

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



Dezembro de 2014



**MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA**

**Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis**

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

**Grupo de Trabalho**

**MME/ANP/EPE/Petrobras**

**Brasília**

**Dezembro de 2014**

## **Grupo de Trabalho do SINEC**

### **Coordenação:**



**Ministério de Minas e Energia**

**Cláudio Akio Ishihara  
Ricardo Gusmão Dornelles  
Luiz Carlos Lisboa Theodoro  
Maurício Ferreira Pinheiro  
Marlon Arraes Jardim Leal  
Deivson Matos Timbó  
Edie Andreeto Júnior  
Leila Przytyk**

### **Participantes:**



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

**Agência Nacional do Petróleo, Gás  
Natural e Biocombustíveis**

**Alexandre Carlos Camacho Rodrigues  
Dirceu Cardoso Amorelli  
Jader Pires Vieira de Souza  
José Carlos Tigre  
Rubens Cerqueira Freitas**



**Empresa de Pesquisa Energética**

**Marisa Maia de Barros  
Rafael Moro da Mata  
Marcelo Castello Branco Cavalcanti**



**Arlindo Moreira Filho  
Carlos Felipe Guimarães Lodi  
Ana Valéria Medeiros Wanderley  
Daniella Dalla Maestri  
Luiz Cláudio Caseira Sanches  
Marcelo Côrtes Fernandes  
Thomas de Campos Tsuchida  
Victor Cohen Uller**

## APRESENTAÇÃO

Em continuidade aos trabalhos desenvolvidos em 2013, o Ministério de Minas e Energia (MME) coordenou os trabalhos com vistas a elaborar estudos acerca de “Reserva Estratégica” e “Estoques de Operação”, referentes ao exercício de 2014, 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, de seus combustíveis derivados, de etanol destinado para fins carburantes e de outros combustíveis líquidos carburantes.

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

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

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

## SUMÁRIO

LISTA DE FIGURAS .....	iii
LISTA DE GRÁFICOS .....	iii
LISTA DE QUADROS .....	iv
LISTA DE TABELAS .....	iv
Introdução .....	1
2 Base legal, definições e estudos precedentes .....	2
2.1 Base legal .....	2
2.1.1 Base legal atual .....	2
2.1.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação .....	4
2.2 Definição de “reserva estratégica” e de “estoques de operação” .....	4
2.3 Matriz Energética .....	5
2.3.1 A importância do petróleo .....	7
2.4 Segurança Energética .....	9
2.4.1 A necessidade de retomada da segurança energética .....	10
2.4.2 Os Componentes da Segurança Energética .....	10
2.4.3 O Programa Internacional de Energia .....	11
2.4.4 Resiliência dos procedimentos operacionais dos sistemas energéticos .....	12
2.4.5 Os riscos de ataques cibernéticos .....	13
2.4.6 Proteção da Cadeia de Abastecimento .....	14
2.5 Estudos precedentes .....	17
3 Reservas estratégicas .....	20
3.1 Petróleo .....	20
3.1.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de petróleo .....	20
3.1.1.1 Eventos críticos externos .....	20
3.1.1.2 Eventos críticos internos .....	21
3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo .....	23
3.1.2.1 Países da Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE), da Agência Internacional de Energia (AIE) e União Europeia (UE) .....	23
3.1.2.2 Países dos BRICS (Rússia, Índia, China e África do Sul) .....	26
3.1.2.3 Comparação de políticas de reservas estratégicas conforme nível de dependência de petróleo .....	28
3.1.3 Cenário brasileiro .....	30
3.1.3.1 Contexto histórico e evolução da produção de petróleo no Brasil .....	30
3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2014-2023 .....	33
3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2014-2023 .....	36
3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro .....	36
3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo .....	37
3.2 Etanol carburante .....	41
3.2.1 Histórico e risco de restrição e/ou interrupção no suprimento de etanol .....	41
3.2.1.1 Eventos críticos externos .....	47

3.2.1.2	Eventos críticos internos .....	49
3.2.2	Cenário brasileiro.....	50
3.2.2.1	Produção, estoques e dependência externa de etanol.....	53
4	Análise da necessidade de reservas estratégicas no Brasil.....	56
4.1	Petróleo .....	56
4.1.1	Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de petróleo .....	56
4.1.2	Análise Quantitativa dos Riscos: Modelagem econômica – Estudos em elaboração .....	59
4.1.2.1	Custos de Formação dos Estoques .....	60
4.1.2.2	Custos de Infraestrutura dos Estoques .....	61
4.1.2.3	Custos de Manutenção dos Estoques .....	61
4.1.2.4	Custos Financeiros dos Estoques .....	62
4.1.2.5	Custo Total .....	62
4.2	Etanol .....	62
4.2.1	Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol .....	63
5	Estoques de Operação .....	66
5.1	Análise do abastecimento de QAV .....	66
5.2	Análise do abastecimento de GLP .....	69
5.3	Fatores de risco sobre os combustíveis.....	73
6	Constituição de estoques de operação .....	76
7	Conclusões e recomendações .....	77
	GLOSSÁRIO.....	78
	REFERÊNCIAS .....	82

