesel apresentam periodicidade, majoritariamente, semanal ou a cada duas semanas, conforme condições de mercado, com participação de representantes do MME, da ANP, da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), dos fornecedores primários de combustíveis, dos distribuidores e de associações representativas desses setores.

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

Há uma quantidade considerável de referências bibliográficas que tratam de reservas estratégicas para petróleo, uma vez que este insumo representa 30,9% da oferta energética mundial (IEA, 2021).

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.

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 de natureza 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.

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 é possível visualizar com mais detalhe cada evento, considerando apenas os que resultaram em deficiência média na oferta de petróleo superior a 1,0 Mbd, apresentando duração do evento, deficiência média, produção mundial à época e relação deficiência/produção.

O impacto da pandemia da Covid-19 na mobilidade urbana e, por conseguinte, no consumo de derivados de petróleo levou a uma queda histórica na demanda de petróleo, com redução de quase 20 Mbd no mês de abril de 2020 e a expectativa que a redução no ano supere 8 Mbd. Em uma resposta coordenada, grandes produtores reduziram a oferta e houve um esforço para elevar o nível de estoques, tanto em tancagem fixa quanto flutuante (IEA, 2020).

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	37,1	5,4
mai/70 - jan/71	Controvérsia no preço do petróleo na Líbia	9	1,3	48,1	2,7
out/73 - mar/74	Guerra do Yom Kippur	6	2,6	58,5	4,4
nov/78 - abr/79	Revolução iraniana	6	3,5	64,7	5,4
out/80 - dez/80	Guerra entre Irã e Iraque	3	3,3	63,0	5,2
ago/90 - out/90	Invasão do Iraque no Kuwait	3	4,6	65,4	7,0
abr/99 - mar/00	OPEC corta produção de petróleo para aumentar os preços	12	3,3	73,6	4,5
jun/01 - jul/01	Suspensão da exportação de petróleo iraquiano	2	2,1	75,2	2,8
dez/02 - mar/03	Greve na Venezuela	4	2,6	76,3	3,4
mar/03 - dez/03	Guerra no Iraque	10	2,3	77,6	3,0
ago/05 - set/05	Furacão Katrina	2	1,5	82,0	1,8
mar/11 - fev/12	Guerra civil na Líbia	12	1,2	86,2	1,5
mar/13 - out/16	Guerra civil na Líbia	43	1,0	89,7	1,1
fev/22 – ⁽¹⁾	Conflito Rússia - Ucrânia	ND	ND	ND	ND

Fontes: IEA (2021), BP (2022) e OPEC (2021).

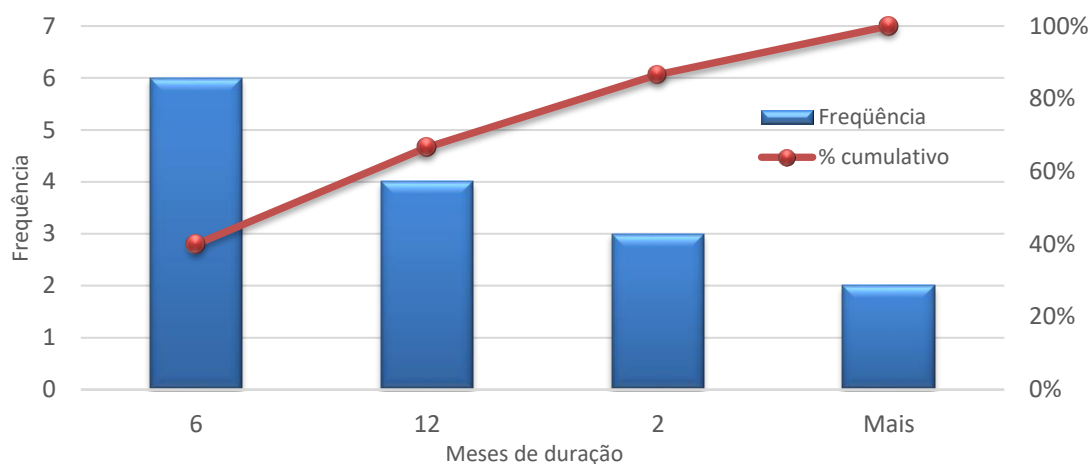
(1) Em face ao conflito Rússia – Ucrânia encontrar-se vigente no presente momento, as avaliações de impacto são dinâmicas e não se encontram dados consolidados disponíveis para consulta.

Observa-se que, em 65 anos (de 1956 a 2020), foram registradas quatorze ocorrências com déficit superior a 1,0 Mbpd e duração superior a 2 meses, sendo oito 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 4,0 Mbpd.

A resiliência e a capacidade de resposta da indústria ficaram evidentes com os ataques por drone às instalações da Saudi Aramco ocorrido em setembro de 2019. Com a notícia que 5% da oferta global estaria indisponível, os preços dispararam 15% no primeiro momento (BBC, 2019). Contudo, o mercado conseguiu viabilizar alternativas e o reparo dos danos foi realizado, contribuindo para que os preços retornassem ao patamar pré-ataque em menos de 15 dias (BLOOMBERG, 2019).

Fica evidente que interrupções no fornecimento de petróleo bruto, mesmo que apenas potenciais, podem ter efeitos grandes e imediatos sobre os preços (EIA, 2020a). É importante registrar que OPEC e Rússia trabalham de forma coordenada tentam exercer algum controle sobre a oferta. O gráfico a seguir sintetiza a frequência de eventos classificada em função da duração da interrupção.

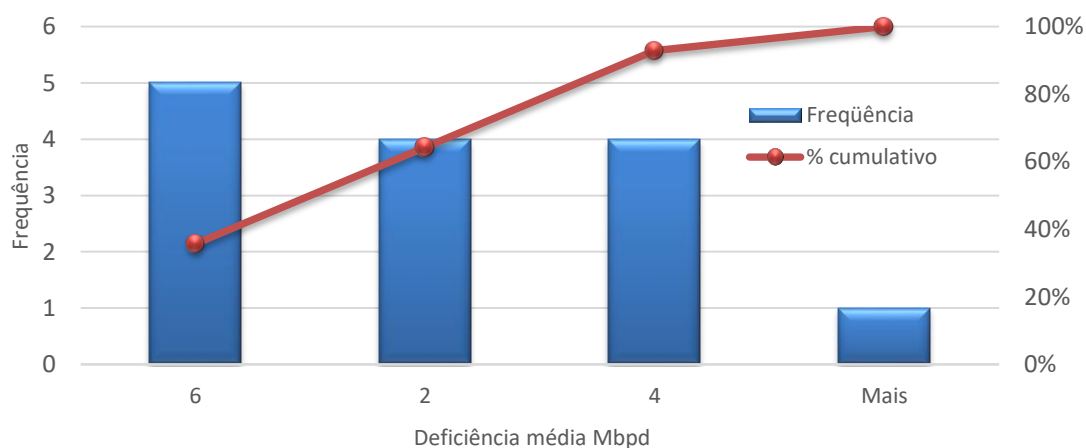
Gráfico 5 – Frequência de eventos vs. tempo de interrupção



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 produção.

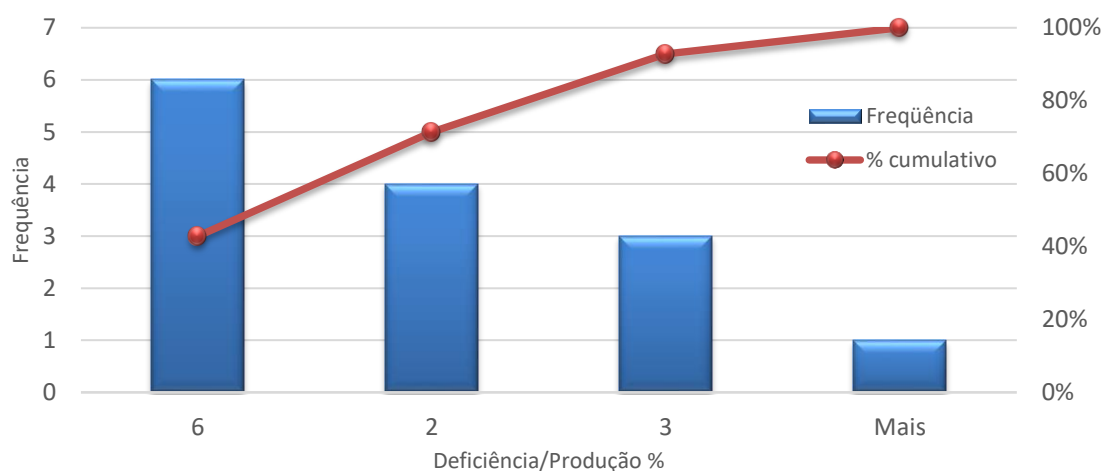
No tocante à deficiência média de fornecimento, comparando os valores de cada interrupção com a produção mundial de petróleo à época, constata-se que a maioria desses eventos não afetou a oferta potencial de petróleo. O maior impacto na oferta, atualizado em relação à produção mundial de 2017, foi de 6,6 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 vs. deficiência média no fornecimento



Pode-se constatar que mais de 90% dos eventos situa-se abaixo de 6,0 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 substancialmente, crescendo dos 37,1 Mbpd até os atuais 95,1 Mbpd (BP, 2022). 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 vs. deficiência média no fornecimento em relação à produção mundial



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).

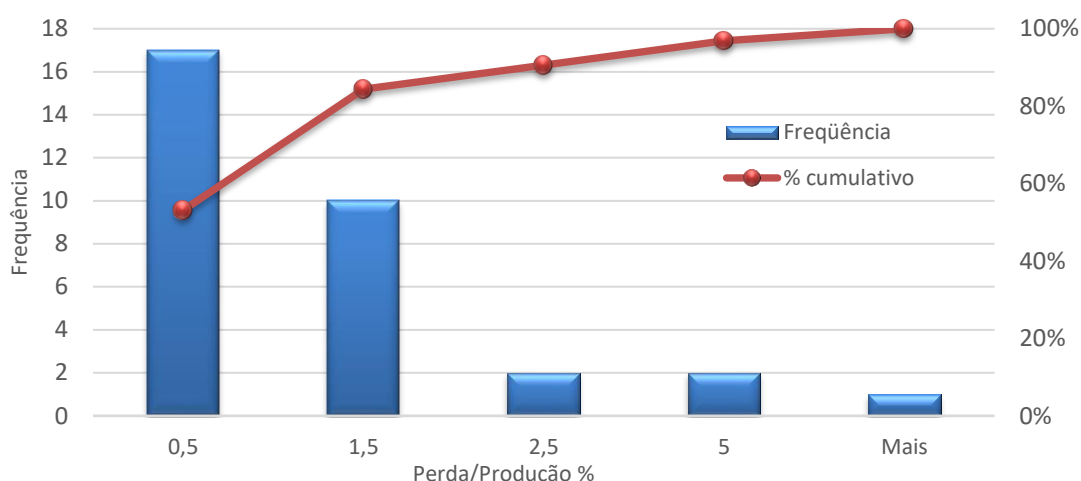
Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002.

Ano	m ³					Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente	Perdas totais	
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 8, a seguir, resume a frequência e a magnitude dos eventos críticos internos.

Gráfico 8 – Frequência e magnitude dos eventos críticos internos



Mais de 95% dos eventos estão na faixa de até 5% de perda de produção. Esse histórico permite avaliar que não há registro de eventos críticos internos que resultem em perdas significativas de produção do petróleo nacional. Considerando o conjunto de dados registrados, com um nível de confiança de 95%, as prováveis ocorrências de eventos críticos internos resultariam em perdas efetivas de produção menores que 2,6%. Os eventos acima desse limite podem ser classificados como de baixa probabilidade.

3.2 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.