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Os sete pontos críticos mais relevantes .....	14
Figura 2 – Estreito de Hormuz .....	15
Figura 3 – Estreito de Bósforo.....	16
Figura 4 – Composição da Agência Internacional de Energia .....	24
Figura 5 – Sistema de resposta a emergências da AIE.....	25
Figura 6 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E) segundo o PDE 2023 .....	35
Figura 7 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil .....	51
Figura 8 – Riscos à disponibilidade de petróleo.....	57
Figura 9 – Sistema Nacional de Abastecimento de QAV .....	66
Figura 10 – Infraestrutura logística do sistema nacional de abastecimento de QAV.....	67
Figura 11 – Sistema nacional de abastecimento de GLP.....	70
Figura 12 – Origem-Destino dos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis .....	73

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 – Participação na OIE por energético.....	7
Gráfico 2 – Dependência Externa Total de Energia .....	8
Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados .....	8
Gráfico 4 – Dep. Externa Energética x Percentual na Oferta Energética Mundial .....	9
Gráfico 5 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2010 .....	32
Gráfico 6 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2014-2023 .....	36
Gráfico 7 – Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2004-2023.....	37
Gráfico 8 – Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2004-2023.....	38
Gráfico 9 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 1970-2013.....	39
Gráfico 10 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2014-2023.....	40
Gráfico 11 – Matriz de combustíveis para veículos ciclo Otto .....	41
Gráfico 12 – Variação da produção de cana-de-açúcar e de etanol em relação à safra anterior .....	50
Gráfico 13 – Demanda mensal para o mercado ciclo Otto (2006-2014) (m <sup>3</sup> de gasolina equivalente) .....	52
Gráfico 14 – Demanda anual de combustíveis para o mercado ciclo Otto (2013-2023).....	53
Gráfico 15 – Evolução recente do mercado de etanol combustível no Brasil.....	54
Gráfico 16 – Importação, exportação, saldo comercial de etanol e proporção das exportações em relação à produção .....	55
Gráfico 17 – Evolução Recente da Entrada em Operação das Novas Unidades e Unidades Fechadas ou em Recuperação Judicial .....	63

## LISTA DE QUADROS

Quadro 1 – Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol e biodiesel vigentes.....	48
Quadro 2 – Matriz de probabilidade de impacto .....	57
Quadro 3 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos .....	58

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Deficiências no fornecimento de petróleo desde 1956 .....	21
Tabela 2 – Contingências internas e impactos sobre oferta, entre 1986 e 2001 .....	22
Tabela 3 – Contingências internas e impactos sobre oferta, desde 2002 .....	22
Tabela 4 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP (dados de 2012) .....	29
Tabela 5 – Portarias do CNP com fixação do percentual de mistura vigente após o lançamento do Proálcool e até a adoção de percentual de 20% no território nacional .....	43
Tabela 6 – Balanceamento entre oferta e demanda de QAV, ano 2013 .....	67
Tabela 7 – Capacidade de armazenagem de QAV em distribuidores, ano 2013 .....	68
Tabela 8 – Capacidade de armazenagem de QAV em terminais privados, ano 2013 .....	68
Tabela 9 – Capacidade de armazenagem de QAV no sistema Petrobras .....	68
Tabela 10 - Proposição de estoque semanal médio de QAV por região .....	69
Tabela 11 – Balanceamento entre oferta e demanda de GLP, ano 2013 .....	70
Tabela 12 – Capacidade de armazenagem de GLP em bases de distribuidores, ano 2013 .....	71
Tabela 13 – Capacidade de armazenagem de GLP em terminais privados, ano 2013 .....	71
Tabela 14 – Capacidade de armazenagem de GLP no sistema Petrobras .....	71
Tabela 15 – Estoque do produtor de GLP .....	72
Tabela 16 – Estoque do distribuidor de GLP .....	72

## Introdução

Este relatório apresenta análises, conclusões e recomendações elaboradas ao longo de 2014 pelo GT SINEC, criado pela Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014. A partir dos requisitos estabelecidos pela Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, pelo Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991 e pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o GT SINEC estudou referências internacionais, observando históricos e tendências relacionados à oferta/demanda mundial e nacional de etanol carburante, petróleo e seus derivados.

O relatório contém estudos sobre base legal pertinente ao assunto, definições conceituais a respeito de reservas estratégicas e estoques de operação, importância do petróleo na matriz energética nacional. Também são relacionados aspectos da segurança energética, suas componentes e os fatores de risco a serem considerados.

Em trabalho desenvolvido por força tarefa coordenada pela ANP, iniciou-se uma análise quantitativa dos riscos, com objetivo de mensurar os custos de formação de reservas estratégicas vis-à-vis possíveis impactos na economia nacional em eventual indisponibilidade de petróleo e de etanol carburante. Como resultado parcial desse trabalho, este relatório apresenta a definição de modelagem econômica de estimativa para os custos de formação de reservas estratégicas.

A metodologia de Análise Qualitativa de Riscos (AQR) foi adotada para identificar riscos (oportunidades e ameaças) atuais e futuros ao objetivo em foco, traduzido pela disponibilidade dos produtos, quer seja petróleo (produzido ou importado) para o refino nacional, etanol carburante ou combustíveis básicos para o abastecimento do mercado brasileiro. De acordo com a metodologia adotada, foram atribuídas probabilidades de ocorrência aos riscos, descrevendo-se, também, o impacto desses riscos, quando efetivados, sobre o objetivo.

Com relação à análise dos estoques de operação de combustíveis, foi considerado o trabalho coordenado pela Superintendência de Abastecimento da ANP (ANP/SAB), do Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis (GFL), que já havia definido os estoques mínimos de operação para gasolina A e óleo diesel em 2013, por meio da Resolução ANP nº 45, de 22 de novembro de 2013. Durante o ano de 2014, foram abordados os combustíveis gás liquefeito de petróleo (GLP) e querosene de aviação (QAV), com a realização de consultas e audiências públicas promovidas pela Agência. Com efeito, no presente relatório, consta a indicação de como os resultados e recomendações produzidos pelo GFL se alinham ao atendimento da legislação que trata do SINEC.

## 2 Base legal, definições e estudos precedentes

Neste capítulo serão abordados: base legal pertinente ao assunto, definições conceituais a respeito de reservas estratégicas e estoques de operação, importância do petróleo na matriz energética nacional, aspectos relacionados à segurança energética e estudos precedentes que trataram do mesmo assunto e que, portanto, foram utilizados como referência.

### 2.1 Base legal

Para maior clareza, esse tópico foi subdividido em duas partes. A primeira trata da base legal atual e discorre de forma sucinta sobre a Lei 8.176/91, bem como o Decreto 238/91. A segunda trata da Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, que criou o grupo de trabalho.

#### 2.1.1 Base legal atual

A Lei nº 8.176/1991 “*define os crimes contra a ordem econômica e cria o Sistema de Estoques de Combustíveis*”.

Em seu artigo 4º, a referida Lei estabelece a instituição do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis (SINEC) e define as seguintes atribuições ao Poder Executivo:

[...]

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

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

[...]

Por sua vez, o Decreto nº 238/1991 “*dispõe sobre o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e dá outras providências*”.

O referido Decreto regulamentou a Lei nº 8.176/1991, na medida em que definiu, em seu artigo 2º, que o SINEC compreenderá:

[...]

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

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

[...]

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

[...]

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

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

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

[...]

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

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

O projeto de Lei de Diretrizes Orçamentárias (LDO) deve ser encaminhado pelo Presidente da República, nos termos da Constituição Federal, em até 15 de abril. Posto que a LDO estabelece, a partir dos programas do Plano Plurianual (PPA), as prioridades para o ano seguinte e orienta a elaboração da Lei Orçamentária Anual (LOA), o Congresso deve enviar o Projeto de LDO até o encerramento do primeiro período da sessão legislativa.

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

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

## 2.1.2 Discussões em curso sobre a necessidade de atualização da legislação

O relatório do GT SINEC de 2013<sup>2</sup> consignou em seu texto a necessidade de atualização ou complementação da regulamentação da Lei 8.176/1991.

Isso porque, ao longo do período que se estende da publicação da mencionada Lei e do Decreto nº 238, de 1991 até a presente data, muitas mudanças ocorreram no mercado de combustíveis, como, por exemplo, o advento da tecnologia *flex-fuel* que reduziu o risco de desabastecimento da frota ciclo Otto, bem como algumas terminologias legais utilizadas nestes atos que ficaram desatualizadas, como, por exemplo, “álcool para fins carburantes”, que atualmente recebe a denominação de “etanol combustível”. Além disso, outras leis importantes foram editadas e alteraram os procedimentos de atuação do Governo em relação às compras, alienações, serviços e obras (Lei nº 8.666, de 21 de junho de 1993 e Lei nº 101, de 4 de maio de 2000).

Além disso, a Portaria MME nº 250, de 3 de junho de 2014, que criou o grupo de trabalho estabelece as atribuições do Grupo, conforme abaixo:

[...]

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

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

II - propor as metas do SINEC;

III - propor as prioridades do SINEC;

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

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

VI - elaborar relatório técnico, anual, para apreciação do CNPE. **(grifos nossos)**

[...]

Em decorrência do inciso V do artigo 2º dessa Portaria o Departamento de Combustíveis Derivados de Petróleo (DCDP), unidade subordinada à Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis (SPG) do MME, elaborou a Nota Técnica nº 19/2014-DCDP/SPG-MME com o objetivo de atender à recomendação contida no relatório de propor atualização da legislação.

O documento contém questionamentos sobre a terminologia utilizada e o arcabouço legal vigente à época, que estão em desconformidade com os marcos atuais. Após a manifestação da Consultoria Jurídica do MME, serão adotadas as providências para atendimento às suas recomendações e sugestões.

## 2.2 Definição de “reserva estratégica” e de “estoques de operação”

Nas maiores economias mundiais, a formação de reservas estratégicas visa mitigar os efeitos de eventuais restrições ou interrupções no suprimento de petróleo. Esses se relacionam

de forma negativa com a segurança do país, podendo causar restrições ao consumo e afetar a economia como um todo.