Países de OCDE, IEA e União Europeia

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma entidade internacional, composta por 38 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.

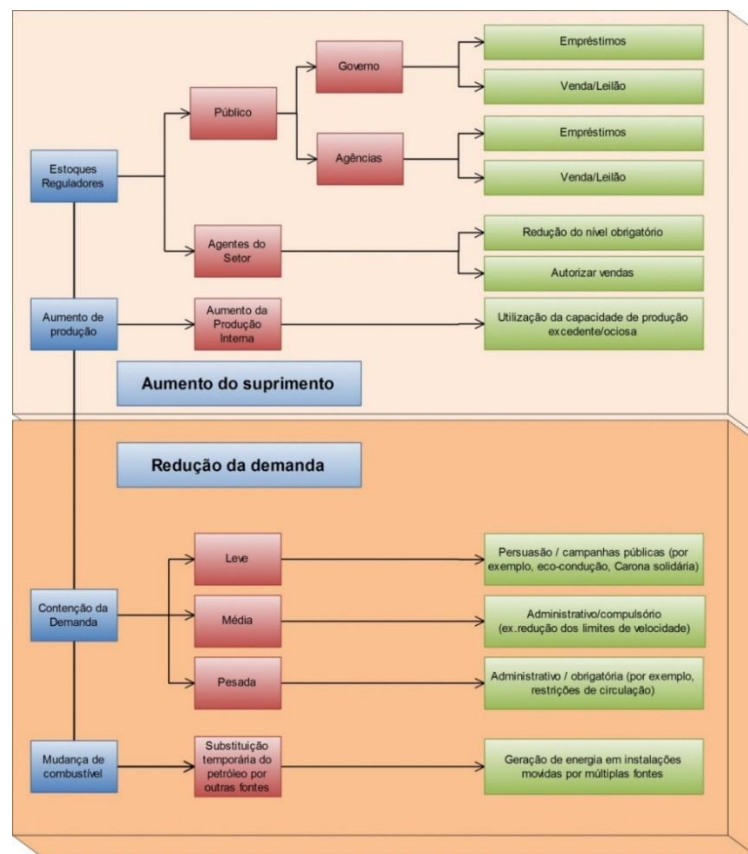
A capacidade de resposta coletiva da IEA visa mitigar os impactos negativos da escassez repentina na oferta de petróleo, utilizando as reservas estratégicas para compensar o déficit no mercado global para os seus integrantes.

Por meio de uma combinação de respostas de emergência, são implementadas medidas destinadas a aumentar a oferta e reduzir a demanda (Figura 3). A política de resposta a emergências da IEA se concentra em aliviar, no curto prazo, as consequências das restrições e/ou interrupções no fornecimento de petróleo.

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

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

Figura 3 – Sistema de resposta a emergências da IEA



Fonte: elaboração própria, a partir de IEA (2014).

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, México 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 *Council Directive 2009/119/UE*, que estabelece as obrigações relativas às reservas de segurança apresenta o cálculo das obrigações de armazenagem:

(...)

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.

(...)

A Diretiva 2009/119/CE (EU, 2009) também apresenta as seguintes definições em termos de reservas:

- Reservas de petróleo¹: reservas dos produtos energéticos enumerados no anexo A, seção 3.4, do Regulamento (CE) nº 1.099/2008, listados abaixo:
 - Etano;
 - GLP;
 - Gasolina para motores;
 - Gasolina de aviação;

¹ O texto da Diretiva 2009/119/CE traz o nome reservas de petróleo, apesar de elencar derivados de petróleo em sua definição.

- Carborreactores do tipo gasolina (carborreactores do tipo nafta ou JP4);
 - Combustíveis do tipo querosene para motores de reação;
 - Outro querosene;
 - Gasóleo/diesel (óleo combustível destilado);
 - Óleo combustível (de baixo e de alto teor de enxofre);
 - *White spirit* e SBP;
 - Lubrificantes;
 - Betume;
 - Ceras parafínicas;
 - Coque de petróleo
- Reservas de segurança: as reservas cuja manutenção é imposta a cada Estado-Membro pelo artigo 3º da Diretiva 2009/119/CE;
 - Reservas comerciais: as reservas detidas pelos operadores econômicos cuja manutenção não é imposta pela Diretiva 2009/119/CE; e
 - Reservas específicas: as reservas que satisfazem as condições referidas no artigo 9º da Diretiva 2009/119/CE.

Os estoques são geralmente mantidos pela indústria ou por uma combinação de indústria e um órgão público (governo e/ou agência estabelecida com esse fim), conforme indicado na Tabela 4. Os países exportadores líquidos não são obrigados a manter estoque pelo referido Acordo. A obrigação de estoque mínimo da IEA inclui petróleo bruto, líquido de gás natural e derivados. Não cobre nafta e *bunker* (IEA, 2014).

Tabela 4 – Visão geral dos sistemas de estoques dos países membros da IEA.

País	Filiação à IEA	Responsável pelo estoque
Alemanha	1974	Agência
Austrália	1979	-
Áustria	1974	Agência/Indústria
Bélgica	1974	Agência
Canadá	1974	-
Dinamarca	1974	Agência/Indústria
Espanha	1974	Agência/Indústria
Estados Unidos	1974	Governo
Estônia	2014	Agência
Finlândia	1992	Agência/Indústria
França	1992	Agência/Indústria
Grécia	1976	Indústria
Hungria	1997	Agência
Irlanda	1974	Agência
Itália	1974	Agência/Indústria
Japão	1974	Indústria/Governo
Luxemburgo	1974	Indústria
México	2018	Indústria
Noruega	1975	Indústria
Nova Zelândia	1977	Governo
Países Baixos	1974	Agência/Indústria
Polônia	2008	Indústria/Governo

Portugal	1981	Agência/Indústria
Reino Unido	1974	Indústria
República da Coreia	2002	Indústria/Governo
República da Eslováquia	2007	Agência
República Tcheca	2001	Governo
Suécia	1974	Indústria
Suíça	1974	Indústria
Turquia	1974	Indústria

Fonte: IEA (2014 e 2021).

A Tabela 5 apresenta o resumo da experiência internacional em estocagem de combustíveis.

Tabela 5 – Resumo da experiência internacional.

País	Obrigação	Agente obrigado
Peru	15 dias calendário para produtores ou distribuidores que têm capacidade de armazenamento própria ou contratada. 5 dias calendário para plantas de armazenamento. O exposto acima se aplica ao volume total fornecido por uma planta de armazenamento, sem diferenciar se corresponde a diferentes produtores ou distribuidores, e independentemente da regra de estoque mínimo que se aplica a eles individualmente.	Refinadores, distribuidores e armazenadores.
Membros da IEA	90 dias da média diária das importações líquidas de petróleo do ano anterior.	Não específica: Sujeito à decisão de cada país-membro.
Estados Unidos	90 dias da média diária de importações líquidas de petróleo. As reservas públicas consistem de petróleo cru. Os estoques da indústria são uma combinação de petróleo cru e derivados de petróleo.	Não existe obrigação de estoque mínimo de petróleo e derivados para a indústria. A obrigação de reservas estratégicas está a cargo do governo dos EUA (reserva estratégica de petróleo).
Japão	70 dias de petróleo calculado como a média das importações, vendas ou produção de derivados de petróleo durante o ano anterior. 4 dias de consumo interno de derivados de petróleo. 50 dias da média de importações diárias de GLP.	Importadores, refinadores e distribuidores.
Membros da União Europeia	90 dias da média diária de importações líquidas de petróleo. 61 dias da média diária de consumo interno de petróleo. 30 dias da média diária de consumo interno de derivados de petróleo.	Não específica.
Grécia	90 dias da média diária de importações líquidas de petróleo. Obrigação de estoque aplicável à indústria.	Importadores e grandes consumidores.
Espanha	92 dias de vendas ou consumo dos últimos 12 meses de derivados de petróleo (42 dias por parte do governo e 50 dias por parte dos estoques comerciais)	Operadores de mercado; A obrigação de estoque mínimo de 92 dias de demanda é atendida por meio da <i>Corporación de Reservas</i>

		<i>Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES)</i> (42 dias de consumo) e da indústria (50 dias de consumo).
Reino Unido	Para as refinarias os estoques mínimos devem ser de 67,5 dias de suas vendas no ano anterior. Os importadores devem manter um estoque equivalente a 58 dias.	Refinadores e importadores.
Itália	90 dias da média diária de importações líquidas ou 61 dias da média diária do consumo interno. 30% do estoque obrigatório deve conter: gasolina, óleo diesel, óleo combustível e QAV.	Fornecedores de derivados de petróleo do país.
Noruega	O setor privado deve manter estoques de produtos equivalentes a 20 dias de suas vendas no mercado interno, com obrigação de liberar os estoques a pedido do governo, em caso de situação de déficit de abastecimento. 40% do estoque deve corresponder a: gasolina, destilados médios e combustíveis pesados, e 60% para petróleo cru.	Comercializadores e importadores.
Dinamarca	O setor privado deve manter estoques de derivados equivalente a 73,2 dias de consumo.	Setor privado, por meio de uma agência especializada.
México	5, 8-10 e 10-15 dias de vendas para postos e/ou consumidores finais em 2020, 2022 e 2025, respectivamente.	Comercializadores e distribuidores que realizam vendas para postos e/ou consumidores finais.
Índia	<i>A Indian Strategic Petroleum Reserve Limited (ISPRL)</i> , responsável pelas reservas estratégicas, tem capacidade total de armazenamento de petróleo equivalente a 9,5 dias da demanda de acordo com padrão de consumo de 2019-2020	ISPRL.

Fonte: IEA (2014), MÉXICO (2017) e ISPRL (2020).

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

A Índia fixou formação de reservas estratégicas de petróleo no volume de 39 milhões de barris em três localidades distintas: *Visakhapatnam, Mangalore e Padur* (ISPRL, 2020).

A capacidade de tancagem projetada para formação das reservas estratégicas de petróleo indianas representa 9 dias da importação líquida de petróleo, uma vez que, no ano de 2019, a Índia produziu 826 mil bpd de petróleo. A técnica para armazenamento escolhida foi a utilização de cavernas rochosas, dispostas em localidades acessíveis ao refino (ISPRL, 2020).

Existe, ainda em fase de projeto, a proposta de uma segunda fase da reserva estratégica de petróleo indiana, com capacidade de armazenamento de 48 Mb, dividida em duas localidades (ISPRL, 2020).

Em julho de 2020, EUA e Índia assinaram um acordo preliminar sobre cooperação em reservas emergenciais de petróleo bruto, incluindo a possibilidade de a Índia armazenar petróleo na tancagem estratégica dos EUA, composta por cavernas subterrâneas nos estados do Texas e da Louisiana (REUTERS, 2020).

China

A China é um importante produtor de petróleo mundial, com produção superior a 3.836 mil bpd em 2019. Entretanto, impulsionado por seu forte crescimento econômico, a demanda chinesa por petróleo e derivados saltou de 4.697 mil bpd, em 2000, para 14.056 mil bpd em 2019. Com esse consumo expressivo, apesar de ser a sétima maior produtora mundial, a China é importadora líquida de petróleo desde 1993, majoritariamente de países-membros da OPEC (EIA, 2020b).

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.

A Figura 4 apresenta a disposição das localidades dessa reserva estratégica de petróleo na China, em suas 3 fases projetadas (BAI et al, 2014).

Figura 4 – SPR chinesa em suas 3 fases



Fonte: BAI et al (2014).

Embora a China divulgue informações limitadas sobre seus estoques de petróleo bruto e progresso de estocagem, analistas da indústria avaliam que as reservas estratégicas de petróleo (SPR) estão sendo preenchidas desde 2016. A imprensa especializada do setor estima que a China tenha mais de 300 milhões de barris de petróleo bruto armazenados em pelo menos 12 instalações.