A segurança no suprimento de petróleo tem sido o cerne na missão da Agência Internacional de Energia (AIE), desde a sua criação, em 1974. Na visão da AIE, a ameaça de restrição ou interrupção no suprimento abrange fatores de risco naturais, econômicos e políticos. A origem do risco tanto pode ser externa (dependência externa, instabilidade política nos países fornecedores, diversidade de fornecedores, etc.) quanto doméstica (volatilidade da produção nacional, concentração da produção, relevância da produção *offshore*, infraestrutura de armazenagem e movimentação, disponibilidade de energia, entre outros). Assim, a imposição de estoques pela AIE, em conjunto com medidas de contenção da demanda doméstica, têm como objetivo resguardar a segurança energética de seus 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 pública dos Estados Membros da União Europeia (UE). Por meio da *Council Directive 2009/119/EC*, a UE impôs obrigação aos Estados Membros de manter estoques mínimos de petróleo e/ou derivados, como medida de prevenção contra restrições ou interrupções (repentinas, relevantes e duradouras) no suprimento global, que impactariam de forma negativa na economia da UE, principalmente em relação aos segmentos de transporte e industrial químico.

Alguns países que não integram a UE nem a AIE e que não são exportadores líquidos de petróleo, como China e Índia, estão constituindo reservas de petróleo como prevenção a potenciais choques em sua economia causados por restrição ou interrupção no suprimento do produto.

A terminologia utilizada para os estoques constituídos com o propósito de proteção contra restrição ou interrupção no suprimento é variada, abrangendo os termos: estoques emergenciais, estoques estratégicos, reservas estratégicas, estoques específicos e estoques de operação.

No caso brasileiro, a legislação optou pelas denominações “reserva estratégica” e “estoques de operação”, cujos propósitos são distintos. Reserva estratégica (que também poderia ser denominada “estoque estratégico”) 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. De acordo com a legislação, a reserva estratégica 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, dentro dos quais estão os estoques de segurança, têm como objetivo a garantia da continuidade da atividade econômica de cada agente inserido 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.

### 2.3 Matriz Energética<sup>3</sup>

As escolhas e realizações da política energética do Brasil estão à altura dos desafios energéticos mais urgentes do mundo. Um esforço concentrado fez com que o acesso à eletricidade seja praticamente universal em todo o país: atualmente, 98,7% das casas

brasileiras possuem acesso à eletricidade, o que demanda uma rápida expansão do sistema energético.

A determinação inicial brasileira para o desenvolvimento de alternativas aos combustíveis fósseis fez com que fossem explorados o grande potencial hidroelétrico e alternativa de base agrícola. As diretrizes para uma redução da dependência externa de petróleo e derivados resultaram em escolhas que levaram o Brasil a se destacar como uma economia pouco intensiva em carbono. A demanda total de energia primária mais que dobrou no Brasil desde o início dos anos 1990, em decorrência do crescimento econômico e do surgimento de uma nova classe média, retratados de maneira explícita na demanda no setor de transporte e no consumo de energia elétrica.

Apesar da eminente posição de destaque do Brasil em questões de segurança energética, sustentabilidade e a proximidade da universalização do acesso à eletricidade, a formulação de suas políticas permanece como um desafio considerável. A autossuficiência em recursos energéticos, embora mitigue os riscos externos, não garante confiabilidade no suprimento a custos acessíveis. Embora os recursos renováveis sejam abundantes, há limitações – incluindo restrições sociais e ambientais – acerca da manutenção ou aumento de sua participação total no suprimento energético. Esforços para a conservação da biodiversidade, políticas de uso do solo e de gestão de recursos hídricos estão sobrepostas com as perspectivas do setor energético. Os riscos à resiliência do sistema de geração hidráulica, tais como as mudanças nos padrões hidrológicos e as vazões de entrada das hidrelétricas, poderiam ser exacerbados por decréscimos dos volumes armazenados nos reservatórios e mudanças climáticas.

Mais recentemente, o Brasil vem se consolidando como uma das forças mundiais no setor de petróleo. Nas últimas três décadas, a Petrobras tem realizado uma série de grandes descobertas *offshore*, inicialmente na bacia de Campos, tornando-se especialista e líder mundial de tecnologia de produção de petróleo em águas profundas. Com a enorme descoberta do pré-sal, em 2006, as ambições brasileiras nesse setor ganharam forte impulso. O desenvolvimento desses campos, tendo como operadora a Petrobras, é bastante complexo e demanda grandes investimentos.

A produção dos campos do pré-sal em águas profundas na bacia de Santos já foi iniciada, mas ainda não é suficiente para compensar o declínio da produção de campos maduros em outros lugares. A produção total de petróleo no Brasil se estabilizou um pouco acima de 2 milhões de barris por dia (bpd) desde 2010 e, assim, o crescimento do pré-sal será essencial para voltar a alcançar o objetivo da autossuficiência líquida de petróleo. Da mesma forma, apresenta potencial de tornar o Brasil um grande exportador de petróleo, bem como um expressivo produtor de gás natural

As descobertas do pré-sal, inclusive, provocaram uma mudança na regulação de *upstream*, concedendo à Petrobras um papel fortalecido em áreas consideradas estratégicas. Depois de um hiato de cinco anos, a retomada da licitação de novas áreas para exploração e produção em 2013 abriu novas oportunidades para explorar o potencial *offshore* e *onshore* do Brasil.

Com respeito à participação de outras fontes na produção de energia, o incremento de usinas geradoras de energia elétrica que utilizam principalmente recursos como gás natural, energia eólica e bioenergia vem crescendo desde o início da década de 2000. Um sistema de leilões de contrato fornece um mecanismo capaz de antecipar investimentos em nova produção e capacidade de transmissão, bem como estimular a diversificação da matriz energética. Apesar disso, grandes usinas hidrelétricas ainda são responsáveis por cerca de 80% da geração de eletricidade para o País, dando ao sistema elétrico uma maior flexibilidade

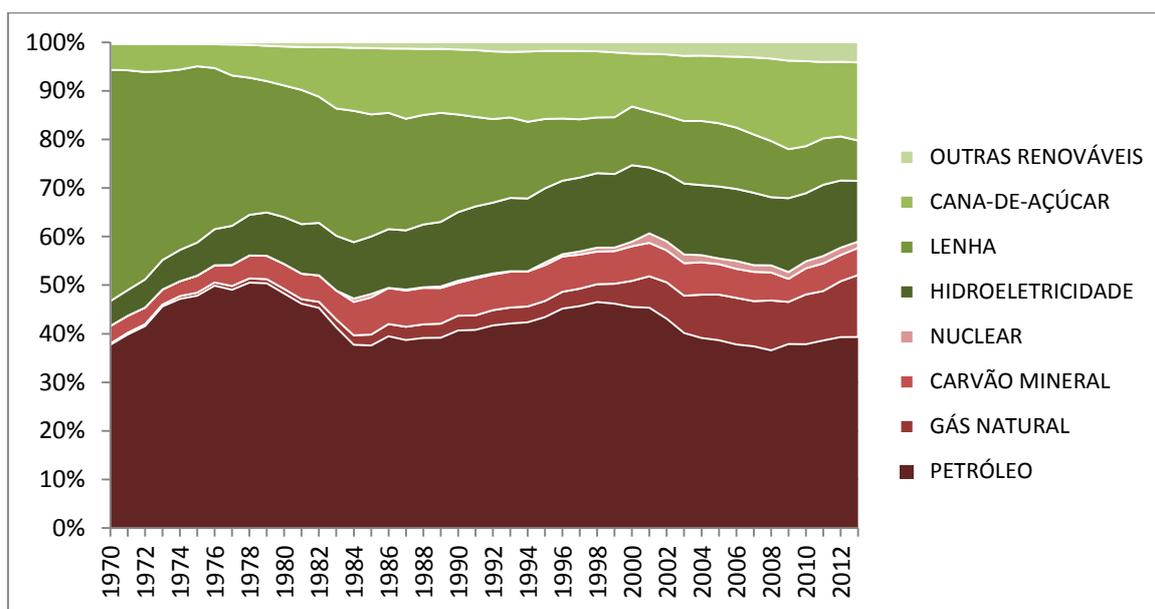
operacional. A expansão contínua da energia hidrelétrica é restrita pela distância dos centros consumidores e pelo apelo ambiental de grande parte dos recursos restantes, apesar de 20 GW de capacidade hidrelétrica estarem em construção na região amazônica.

Os biocombustíveis, principalmente o etanol produzido a partir da cana de açúcar, atualmente atendem em torno de 15% da demanda no setor de transporte, onde as tecnologias *flex-fuel* representam cerca de 90% das vendas de novos veículos de passageiros. Uma combinação de más colheitas, aumento dos custos, redução de investimento e, desde 2010, uma posição competitiva enfraquecida em relação à gasolina, prejudicaram a expansão do setor de etanol, embora as condições atuais do mercado possibilitem um olhar mais promissor. A produção de biodiesel está crescendo e o uso da bioenergia é extenso na geração de energia e na indústria.

### 2.3.1 A importância do petróleo

A importância do petróleo na matriz energética nacional torna-se incontestável quando se analisa a evolução da sua participação na composição da oferta interna de energia (OIE) ao longo do tempo. O petróleo é o insumo de maior participação na matriz (39,3%), posição ocupada desde o ano de 1973. O Gráfico 1 apresenta a evolução da OIE total entre os anos de 1970 e 2013, evidenciando a contribuição percentual de cada energético. O Brasil, que apresentava OIE de 66.945 mil toneladas equivalentes de petróleo (tep) em 1970, alcançou no ano de 2013 uma OIE de 296.215 mil tep, equivalente a uma taxa de crescimento anual superior a 3,5%.