Em setembro de 2019, a China anunciou que o país tinha 80 dias de estoques de petróleo bruto para cobrir suas importações. Analistas da indústria sugerem que a China continuou a aumentar suas reservas de armazenamento de petróleo até o primeiro semestre de 2020 para aproveitar os baixos preços internacionais do petróleo. As importações de petróleo bruto permaneceram mais altas do que os níveis do ano anterior, enquanto a demanda de petróleo diminuiu significativamente.

O uso das reservas estratégicas de petróleo pela China é provavelmente impulsionado por uma combinação de fatores: um esforço para frear os preços internos e a efetivação de uma operação financeira com saldo positivo para o Estado. Todavia, ainda não está claro até que ponto também pretende ser uma demonstração, ao mercado internacional, do poder de precificação da China (OIES, 2021).

Políticas de reservas estratégicas e nível de dependência de petróleo

A Tabela 6 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, 59,5% da população, 80,8% da riqueza, 76,8% do consumo energético e 73,7% do consumo de petróleo. A ordem dos países segue o critério do tamanho da economia sob a ótica do Produto Interno Bruto (PIB).

Tabela 6 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo

País	PIB (10 ⁹ US\$)	Consumo energia (EJ)	Consumo petróleo ⁽¹⁾ (10 ³ bpd)	Exportador líquido? ⁽²⁾	Possui REP?
EUA	22.996	92,97	18.684	NÃO	SIM
China	17.734	157,65	15.442	NÃO	SIM
Japão	4.937	17,74	3.341	NÃO	SIM
Alemanha	4.223	12,64	2.045	NÃO	SIM
Reino Unido	3.187	7,18	1.236	NÃO*	SIM
França	3.173	35,43	4.878	NÃO	SIM
Índia	2.937	9,41	1.424	NÃO	SIM
Itália	2.100	6,36	1.156	NÃO	SIM
Canadá	1.991	13,94	2.229	SIM	NÃO
Coreia do Sul	1.798	12,58	2.831	NÃO	SIM
Rússia	1.776	31,30	3.407	SIM	NÃO
Brasil	1.609	12,57	2.252	SIM	NÃO
Austrália	1.543	5,72	943	NÃO	SIM
Espanha	1.425	5,59	1.169	NÃO	SIM
México	1.293	6,79	1.350	SIM	NÃO
Indonésia	1.186	8,31	1.471	NÃO	NÃO
Holanda	1.018	3,47	742	NÃO	SIM
Suíça	833	10,82	3.595	SIM	NÃO
Turquia	815	6,83	939	NÃO	SIM
Arábia Saudita	813	1,07	181	NÃO	SIM

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.

Fontes: *World Bank* (2022) e BP (2022).

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.

No caso do Brasil, em 2021, o País importou 0,4% do petróleo comercializado no mundo (BP, 2022), cuja movimentação atingiu 164 Kbpd (ANP, 2022a). Esse volume de importação correspondeu a 9,0% da demanda das refinarias brasileiras nesse ano (ANP, 2022a). No entanto, essa importação tem o propósito, 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.

3.3 Cenário brasileiro para o petróleo

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 2022-2031. 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 2022 a 2031, 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.

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 Kbpd. 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.

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

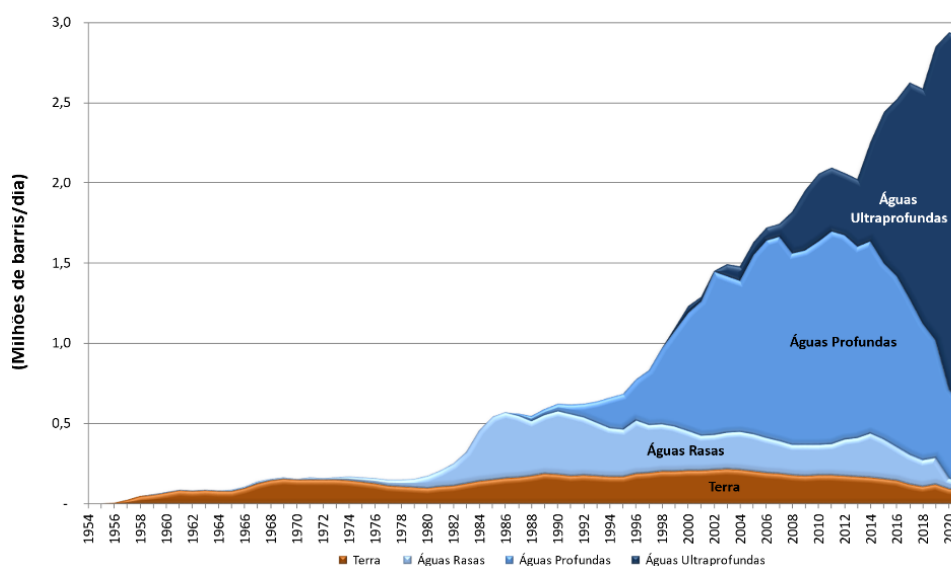
vigência da Lei do Petróleo e também para o caso dos blocos com descobertas comerciais ou que tivesse empreendido investimentos em exploração, assegurando os direitos da empresa estatal por três anos, para prosseguir nos trabalhos de exploração e desenvolvimento. Posteriormente a ANP passou a promover 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 natural, 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-sal² e em áreas estratégicas.

No período de 1997 a 2021, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 13,2 bilhões de barris. Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo e LGN aumentou de 316 milhões de barris para 1 bilhão de barris, elevando a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que três vezes em 24 anos (ANP, 2022a).

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. Estima-se que com a pluralidade nos contratos de cessão de áreas, aumente a contribuição de outras companhias na produção de petróleo nos próximos anos. O gráfico a seguir sintetiza em números a evolução da produção de petróleo brasileira em terra e mar até 2021. A produção manteve-se na ordem de 2,0 Mbdp de 2009-2013, subiu para cerca de 2,3 Mbdp em 2014 e alcançou 2,9 Mbdp em 2021.

Gráfico 9 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2021



Fonte: EPE (elaboração própria).

² 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.

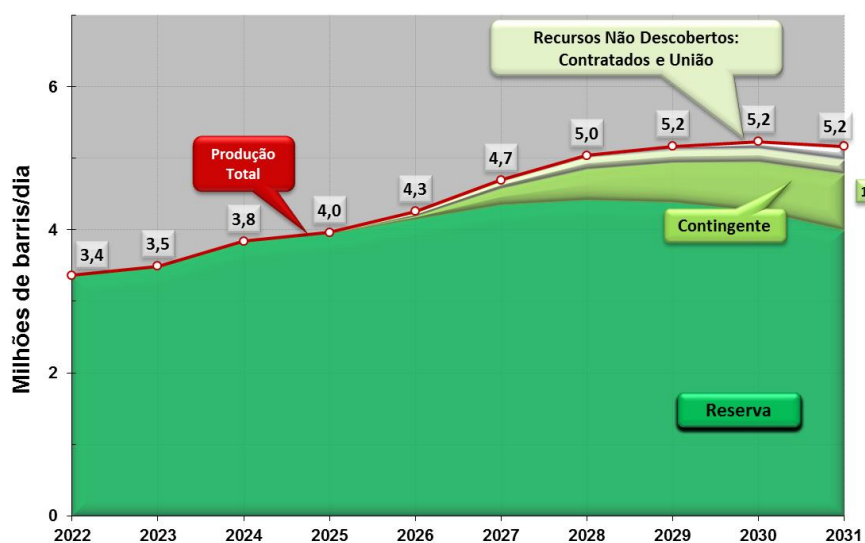
Previsões de produção brasileira de petróleo 2022-2031

Segundo estudos da EPE, a produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas deverá atingir os maiores volumes em 2028, mantendo o patamar em torno de 4 Mbbl/dia até o final do período. Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes do Pré-sal, em especial os campos de Búzios, Tupi, Mero, Sépia e Atapu, representando cerca de 70% da produção de petróleo prevista no final do período. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2021-2025, quatro módulos de produção para Búzios, até 2024, além de outros sete distribuídos para os campos de Itapu (1), Mero (4), Parque das Baleias (IPB) (1) e Sépia (1). São esperados ainda dois módulos em 2023 para Marlim no Pós-sal da Bacia de Campos.

A produção proveniente dos recursos contingentes é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação do Pré-sal, nas Bacias de Santos e Campos, e em águas profundas e ultra profundas nas Bacias de Sergipe-Alagoas e Potiguar, para as quais se estima uma produção de 92% do total dos recursos contingentes no fim do período.

A partir de 2022, espera-se o início da produção dos recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E), que contribuem com aproximadamente 4% da produção nacional em 2031.

Gráfico 10 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2022-2031



Fonte: EPE (elaboração própria).

Investimentos em E&P no Brasil 2022-2031

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, no horizonte de 2022-2031, fiquem entre US\$ 428 bilhões e US\$ 474 bilhões. Trata-se de uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor de E&P no País, incluindo a parte da Petrobras anunciada em seu Plano de Negócios para o período 2021-2025, para a exploração e produção das bacias de Campos e Santos, com foco no desenvolvimento do Pré-Sal, assim como a expectativa gerada pelos novos ciclos da Oferta Permanente³ de Concessão, incluindo diversos

³ Oferta Permanente é, atualmente, a principal modalidade de licitação de áreas para exploração e produção de petróleo e gás natural no Brasil. Nesse formato, há a oferta contínua de blocos exploratórios e áreas com acumulações marginais localizados em quaisquer bacias terrestres ou marítimas.

blocos da Margem Equatorial, e da Oferta Permanente de Partilha, além das aberturas e resultados aguardados no Novo Mercado de Gás anunciado pelo MME.

Diante da retomada econômica desde o início de 2021 para o setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, com a elevação do preço do barril superando 80 dólares, acima do patamar pré-período pandêmico, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas atuantes no setor de E&P brasileiro poderão afetar as previsões no próximo ciclo do PDE (EPE, 2021).

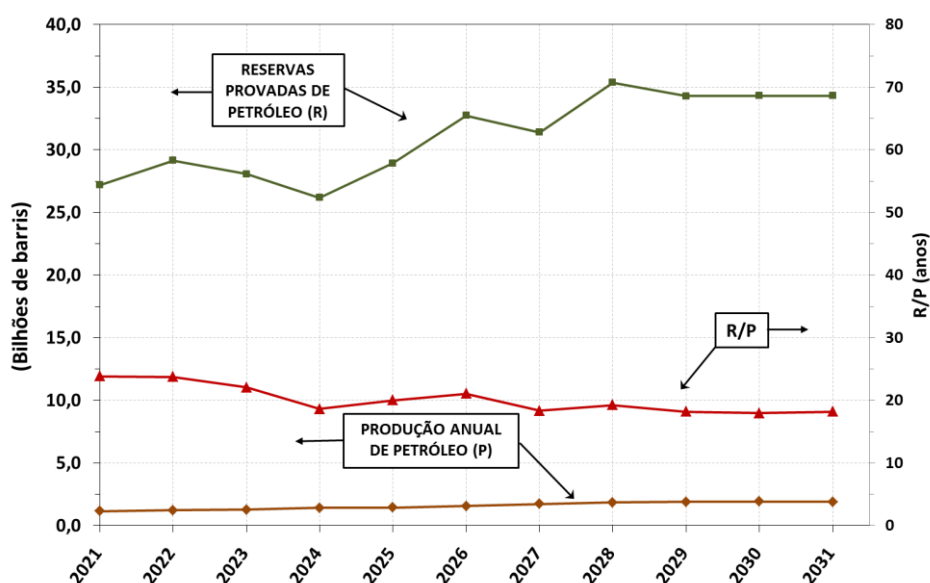
Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro

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 2022-2031. 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 anos⁴.

O gráfico a seguir 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 2022-2031.

Gráfico 11 – Previsão das reservas provadas e da R/P nacionais 2022-2031⁵



Fonte: EPE (elaboração própria).

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

⁴ 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.

⁵ As reservas provadas incluem estimativas de recursos contingentes e recursos não descobertos.

necessários, que se complementam para tratar essa questão, conforme será evidenciado a seguir.

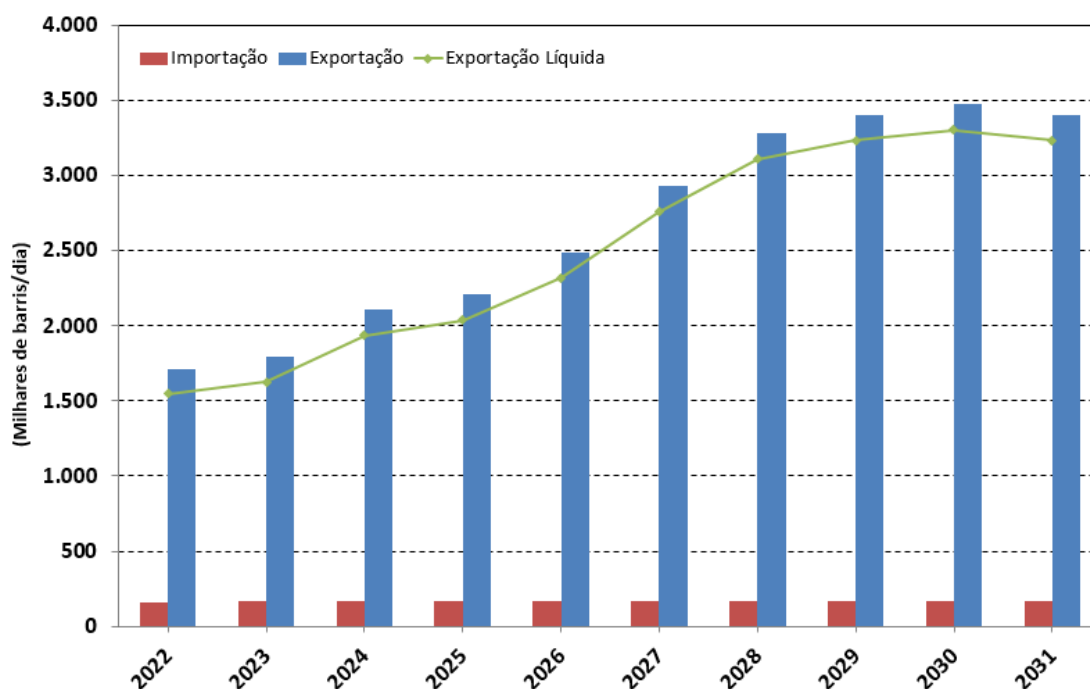
Indicador de exportação líquida de petróleo

A situação da balança comercial de petróleo de determinado 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 2022-2031, o País será um importante exportador de petróleo (OPEC, 2021)⁶, conforme demonstrado no Gráfico 11. A exportação líquida alcançará o pico de 3,3 Mbpd em 2030, caso as previsões de produção e a evolução do indicador R/P sejam confirmados.

Gráfico 12 – Projeção da exportação líquida de petróleo no Brasil 2022-2031



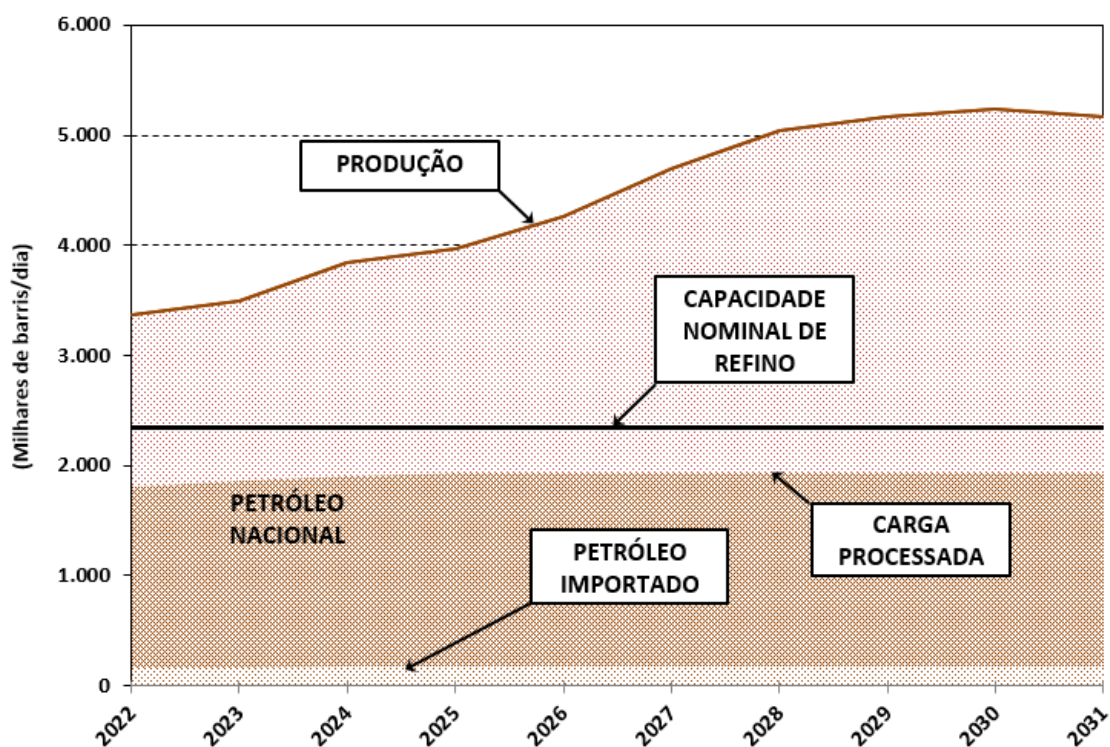
Fonte: EPE (elaboração própria).

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

⁶ A Arábia Saudita, maior exportadora líquida de petróleo do mundo, exportou 6,6 Mbpd em 2020, seguida da Rússia com 4,7 Mbpd e do Iraque com 3,4 Mbpd. EUA, Canadá, Emirados Árabes, Nigéria, Kuwait, Noruega e Cazaquistão exportaram valores entre 3,1 e 1,4 Mbpd no mesmo ano.

Apresentam-se, a seguir, as projeções de participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias entre 2022 e 2031, 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 2022-2031.

Gráfico 13 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2022-2031



Fonte: EPE (elaboração própria).

3.4 Etanol carburante

No histórico da produção e utilização de etanol como combustível no Brasil, é 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.

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 do 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 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 à utilização exclusiva como combustível veicular.

Com isso, o Proálcool foi adotado em 1975 pelo Governo Brasileiro, com os objetivos de: (i) promover o incremento do etanol anidro na mistura à gasolina comercializada no País; e (ii) 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 7.

Tabela 7 – Fixação do percentual de mistura vigente entre o lançamento do Proálcool e 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 (2015).

Como se pode observar, havia grande flexibilidade na adoção de percentuais de mistura que ora aumentavam, ora baixavam, 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, assim como 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 Alcool), em 8 de maio de 1990, por intermédio do Decreto nº 99.240. O IAA era o órgão federal responsável pela gestão das políticas para o setor sucroenergético no abastecimento dos mercados interno de açúcar e de etanol, bem como das exportações, administrando as cotas preferenciais para os produtores brasileiros.

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

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

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

de veículos leves, licenciados até dezembro de 2018 que podem fazer uso do etanol hidratado ou gasolina, totalizava 28 milhões de veículos, correspondendo a 72% da frota nacional (39 milhões de veículos). O consumo total de etanol hidratado no mercado interno brasileiro durante o ano de 2018 foi estimado em 20 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 MME 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 Centro de Pesquisa e Desenvolvimento Leopoldo Américo Miguez de Mello (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 5 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%.

Há de se considerar também a expansão do segmento de etanol de milho no Brasil, que começou há cinco anos e pode ser percebida com o surgimento de novas plantas dedicadas exclusivamente à geração de etanol, seja por meio do cereal (*full*) ou a ampliação de usinas que processam cana-de-açúcar e usam o milho na entressafra (*flex*) (UDOP, 2022a).

Não só o setor, mas também o mercado de etanol de milho está em franco processo de expansão, devido ao início da operação de novas unidades, aumento da capacidade de outras e a transformação de usinas que antes só processavam cana-de-açúcar em unidades flex, com possibilidade de produzir o biocombustível a partir de cana e de milho (UDOP, 2022a).

Em 2017, a primeira unidade autônoma de etanol de milho (*full*) foi implantada, se juntando às cinco usinas do tipo *flex* (associadas com usinas de cana) existentes. Em dezembro de 2021, já existem 20 unidades de etanol de milho em operação (sendo 9 *full* e 11 *flex*) (EPE, 2022c).

De acordo com a Unem (União Nacional do Etanol de Milho), o potencial produtivo de etanol de milho nacional, aliado às perspectivas de investimento no setor de biocombustível, deve impulsionar o setor de etanol no país. A produção do cereal no Brasil deve crescer próximo de 25% até 2031, atingindo 124 milhões de toneladas. Essa produção, em grande parte de segunda safra, sustentará os investimentos previstos. Na safra 2030/2031, 22 milhões de toneladas de milho serão destinadas à fabricação de etanol e seus coprodutos (UDOP, 2022b).

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 e 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).

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:

- abertura ou fechamento de mercados internacionais ao etanol brasileiro (exportações e/ou importação);
- políticas de incentivo com o estabelecimento de mandato de utilização de etanol em mercados relevantes; e
- 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. A 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, como observado na safra 2020/21, quando o percentual de ATR destinado à produção do etanol foi de 54%, onze pontos percentuais inferior ao observado no período anterior. Por outro lado, como aconteceu nas safras 2018/19 e 2019/20, com os preços depreciados para o açúcar, o setor destinou majoritariamente a cana-de-açúcar para a produção de etanol (cerca de 65% do *mix* de produção) (CONAB, 2022).

Eventos críticos internos

De acordo com a Companhia Nacional de Abastecimento (Conab), o Brasil produziu 585 milhões de toneladas de cana-de-açúcar (tc) na safra 2021/22 em 8,3 milhões ha. A produção do país diminuiu 10,6 % em relação à safra passada, devido a condições climáticas desfavoráveis, com *déficit* hídrico e ocorrência de geadas em algumas regiões. Em relação à área, houve decréscimo de 8,5% em relação ao ano anterior (CONAB, 2022).