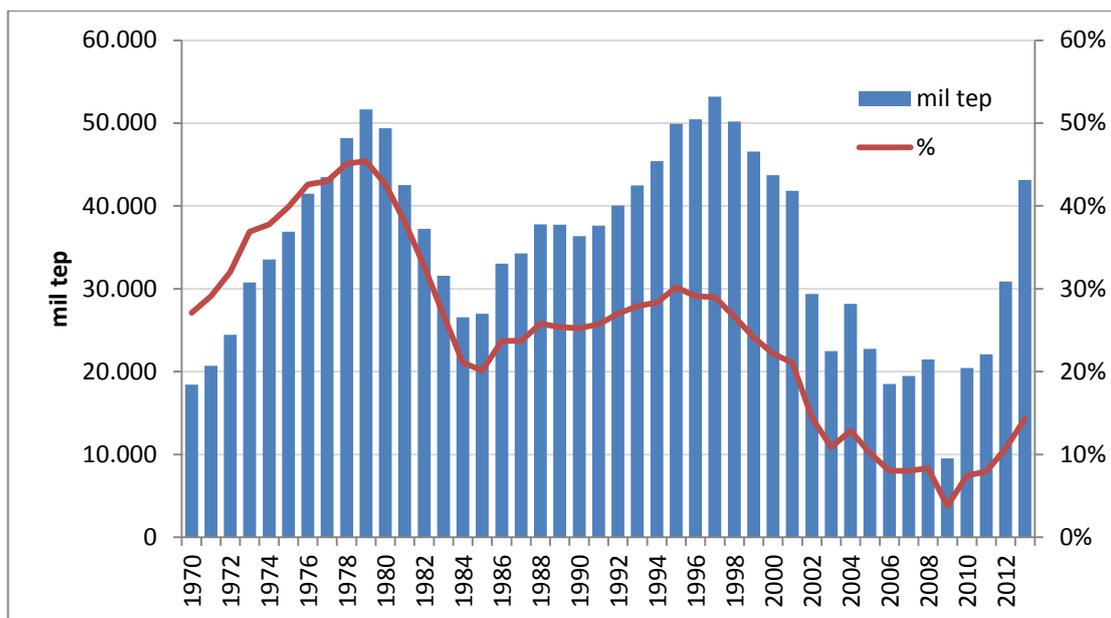
Importante destacar que um único energético apresentou redução no valor absoluto de demanda: a lenha. Em 1970, contribuía com 31.852 mil tep (47,6%) e passou para 24.580 mil tep em 2013 (8,3%). A ordem de relevância dos energéticos para a OIE brasileira em 2013, após o petróleo e derivados, é a seguinte: derivados da cana-de-açúcar (16,1%), gás natural (12,8%), hidroeletricidade (12,5%), lenha e carvão vegetal (8,3%), carvão mineral e derivados (5,6%), outras renováveis (4,2%) e nuclear (1,3%).



Fonte: MME

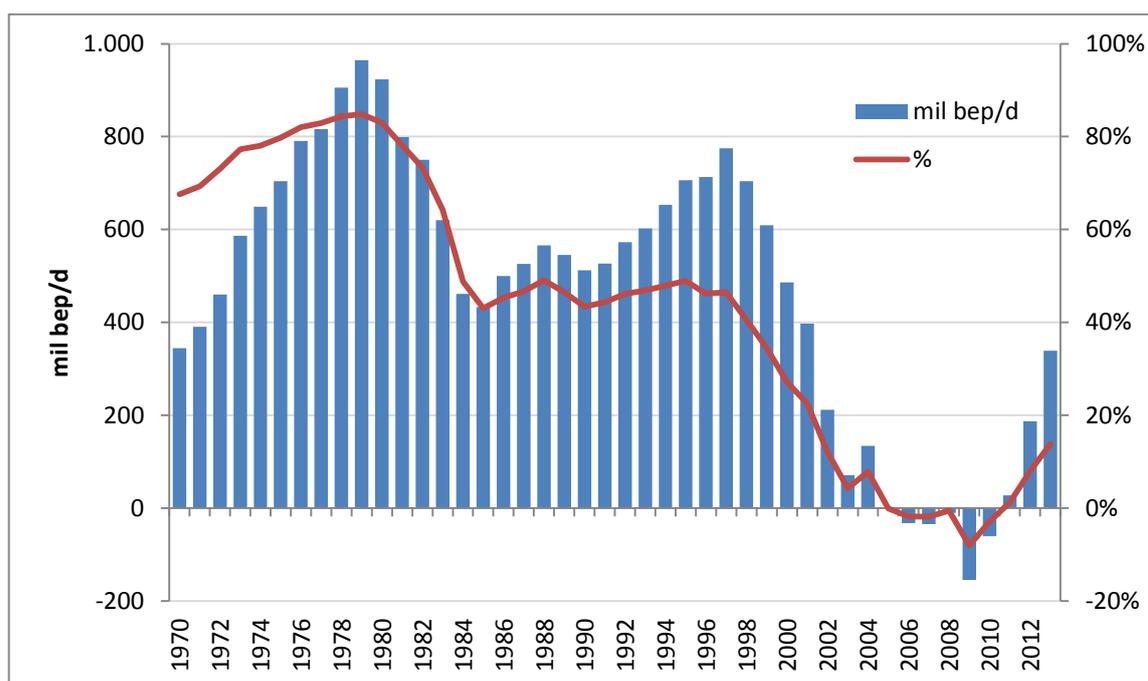
Gráfico 1 – Participação na OIE por energético