A produtividade média do setor sucroenergético brasileiro na safra 2021/22 foi de 70,3 tc/ha, queda de 7,4% com relação à anterior. A Região Centro-Sul, que representa 91% da

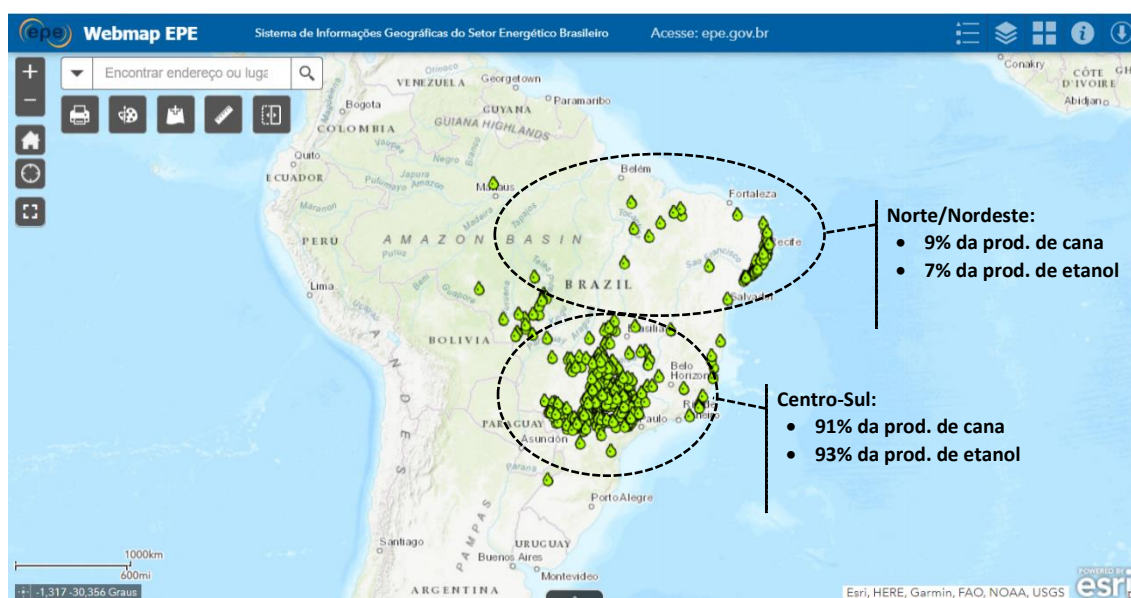
produção total, teve uma redução no indicador de 8,5%, enquanto, na Região Norte-Nordeste, houve aumento de 6,1% (CONAB, 2022).

O rendimento da cana-de-açúcar na safra 2021/22 foi de 141,6 kg ATR/tc, queda de 1,7% em relação à anterior (144,1 kg ATR/tc) (CONAB, 2022).

3.5 Cenário brasileiro para o etanol

O complexo de produção sucroenergética no Brasil compõe-se de uma estrutura que compreende 361 unidades produtoras em dezembro de 2021 (MAPA, 2022), distribuídas conforme a Figura 5. Segundo o IPEA (2020), a cana representa 9,6% do PIB Agropecuário, o qual alcançou 26,6% do PIB total do país em 2020 (R\$ 7,45 trilhões) (CNA, 2021). Desta forma, estima-se que o PIB do setor sucroenergético para o mesmo ano tenha atingido R\$ 190 bilhões ou US\$ 37 bilhões (câmbio de US\$ 5,156) (IPEA, 2021). Em 2021, as exportações de etanol e açúcar somaram US\$ 10,2 bilhões (ME, 2022).

Figura 5 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil (safra 2021/22)



Fonte: (EPE, 2022d) e (MAPA, 2022).

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 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 9% da cana-de-açúcar e de 7% 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, Governo Federal concluiu, em 2009, o Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar (ZAE Cana), um estudo do clima e do solo das regiões brasileiras que inovou ao considerar aspectos ambientais, econômicos e sociais para orientar a 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 canieira 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 ha estão aptos para o plantio da cana-de-açúcar, sendo que, atualmente, a cana destinada à produção de etanol corresponde a cerca de 5 milhões ha, ou 1% das terras aráveis.

Em 5 de novembro de 2019, o Decreto Presidencial nº 10.084/2019 revogou o Decreto nº 6.961, de 17 de setembro de 2009, o qual aprovava o zoneamento agroecológico da cana-de-açúcar e determinava ao Conselho Monetário Nacional o estabelecimento de normas para as operações de financiamento ao setor sucroalcooleiro. Posteriormente, em 20 de abril de 2020, a Justiça Federal concedeu medida liminar constante da ação civil pública (ACP 1016202-09.2019.4.01.3200) ajuizada pelo Ministério Público Federal em face da União, suspendendo os efeitos do referido Decreto.

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, cuja extensão é de 1.114 km, com capacidade anual máxima de transporte de até 9 bilhões de litros de etanol. Os trechos dos dutos que se encontram em operação são:

- I. Próprios: Ribeirão Preto/SP – Paulínia (capacidade operacional de 2,8 bilhões de litros/ano) e Uberaba/MG – Ribeirão Preto/SP (capacidade operacional de 1,8 bilhão de litros/ano);
- II. Subcontratados: Paulínia/SP – Barueri/SP; Paulínia/SP – Rio de Janeiro/RJ e Guararema/SP – Guarulhos/SP.

A capacidade de armazenamento dos tanques (volume útil) nos terminais operacionais do sistema é de 617 milhões de litros. Em 2021, o volume de etanol movimentado foi de 2,3 milhões de litros, 10% a mais do que no ano anterior (LOGUM, 2022).

Em 2021, a companhia inaugurou uma expansão do sistema de dutos, que chegam a Guarulhos, permitindo o atendimento ao principal polo de consumo do Brasil. Neste ano, também foi realizada a primeira operação de exportação pelo Sistema, de cerca de 40 milhões de litros de etanol, partindo do Terminal de Ribeirão Preto/SP, até serem embarcados no Porto de Ilha D'Água/RJ com destino à Califórnia (EUA) (UDOP, 2022c). Adicionalmente, está previsto o início da operação de um duto entre Guararema/SP e São José dos Campos/SP no 2º semestre de 2022 (LOGUM, 2022).

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.

4.1 Petróleo

Conforme projeções dos estudos do ciclo 2022-2031, 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 8 – Produção potencial e demanda estimada de petróleo no Brasil (Mbpd)

RECURSO	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
Produção Potencial	3,36	3,49	3,84	3,96	4,26	4,70	5,04	5,17	5,24	5,17
Demanda Estimada	2,12	2,15	2,17	2,19	2,22	2,26	2,31	2,35	2,41	2,48
Excedente	1,24	1,34	1,67	1,77	2,04	2,44	2,73	2,82	2,83	2,69

Fonte: Elaborado a partir de EPE (2021).

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 2031.

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

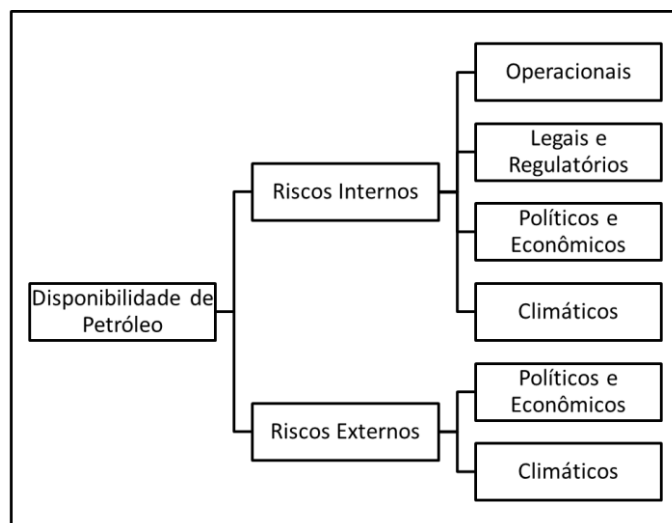
A avaliação dos riscos neste estudo tem por objeto a disponibilidade de petróleo para o suprimento do parque de refino do País. A referida abordagem tem um viés de complementariedade à confirmação da tendência do País como exportador líquido de petróleo no horizonte até 2031.

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 6. 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 6 – Riscos à disponibilidade de petróleo para o suprimento ao 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 1.

Quadro 1 – Matriz de probabilidade e impacto

Probabilidade	Quantificação Ameaça		
	Alta (5)	5	15
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 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. Reivindicações salariais e reações a projetos que visam regulamentar importantes atividades da logística marítima podem desencadear esses movimentos.

O Quadro 2 contém um resumo dos riscos identificados e de suas avaliações, conforme metodologia utilizada.

Quadro 2 – 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
		6	CONTÍNUA FALTA DE INVESTIMENTOS NA RECUPERAÇÃO DA PRODUÇÃO DO PÓS-SAL DA BACIA DE CAMPOS	AM	Redução da produção de petróleo e gás nacional	MÉDIA	ALTO	Amarelo
		7	ATRASO NA RETOMADA DA PRODUÇÃO DE CAMPOS DESINVESTIDOS	AM	Redução ou interrupção da produção local	MÉDIA	BAIXO	Amarelo
	LEGAIS REGULATORIOS	8	DESAFIOS PARA LICENCIAMENTO AMBIENTAL DE NOVAS ÁREAS DE PRODUÇÃO	AM	Redução da expectativa de produção de petróleo	BAIXA	ALTO	Amarelo
		9	MUDANÇAS REGULATÓRIAS	OP	Aumento da atratividade para investimentos que elevam a expectativa de produção de petróleo	ALTA	MÉDIO	Verde
	POLÍTICOS ECONÔMICOS	10	GREVE DOS PROFISSIONAIS DA PRODUÇÃO OU LOGÍSTICA	AM	Redução ou interrupção localizada da produção de petróleo	MÉDIA	ALTO	Vermelho
	CLIMÁTICOS	11	EVENTOS METEOROLÓGICOS EXTREMOS NO PAÍS	AM	Interrupção localizada da produção de petróleo	BAIXA	MÉDIO	Verde
EXTERNOS	POLÍTICOS ECONÔMICOS	12	REDUÇÃO EXPRESSIVA DOS PREÇOS DO PETRÓLEO	AM	Queda da atratividade para investimentos na produção de petróleo no país	BAIXA	MÉDIO	Verde
		13	GUERRAS E TERRORISMO NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	MÉDIA	BAIXO	Verde
	CLIMÁTICOS	14	EVENTOS METEOROLÓGICOS EXTREMOS NO EXTERIOR	AM	Redução ou interrupção localizada do suprimento das refinarias	MÉDIA	BAIXO	Verde

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 julho de 2021, 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.

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 2021, em cerca de 735 milhões de tc, por 361 usinas em operação, estando sua taxa de ocupação atual em torno de 80% (MAPA, 2022). O número de usinas autorizadas pela ANP a comercializar etanol, em dezembro de 2021, foi de 359. Estas possuem capacidade instalada de produção de etanol anidro e hidratado⁷ de aproximadamente 132 mil m³/dia e 246 mil m³/dia, respectivamente, com ociosidade variando de acordo com a remuneração dos produtos da cana (etanol e açúcar) e com os dias de operação na safra.

Em 2021, havia 20 unidades de etanol de milho em operação (sendo 9 full e 11 flex). A capacidade total de processamento foi de 15,3 milhões de toneladas por ano e a de produção de etanol de 4,2 bilhões de litros/ano.

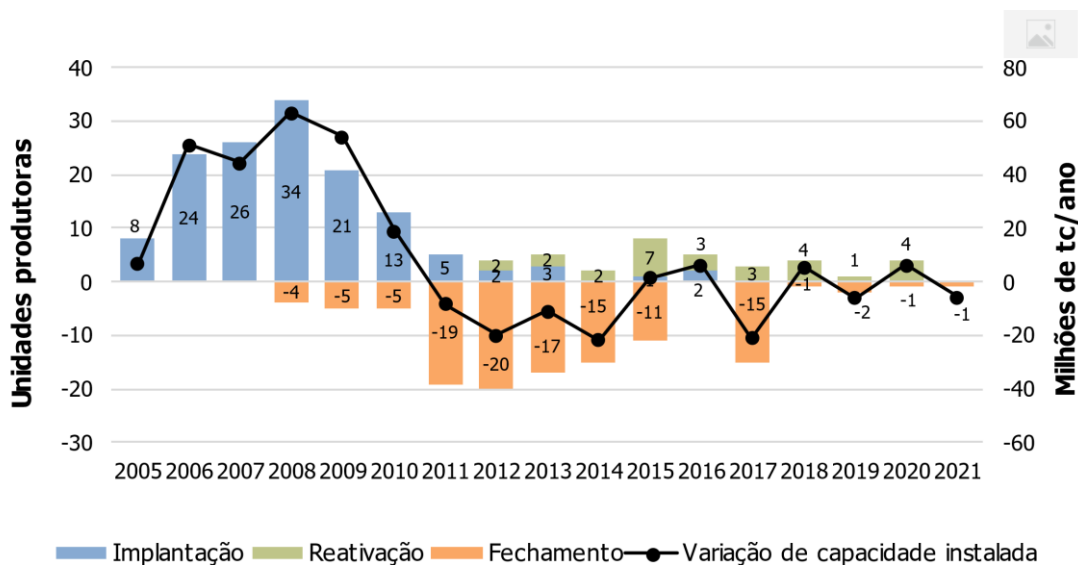
O Gráfico 14 mostra o fluxo de implantação, reativação e fechamento de unidades entre 2005 e 2021. Verifica-se que o número de novas implantações caiu significativamente desde 2011. Estima-se que a capacidade nominal de moagem de cana tenha aumentado 165 milhões de toneladas ao longo do período, considerando as unidades implantadas, desativadas e

⁷ O relatório não caracteriza se a unidade está operando ou se está parada e não constam as unidades produtoras exclusivamente de açúcar.

reativadas. 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.