Por ser o energético de maior consumo, a influência do petróleo é direta no comportamento da matriz energética nacional, bem como na dependência externa de energia, o que é ratificada pela similaridade dos gráficos a seguir, que retratam o comportamento da dependência externa brasileira, tanto para a energia total quanto para petróleo e derivados. O ápice da dependência externa do petróleo no Brasil ocorreu em 1979, quando se importava 85% de nossa demanda. Não por acaso, nesse mesmo ano a dependência externa total alcançou seu maior valor nessa série histórica, quando a importação de energia superou 45% da demanda nacional. Tal comportamento é percebido a seguir, onde se apresenta a dependência externa energética total (Gráfico 2) e de petróleo e derivados (Gráfico 3).



Fonte: MME

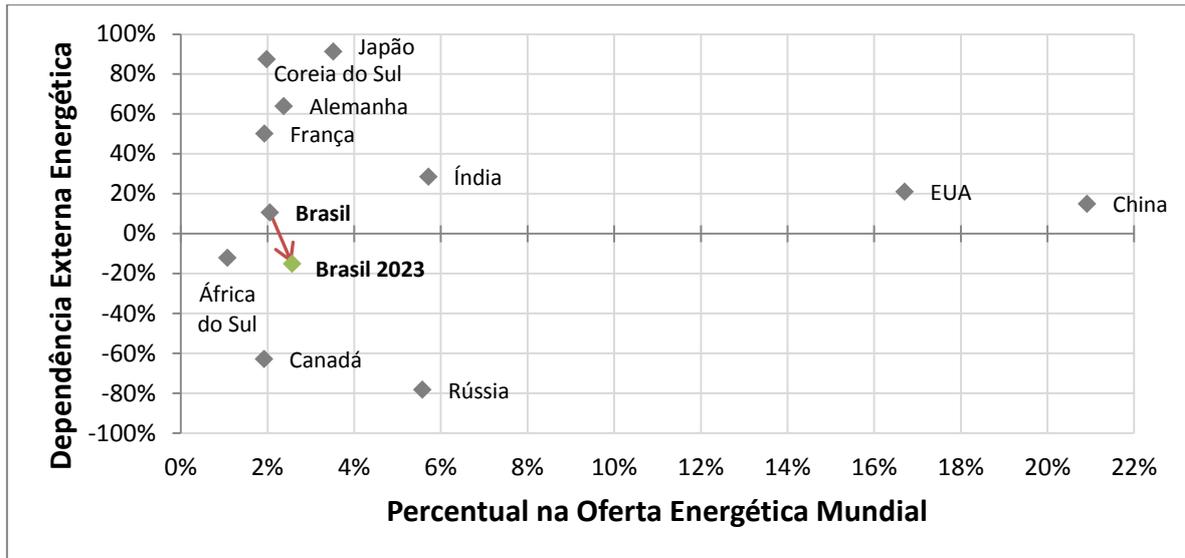
Gráfico 2 – Dependência Externa Total de Energia



Fonte: MME

Gráfico 3 – Dependência externa de petróleo e derivados

Como há perspectiva de que o Brasil se consolide na posição de exportador líquido de petróleo bruto, é possível que, em alguns anos, a produção total de energia supere o consumo final energético. É o que mostra o Gráfico 4, onde se observa a posição de cada país com relação à sua dependência externa energética e o peso de sua demanda no mercado mundial. O Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023) projeta para o Brasil, que importava 11% da energia consumida em 2011, a condição de exportar o equivalente a 15% de sua produção em 2023.



Fonte: MME

Gráfico 4 – Dep. Externa Energética x Percentual na Oferta Energética Mundial

Cabe destacar, por fim, o papel essencial que possui o petróleo para setores vitais à economia nacional: mais de 83% da energia consumida com transporte tem origem nos derivados de petróleo. Como outros exemplos, apenas o óleo diesel responde por mais de 55% da energia consumida na agropecuária e o GLP supre mais de 27% da energia consumida nas residências.

## 2.4 Segurança Energética<sup>4</sup>

Este item trata da abordagem mais recente acerca da segurança energética, das novas vulnerabilidades que trazem riscos aos sistemas energéticos, decorrentes não somente de desastres naturais, mas também da complexidade percebida nos sistemas de informação, comunicação e transportes diretamente relacionados com a cadeia de suprimento de energéticos. Apresenta os quatro componentes usuais da segurança energética: segurança física, acesso à energia, sistemas de respostas a emergências e ambiente de negócios adequado. Contém ainda um relato sobre buscas infrutíferas de “independência energética” e a demonstração, com dados históricos, de que uma relação transparente e sólida entre produtores e consumidores pode resultar em maior segurança e resiliência, decorrentes de um suprimento firme propiciado por um mercado global.