Gráfico 14 – Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial



Fonte: elaborado por EPE, a partir de (MAPA, 2022).

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 em anos anteriores.

Cabe destacar a entrada de volumes significativos de produção de etanol a partir de milho. A produção brasileira de etanol de milho deve sair de 3,3 milhões de m³ anuais em 2021, para um volume que poderá alcançar 6,6 milhões de m³ anuais em cinco anos e 8 milhões de m³ em dez anos. O cálculo considera as usinas autorizadas a comercializar etanol, as solicitações de ampliação e de construção informadas pela ANP, projetos divulgados no mercado. 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.

Não há elementos que indiquem que a falta de investimentos para a produção de etanol a partir da cana possa comprometer o abastecimento e a garantia de cumprimento da obrigatoriedade de mistura de etanol anidro à gasolina no horizonte decenal. Três elementos sustentam esta afirmação: 1) a capacidade atual de produção de etanol é superior à demanda por etanol anidro, ainda que a gasolina C venha a ser o combustível preponderante para o ciclo

Otto no horizonte decenal; 2) investimentos para a produção de etanol a partir do milho contribuem para ampliar a capacidade produtiva; e 3) as alterações na forma de comercialização do etanol anidro, que introduziram o regime de contratos, confere previsibilidade ao mercado.

Desde a vigência da Lei nº 12.490/2011, a ANP, com o objetivo de aprimoramento contínuo dos mecanismos de regulação, publicou sua Resolução nº 67, de 9 de dezembro de 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 contratação regulado. Já a Lei nº 12.666, de 14 de junho de 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.

Mais recentemente, o Ministério de Minas e Energia aprovou a emissão de debêntures incentivadas, através da Portaria nº 252, de 17 de junho de 2019, permitindo às empresas do setor sucroenergético captar recursos em mercado de capitais para investir em renovação de canais e também em suas instalações industriais.

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 ampliado para 27,5%, com condicionantes, nos termos da Lei nº 13.033/2014 – estabelecem as condições para garantia do abastecimento sem que sejam necessários os estoques estratégicos de etanol combustível (etanol carburante) conforme Lei nº 8.176/1991 e Decreto nº 238/1991.

Cabe ainda um destaque em relação à utilização de novas tecnologias para a produção de etanol no Brasil. Atualmente, existem as plantas comerciais Bioflex-I da GranBio, em São Miguel dos Campos/AL, com capacidade nominal de 60 milhões de litros/ano, e a da Raízen, em Piracicaba/SP, de 42 milhões de litros/ano (GRANBIO, 2022).

A Bioflex-I encontra-se em operação desde setembro de 2014 e, de acordo com a (GRANBIO, 2022), o etanol 2G já está consolidado. A GranBio anunciou em junho de 2022 planos de alcançar a capacidade nominal da planta até 2024, ao mesmo tempo em que fora anunciada a validação de patente de produção de E2G por países europeus, obtendo assim o direito de licenciamento da tecnologia e o desenvolvimento e projeto de plantas. A companhia já havia obtido em abril de 2021 a certificação *Roundtable of Sustainable Materials* - RSM, da agência certificador para as diretrizes da diretiva europeia RED II e, com isso, já está autorizada a exportar etanol 2G para a União Europeia (NOVACANA, 2022a).

Em junho de 2021, a empresa anunciou a construção de uma nova usina de E2G, com capacidade de produção de 82 milhões de litros por ano. Localizado na cidade de Guariba/SP, o

investimento possui contrato de longo prazo para a comercialização de 91% da produção com um player global de energia. A previsão é que as atividades comecem em 2023 (RAÍZEN, 2021). Em 11 de maio de 2022, a companhia anunciou que irá construir mais duas novas unidades de E2G, ambas com capacidade de 82 milhões de litros ao ano e a um investimento de R\$ 2 milhões. Elas serão integradas às usinas Univalem, em Valparaíso/SP, e Barra, em Barra Bonita/SP e o início das operações está previsto para 2024. Com estes dois novos projetos, a Raízen será o único produtor mundial a operar quatro plantas de etanol celulósico em escala industrial com uma capacidade instalada total de 280 milhões de litros por ano (NOVACANA, 2022b).

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 400 mil m³ no horizonte decenal.

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 semanais médios mínimos pelos distribuidores de combustíveis ao longo do ano de 2021, bem como uma breve avaliação do abastecimento nacional.

5.1 Os estoques mínimos obrigatórios

A ANP mantém o acompanhamento dos estoques semanais médios, conforme estabelecido nas Resoluções ANP nº 45/2013 (óleo diesel e gasolina), nº 5/2015 (GLP) e nº 6/2015 (QAV).

De forma agregada, ao longo do ano de 2021, as obrigações de estoques de operação foram atendidas. A exceção ocorreu na Região Nordeste em relação aos estoques dos distribuidores de GLP e, pontualmente, no QAV, no mês de janeiro na região Norte e Nordeste. Em relação ao GLP, cabe destacar que a Região Nordeste é abastecida basicamente via importação e operações de cabotagem a partir de Suape/PE, particularidade que demanda maior capacidade de armazenagem.

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

Tabela 9 – Estoque de gasolina A nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS
jan-21	133	27	31	16	429	64	322	105	126	56	1041	268
fev-21	127	26	28	15	384	60	222	104	96	54	858	259
mar-21	138	24	31	13	489	53	242	91	114	46	1014	228
abr-21	116	20	27	12	487	47	232	76	100	39	961	194
mai-21	114	21	26	12	355	47	212	84	89	45	795	210
jun-21	117	25	87	13	254	54	212	91	100	47	770	230
jul-21	137	30	87	14	256	61	223	100	100	49	803	254
ago-21	126	30	89	14	400	61	224	98	87	48	926	250
set-21	113	31	114	16	288	65	247	104	107	51	868	267
out-21	108	33	90	18	389	71	248	111	116	57	951	289
nov-21	117	30	100	16	159	67	251	106	118	54	745	274
dez-21	128	34	101	19	178	74	240	125	103	62	750	315

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

Região 1 – Estados da Região Norte, exceto TO.

Região 2 – BA e SE.

Região 3 – TO e da Região Nordeste, exceto BA e SE.

Região 4 – Estados da Região Centro-Oeste e Sudeste.

Região 5 – Estados da Região Sul.

Esm = Estoque Semanal Médio. Metas = Estoque Mínimo Requerido.

Tabela 10 – Estoque de óleo diesel A S500 nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS
jan-21	217	37	28	12	249	27	280	89	127	45	902	209
fev-21	152	35	21	11	263	26	203	93	84	50	721	215
mar-21	157	34	22	11	220	25	238	99	120	55	758	225
abr-21	131	29	22	10	246	22	244	88	115	45	756	192
mai-21	132	32	22	10	226	23	243	95	127	46	751	206
jun-21	136	34	64	11	219	26	240	103	128	43	787	218
jul-21	153	36	67	12	133	29	238	115	108	47	700	239
ago-21	169	35	62	12	178	29	245	109	103	48	758	233
set-21	141	34	82	12	139	29	265	110	114	48	741	234
out-21	140	36	67	13	238	31	262	112	110	52	817	244
nov-21	150	31	72	11	92	29	275	99	117	45	706	215
dez-21	155	29	72	11	102	27	257	87	119	38	704	192

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

Região 1 – Estados da Região Norte, exceto TO.

Região 2 – BA e SE.

Região 3 – TO e da Região Nordeste, exceto BA e SE.

Região 4 – Estados da Região Centro-Oeste e Sudeste.

Região 5 – Estados da Região Sul.

Esm = Estoque Semanal Médio. Metas = Estoque Mínimo Requerido.

Tabela 11 – Estoque de óleo diesel A S10 nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Região 5		Total	
	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS
jan-21	178	26	25	16	398	57	338	98	123	40	1062	237
fev-21	192	27	45	16	476	53	424	101	181	40	1318	237
mar-21	136	28	30	17	269	50	295	102	119	42	849	239
abr-21	136	26	28	14	372	40	297	85	123	36	956	201
mai-21	140	28	23	16	388	45	337	95	159	40	1047	223
jun-21	161	32	69	15	323	53	353	106	153	42	1059	248
jul-21	161	36	69	18	304	61	335	120	134	45	1002	280
ago-21	176	34	65	19	336	62	325	117	124	46	1026	279
set-21	163	33	90	20	205	65	276	120	116	47	849	285
out-21	150	33	73	22	275	70	304	128	110	51	911	305
nov-21	145	29	70	20	129	65	356	114	116	48	816	275
dez-21	139	28	69	20	146	66	310	116	99	47	762	277

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

Região 1 – Estados da Região Norte, exceto TO.

Região 2 – BA e SE.

Região 3 – TO e da Região Nordeste, exceto BA e SE.

Região 4 – Estados da Região Centro-Oeste e Sudeste.

Região 5 – Estados da Região Sul.

Esm = Estoque Semanal Médio. Metas = Estoque Mínimo Requerido.

Tabela 12 – Estoque de QAV nos distribuidores (mil m³)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Total	
	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS
jan-21	23	10	27	39	73	77	9	4	132	130
fev-21	29	9	39	32	80	68	12	3	160	112
mar-21	33	8	45	22	85	53	12	2	175	85
abr-21	22	3	31	3	55	10	7	1	115	17
mai-21	28	3	39	4	66	13	11	0	144	20
jun-21	24	4	34	6	65	16	10	1	133	26
jul-21	23	4	32	7	64	21	10	1	128	33
ago-21	25	5	35	9	81	25	9	1	150	39
set-21	24	6	40	10	79	29	9	1	152	46
out-21	25	8	39	16	74	35	9	1	146	61
nov-21	26	8	41	18	81	38	9	2	158	66
dez-21	22	9	36	24	75	45	9	2	142	80

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

Região 1 – Estados da Região Norte.

Região 2 – Estados da Região Nordeste.

Região 3 – Estados da Região Centro-Oeste e Sudeste.

Região 4 – Estados da Região Sul.

Esm = Estoque Semanal Médio. Metas = Estoque Mínimo Requerido.

Tabela 13 – Estoques de GLP nos distribuidores (mil t)

	Região 1		Região 2		Região 3		Região 4		Total	
	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS	ESM	METAS
jan-21	8	7	12	24	45	30	13	10	77	70
fev-21	9	6	13	22	44	30	15	9	81	68
mar-21	8	7	16	26	54	35	18	11	95	79
abr-21	8	7	13	25	46	33	15	10	82	76
mai-21	8	7	16	26	51	31	17	11	92	75
jun-21	9	7	12	27	41	33	13	11	75	78
jul-21	9	8	16	28	51	36	19	12	95	83
ago-21	10	7	15	27	48	35	16	11	89	79
set-21	9	7	16	26	48	33	16	11	88	76
out-21	8	7	15	26	46	33	15	11	85	78
nov-21	9	7	14	25	46	31	17	10	86	72
dez-21	8	8	14	27	40	34	15	11	77	79

Fonte: ANP, com relatórios de estoques semanais médios enviados pelos agentes regulados e SIMP.

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. Metas = Estoque Mínimo Requerido.

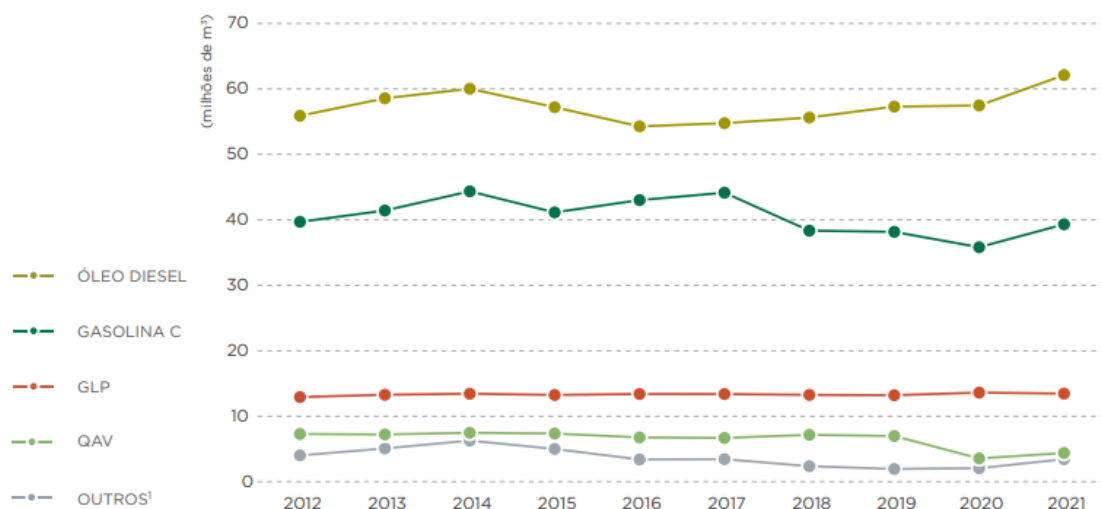
5.2 Avaliação do Abastecimento em 2021

Em 2021, a produção nacional de derivados cresceu 3,4% em 2021 e atingiu 2 milhões de barris/dia. As vendas de derivados pelas distribuidoras registraram crescimento de 9,1%, com destaque para as vendas de óleo combustível, que cresceram 67,9% (ANP, 2022a).

No consolidado de 2021, apenas as vendas de GLP registraram queda, de 1,1%, totalizando 13,5 milhões de m³. Já os demais combustíveis tiveram aumento em suas vendas:

gasolina C, alta de 9,8%, com 39,3 milhões de m³; gasolina de aviação, alta de 22,5%, com 48 mil m³; óleo combustível, alta expressiva de 67,9%, com 3,4 milhões de m³; óleo diesel, alta de 8,1%, com 62,1 milhões de m³; QAV, alta de 23,7%, com 4,4 milhões de m³, e, finalmente, querosene iluminante, alta de 0,1%, com 4 mil m³. Este último combustível, juntamente com gasolina de aviação, continuou representando uma parcela pequena do total de vendas de 2021, ou seja, menos de 0,1% (ANP, 2022a).

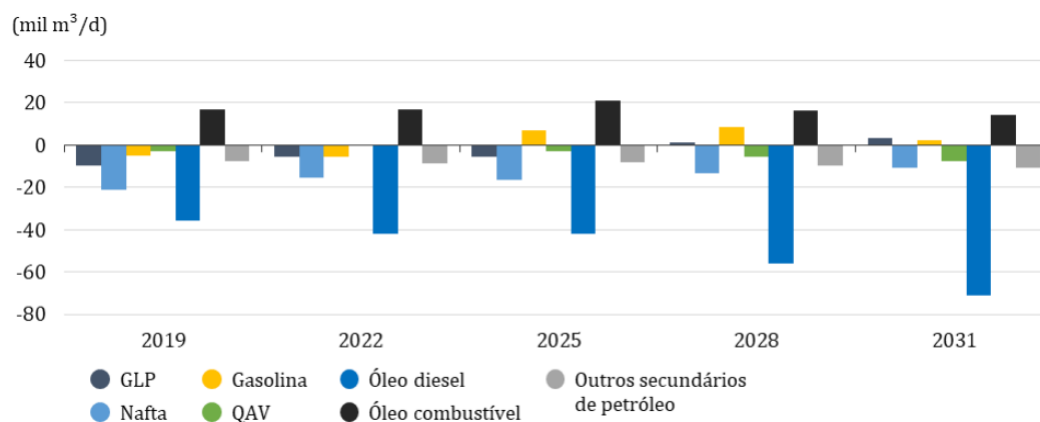
Gráfico 15 – Evolução das vendas nacionais, pelas distribuidoras, dos principais derivados de petróleo – 2012 a 2021



Fonte: ANP (2022a).

O Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (PDE 2031) apresenta a tendência de continuidade da dependência externa de diesel e QAV. O gráfico 16 apresenta as projeções dos saldos líquidos dos principais derivados de petróleo no Brasil no Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 (EPE, 2021).

Gráfico 16 – Saldo líquido dos principais derivados de petróleo no Brasil



Fonte: EPE (2021).

Novo mercado Downstream e possíveis impactos na oferta de produtos

O segmento de refino passa por processo de abertura do mercado, com a Petrobras incluindo refinarias em seus projetos de desinvestimentos, as quais somam o equivalente à metade da capacidade nacional de processamento de petróleo.

A companhia concluiu a venda da Refinaria de Mataripe, na Bahia e da Unidade de Industrialização do Xisto – SIX, no Paraná. Também encontram em fase avançada de negociação as Refinaria Isaac Sabbá - Reman (Manaus/AM) e a Lubrificantes e Derivados do Nordeste - Lubnor (Fortaleza/CE).

Além desses ativos, o plano de desinvestimento da Petrobras contempla também a Refinaria Abreu e Lima - RNEST (Ipojuca/PE), a Refinaria Gabriel Passos - Regap (Betim/MG), a Refinaria Presidente Getúlio Vargas - Repar (Araucária/PR), e a Refinaria Alberto Pasqualini - Refap (Canoas/RS), bem como ativos de logística associados a essas unidades.

A menção ao Novo mercado *Downstream* se faz importante para destacar a alteração estrutural do segmento com uma gama maior de agentes privados com protagonismo na comercialização de combustíveis em nível nacional e, sobretudo, em determinadas regiões do País, em detrimento à figura de agente com a visão de planejador central que ora fora responsável por cerca de 98% do segmento do refino.

6 Conclusões e providências

O presente relatório apresenta as seguintes conclusões decorrente dos estudos elaborados ao longo do ano de 2022:

- a) Indicadores da economia brasileira, desde meados dos anos 2000, apontam não haver necessidade de constituição de reservas estratégicas de etanol ou petróleo. O País é exportador líquido de petróleo e o advento da frota *flex-fuel* permitiu a decisão do consumo de etanol hidratado ou gasolina C ao consumidor, encerrando a necessidade pretérita de constituir reserva estratégica;
- b) 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, sob a perspectiva de atendimento à demanda futura, não é necessária a formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil;
- c) Os estoques de operação de combustíveis, implementados por produtores e distribuidores conforme resoluções ANP, em conjunto com a sistemática de monitoramento do abastecimento nacional, contribuem para a garantia do abastecimento no País;
- d) A AQR aponta baixa relevância para o risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado); e
- e) As condições associadas ao Novo Mercado *Downstream* trazem maior desafio ao abastecimento nacional, sobretudo no tocante à oferta de combustíveis em relação aos quais o País apresenta dependência externa.

Por fim, entende-se como necessárias as seguintes providências:

- a) Criar grupo de trabalho a fim de subsidiar deliberações e demais providências do Conselho acerca do SINEC, com participação de representantes de MME, ANP, EPE e GSI/PR;
- b) Avaliar conveniência e oportunidade para iniciar processo de modificação da legislação que trata do Sistema Nacional de Estoque de Combustíveis, com o objetivo de modernizá-la e adequá-la à realidade nacional, observando as práticas internacionais; e
- c) Substituir a estrutura atual do relatório por documento de natureza executiva com a finalidade de agregar maior objetividade em contribuição ao processo decisório no âmbito do CNPE.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (ANP) (2015). **Séries Temáticas ANP – Nº 6 | Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenamento de Gasolina A e de Óleo Diesel A no Brasil**. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/livros-e-revistas/fluxos-logisticos-de-producao-transporte-e-armazenamento-de-gasolina-a-e-de-oleo-diesel-a-no-brasil>. Acesso em: 03 nov. 2021.
- _____. (2022a). **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2022**. Disponível em: <www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/arquivos-anuario-estatistico-2022/anuario-2022.pdf>. Acesso em: 02 nov. 2022.
- _____. (2022b). **Sobreaviso no Abastecimento de Combustíveis**. Disponível em: <<https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/sobreaviso-do-abastecimento>>. Acesso em: 02 nov. 2022.
- ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES (ANFAVEA) (2022). **Anuário da Indústria Automobilística Brasileira 2022**. Disponível em: <www.anfavea.com.br/anuario.html>. Acesso em: 24 out. 2022.
- BAI, Y., DAHL, C.A., ZHOU, D.Q., & ZHOU, P. (2014). **Stockpile strategy for China's emergency oil reserve: A dynamic programming approach**. Energy Policy, Elsevier, vol. 73(C), p. 12-20. Disponível em: <ideas.repec.org/a/eee/enepol/v73y2014icp12-20.html>. Acesso em: 30 out. 2020.
- BRASIL (1991). **Decreto nº 238 de 24 de outubro de 1991**. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/decreto/1990-1994/d238.htm>. Acesso em: 03 nov. 2022.
- _____. (1991). **Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991**. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8176.htm>. Acesso em: 03 nov. 2022.
- _____. (1993). **Lei nº 8.723, de 28 de outubro de 1993**. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l8723.htm>. Acesso em 03 nov. 2022.
- _____. (1997). **Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997 (Lei do Petróleo)**. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9478.htm>. Acesso em: 03 nov. 2022.
- _____. (2011). **Lei nº 12.490, de 16 de setembro de 2011**. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_Ato2011-2014/2011/Lei/L12490.htm>. Acesso em: 03 nov. 2022.
- _____. (2014). **Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014**. Disponível em: <www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2011-2014/2014/lei/l13033.htm>. Acesso em: 03 nov. 2022.
- BBC (2019). **Oil prices soar after attacks on Saudi facilities**. Disponível em: <www.bbc.com/news/business-49710820>. Acesso em 13 nov. 2020.
- BRITISH PETROLEUM (BP) (2022). **BP Statistical Review of World Energy**. Disponível em: <www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html>. Acesso em: 03 nov. 2022.

- BLOOMBERG (2019). *In a Sated Oil Market, Saudi Arabia Attack Sinks Without Trace*. Disponível em: <www.bloomberg.com/news/articles/2019-10-03/in-a-sated-oil-market-saudi-arabia-attack-sinks-without-trace>. Acesso em: 13 nov. 2020.
- CNN BRASIL (2022). **Após BP e Shell, ExxonMobil anuncia que vai deixar último projeto na Rússia**. Disponível em: <www.cnnbrasil.com.br/business/apos-bp-e-shell-exxonmobil-anuncia-que-vai-deixar-ultimo-projeto-na-russia>. Acesso em: 06 mai. 2022.
- COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (CONAB) (2022). **Acompanhamento da safra brasileira de cana-de-açúcar**. Disponível em: <www.conab.gov.br/info-agro/safras/cana/boletim-da-safra-de-cana-de-acucar>. Acesso em: 25 out 2022.
- CONFEDERAÇÃO DA AGRICULTURA E PECUÁRIA DO BRASIL (CNA) (2021). **Comunicado Técnico. PIB do Agronegócio alcança participação de 26,6% no PIB brasileiro em 2020**. Disponível em: <www.cnabrazil.org.br/boletins/pib-do-agronegocio-alcanca-participacao-de-26-6-no-pib-brasileiro-em-2020>. Acesso em: 17 nov. 2021.
- CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA (CNPE) (2001). Comitê Técnico 06. **Importação de Energéticos e Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis: estudo preliminar sobre estoques estratégicos de combustíveis**. Fevereiro de 2001.
- ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) (2019). *The Strait of Hormuz is the world's most important oil transit chokepoint*. Disponível em: <www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=39932>. Acesso em: 06 nov. 2020.
- _____ (2020a). *Risk of oil supply disruptions can have an immediate effect on oil prices*. Disponível em: <www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=42675>. Acesso em: 16 nov. 2021.
- _____ (2020b). *Country Analysis Executive Summary: China*. Disponível em: <www.eia.gov/international/content/analysis/countries_long/China/china.pdf>. Acesso em: 30 out. 2020.
- EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE) (2021). **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 | Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: <[www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno de Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural - PDE 2031.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PDE%202031.pdf)>. Acesso em: 25 out. 2022.
- _____ (2022a). **Balanco Energético Nacional | Séries Históricas Completas**. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/BEN-Series-Historicas-Completas>. Acesso em 25 out. 2022.
- _____ (2022b). **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2031 | Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Disponível em: <[www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno de Previsão da Produção de Petróleo e Gás Natural - PDE 2031.pdf](http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-607/topico-591/Caderno%20de%20Previs%C3%A3o%20da%20Produ%C3%A7%C3%A3o%20de%20Petr%C3%B3leo%20e%20G%C3%A1s%20Natural%20-%20PDE%202031.pdf)>. Acesso em: 25 out. 2022.
- _____ (2022c). **Análise de Conjuntura dos Biocombustíveis - Ano 2021**. Disponível em: <www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/analise-de-conjuntura-dos-biocombustiveis-2021>. Acesso em: 25 out. 2022.

- _____ (2022d). **Sistema de Informações Geográficas do Setor Energético Brasileiro - WebMap EPE**. Disponível em: <www.epe.gov.br/en/publications/publications/webmap-epe>. Acesso em: 24 out 2022.
- EUROPEAN UNION (EU) (2009). **Council Directive 2009/119/EC of 14 September 2009 imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products**. Disponível em: <eur-lex.europa.eu/eli/dir/2009/119>. Acesso em: 03 nov. 2020.
- GRANBIO (2022). **Bioflex I: Produção de Biocombustível**. Disponível em: <www.granbio.com.br/conteudos/biocombustiveis>. Acesso em: 25 out 2022.
- INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE) (2020). **Pesquisa Nacional por Amostra de Domicílios Contínua 2019. Características gerais dos domicílios e dos moradores 2019**. Disponível em: <biblioteca.ibge.gov.br/visualizacao/livros/liv101707_informativo.pdf>. Acesso em: 30 out. 2020.
- INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA (IPEA) (2020). **Carta de Conjuntura, Nº 47, 2º trimestre de 2020 | Revisão da previsão de crescimento do PIB agropecuário brasileiro em 2020 - atualização de abril**. Disponível em: <www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/conjuntura/200428_boletim_agro.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2021.
- _____ (2021). **Taxa de câmbio comercial para venda**. Disponível em: <www.ipeadata.gov.br/ExibeSerie.aspx?serid=31924>. Acesso em: 17 nov. 2021.
- INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA) (2014). **Energy Supply Security: The Emergency Response of IEA Countries 2014**. Disponível em: <www.iea.org/reports/energy-supply-security-the-emergency-response-of-iea-countries-2014>. Acesso em: 30 out. 2020.
- _____ (2020). **Oil Market Report - June 2020**. Disponível em: <www.iea.org/reports/oil-market-report-june-2020>. Acesso em: 03 nov. 2020.
- _____ (2021). **Key World Energy Statistics 2021**. Disponível em: <www.iea.org/reports/key-world-energy-statistics-2021>. Acesso: 30 out. 2021.
- _____ (2022a). **Oil Market Report - January 2022**. Disponível em: <www.iea.org/reports/oil-market-report-january-2022>. Acesso em: 12 mar. 2022.
- _____ (2022b). **Oil Market Report - February 2022**. Disponível em: <www.iea.org/reports/oil-market-report-february-2022>. Acesso em: 12 mar. 2022.
- _____ (2022c). **IEA confirms member country contributions to second collective action to release oil stocks in response to Russia's invasion of Ukraine**. Disponível em: <www.iea.org/news/iea-confirms-member-country-contributions-to-second-collective-action-to-release-oil-stocks-in-response-to-russia-s-invasion-of-ukraine>. Acesso em: 06 mai. 2022.
- _____ (2022d). **A 10-Point Plan to Cut Oil Use**. Disponível em: <www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-cut-oil-use>. Acesso em: 06 mai. 2022.
- _____ (2022e). **A 10-Point Plan to Reduce the European Union's Reliance on Russian Natural Gas**. Disponível em: <www.iea.org/reports/a-10-point-plan-to-reduce-the-european-unions-reliance-on-russian-natural-gas>. Acesso em: 06 mai. 2022.

- _____ (2022f). **Energy Fact Sheet: Why does Russian oil and gas matters?** Disponível em: <www.iea.org/articles/energy-fact-sheet-why-does-russian-oil-and-gas-matter>. Acesso em: 19 out. 2022.
- INDIAN STRATEGIC PETROLEUM RESERVES LIMITED (ISPRL) (2020). **Dedicated to Create Strategic Underground Crude Oil Reserves.** Disponível em: <www.isprlindia.com>. Acesso em: 13 nov. 2020.
- LOGUM LOGÍSTICA S.A. LOGUM. (2022). **Comunicação pessoal.** Disponível em: <www.logum.com.br/php/index.php>. Acesso em: 29 mai. 2021.
- MÉXICO (2017). SECRETARIA DE ENERGIA DO MÉXICO. **Política Pública de Almacenamiento Mínimo de Petrolíferos.** Disponível em: <www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/272389/Pol_tica_P_blica_de_Almacenamiento_M_nimo_de_Petrol_feros.pdf>. Acesso em 29 jul. 2021.
- MINISTÉRIO DA AGRICULTURA, PECUÁRIA E ABASTECIMENTO (MAPA) (2015). **Cronologia da Mistura Carburante do Etanol Anidro à Gasolina.** Disponível em: <www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/arquivos/cronologia-da-mistura-carburante-etanol-anidro-gasolina-no-brasil.pdf>. Acesso em: 06 nov. 2020.
- _____ (2022). **Sustentabilidade / Agroenergia.** Disponível em: <www.agricultura.gov.br/assuntos/sustentabilidade/agroenergia/acompanhamento-da-producao-sucroalcooleira>. Acesso em: 25 out 2022.
- MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (MME) (2013). **Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis.** Disponível em: <www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/publicacoes-1/sistema-nacional-de-estoques-de-combustiveis-sinec>. Acesso em: 30 out. 2021.
- _____. (2021). **Comitê Técnico Integrado para o Desenvolvimento do Mercado de Combustíveis, demais Derivados de Petróleo e Biocombustíveis (CT-CB) | Relatório de Atividades: Estoques de Combustíveis.** Disponível em: <www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/petroleo-gas-natural-e-biocombustiveis/abastece-brasil/subcomites/RelatrioNCDGTEstoquesvf.pdf>. Acesso em: 03 nov. 2022.
- _____ (2022). **Portaria nº 623/GM/MME, de 10 de março de 2022.** Disponível em: <in.gov.br/web/dou/-/portaria-n-623/gm/mme-de-10-de-marco-de-2022-385143053>. Acesso em: 19 out. 2022.
- MINISTÉRIO DA ECONOMIA (ME) (2022). **Comex Stat.** Disponível em: <comexstat.mdic.gov.br/pt/home>. Acesso em 17 nov. 2022.
- NOVACANA (2022a). **GranBio certifica etanol celulósico para exportação à Europa.** Disponível em: <www.novacana.com/n/etanol/2-geracao-celulose/granbio-certifica-etanol-celulosico-exportacao-europa-260421>. Acesso em: 25 out 2022.
- NOVACANA (2022b). **Raízen investirá R\$ 2 bilhões em duas novas plantas de etanol 2G.** Disponível em: <www.novacana.com/n/industria/investimento/raizen-investira-r-2-bilhoes-duas-novas-plantas-etanol-2g-120522>. Acesso em: 25 out 2022.

- ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (OPEC) (2021). **World crude oil exports by country, 2020**. Disponível em: <asb.opec.org/data/ASB_Data.php>. Acesso em: 12 nov. 2021.
- OXFORD INSTITUTE FOR ENERGY STUDIES (OIES) (2021). **China's SPR release: a test of mechanisms rather than a show of market might**. Disponível em: <www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2021/09/Chinas-SPR-release.pdf>. Acesso em: 16 nov. 2021.
- RAÍZEN (2021). **Comunicado ao Mercado. Nova planta e contrato para a comercialização de Etanol Celulósico**. Disponível em: <api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/c016735f-1711-48ce-919f-a8c701b83c19/deed5509-6ae2-31f9-2f4e-51a3e7cbaddf?origin=1>. Acesso em 30 jun. 2021.
- REUTERS (2020). **U.S. energy secretary signs initial agreement with India on emergency oil reserves**. Disponível em: <www.reuters.com/article/us-oil-global-india-usa-idUSKCN24I236>. Acesso em: 30 out. 2020.
- PLATTS (2022). **S&P PLATTS DIMENSIONS. Refining Margin Report 19/out/2022**. Disponível em: <www.dimensionspro.spglobal.com>. Acesso em: 20 out. 2022.
- UNIÃO NACIONAL DA BIOENERGIA (UDOP) (2022a). **A expansão do etanol de milho deve chegar a 10 bilhões de litros no Brasil**. Disponível em: <www.udop.com.br/noticia/2022/05/30/a-expansao-do-etanol-de-milho-deve-chegar-a-10-bilhoes-de-l-no-brasil.html>. Acesso em: 25 out 2022.
- _____ (2022b). **Brasil deverá produzir 31% a mais de etanol de milho na safra 2022/23**. Disponível em: <www.udop.com.br/noticia/2022/05/04/brasil-devera-produzir-31-a-mais-de-etanol-de-milho-na-safra-2022-23.html>. Acesso em: 25 out 2022.
- _____ (2022c). **Dutos da Logum chegam à Grande São Paulo**. Disponível em: <www.udop.com.br/noticia/2021/08/05/dutos-da-logum-chegam-a-grande-sao-paulo.html>. Acesso em: 20 jun 2022.
- WH (2022). **WHITE HOUSE OF USA. FACT SHEET: United States Bans Imports of Russian Oil, Liquefied Natural Gas, and Coal**. Disponível em: <www.whitehouse.gov/briefing-room/statements-releases/2022/03/08/fact-sheet-united-states-bans-imports-of-russian-oil-liquefied-natural-gas-and-coal>. Acesso em: 06 mai. 2022.
- WORLD BANK (2022). **World Bank Open Data. Produto Interno Bruto por país**. Disponível em: <data.worldbank.org/indicador/NY.GDP.MKTP.CD>. Acesso em: 17 set. 2022.
- YERGIN, D. (2011). **The quest: energy, security, and the remaking of the modern world**. New York: The Penguin Press, 2011.