### 2.4.1 A necessidade de retomada da segurança energética

Desde o início do Século XXI, as restrições periódicas no mercado de petróleo e a volatilidade de seus preços tem despertado um novo interesse sobre segurança energética. Outros fatores de risco também se somam a esse interesse: a instabilidade política e ou econômica de algumas nações exportadoras de petróleo, práticas terroristas, o renascimento de frentes nacionalistas, os custos da importação de energia e as rivalidades geopolíticas.

A garantia de fontes confiáveis de energia para alimentar o crescimento econômico é uma das necessidades primárias para os países e para o mundo. Em 2011, turbulências sociais e geopolíticas ocorridas no norte e no meio oeste da África perturbaram o fluxo de suprimentos e propiciaram temor acerca dos preços do petróleo, no entanto, o interesse pela segurança energética não é limitado somente esse energético. Antigamente, o gás natural era um combustível regional ou nacional, porém, o desenvolvimento de gasodutos de longa distância e o crescimento do mercado de Gás Natural Liquefeito (GNL) têm tornado o gás natural mais do que um negócio interno. Apagões na América do Norte (como os que ocorreram no nordeste dos EUA em 2003), na Europa e na Rússia, têm gerado preocupação acerca da confiabilidade do suprimento energético.

Podemos citar como riscos, ainda, eventos climáticos extremos: os furacões Katrina e Rita, que atingiram o complexo energético do Golfo do México em 2005 e deram origem a um choque energético integrado. Tudo parecia conectado e tudo havia sido destruído ao mesmo tempo: a produção de petróleo e gás natural, oleodutos submarinos, terminais, refinarias, unidades de processamento de gás natural (UPGNs), oleodutos de longa distância e suprimento de eletricidade. Tais eventos mostraram o quanto é importante a integridade do sistema elétrico, do qual são dependentes as refinarias e sistemas de comunicação, os dutos que levam suprimentos para o resto do país ou mesmo postos revendedores que, sem a energia elétrica para operar suas bombas, não podiam fornecer combustível.

O terremoto e o tsunami que atingiram o Japão em 2011 mataram mais de 15.000 pessoas, devastou grande parte do país, além de causarem um acidente nuclear. O sistema de energia da região ficou inoperante, interrompendo serviços, imobilizando comunicação e transporte, e afetando a economia e cadeias de suprimentos globais, fazendo-se necessários esforços de paralização para responder à tragédia.

Na China, na Índia e em outros países em desenvolvimento, a escassez crônica de energia elétrica comprova os custos da falta de confiabilidade. A internet e a confiança em tecnologias de complexos sistemas de informação criaram um novo conjunto de vulnerabilidades para o suprimento energético e sua infraestrutura em todo o mundo, dando origem a caminhos de entrada para aqueles que desejam interromper o funcionamento desses sistemas.

### 2.4.2 Os Componentes da Segurança Energética

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

**(i) Segurança Física**

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

**(ii) Acesso à Energia**

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

**(iii) Sistema de Respostas a Emergências**

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

**(iv) Ambiente de Negócios**

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

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

### **2.4.3 O Programa Internacional de Energia**

No mercado internacional, são frequentes e grandes as pressões para que as reservas de petróleo e derivados sejam utilizadas em casos de alta nos preços dos combustíveis. Apesar de ser, de fato, uma ferramenta eficaz no curto prazo, ela não pode ser considerada uma política adequada em médio e longo prazos. Isso porque a liberação de volumes da reserva estratégica sob essas circunstâncias mascara os sinais de problemas no mercado, além de estimular a continuidade do consumo e inibir a tomada de medidas para modulação ou moderação da demanda. Enfim, todos os registros históricos de controles de preços apontam para a pouca habilidade dos governos em usar reserva estratégica como uma ferramenta de gestão do mercado.

A decisão sobre o uso de reserva estratégica é precedida de análise e avaliação de diversos fatores, entre os quais se destacam: (i) nível dos estoques comerciais; (ii) consulta aos consumidores e (iii) consulta às principais nações produtoras. O Secretário do Tesouro Americano no governo Clinton, Lawrence Summers, durante um debate na Casa Branca sobre o uso da reserva estratégica, declarou: *“As reservas estratégicas são provisões para responder às interrupções no fornecimento e não para medidas em resposta às altas de*

*preços ou escassez do mercado.*” Assim, ela é destinada ao combate do pânico, exercendo papel de fonte de confiança para impedir ações que, de qualquer maneira, venham ou visem interromper o fornecimento.

As medidas previstas no programa da AIE, incluindo a utilização dos seus estoques estratégicos, criados há 40 anos, foram acionadas por três vezes. A primeira, na Crise do Golfo em 1991; a segunda, no verão de 2005, em decorrência dos Furacões Katrina e Rita; e a terceira, para mitigar o déficit no suprimento durante a guerra civil da Líbia, em 2011.

Hoje, uma das principais atividades desempenhadas pela AIE é promover diálogos entre países não integrantes daquela Agência, exportadores de energia, integrantes e não integrantes da OPEP. Desde a criação do programa internacional de energia, em 1974, o cenário de atuação da AIE evoluiu para um diálogo, não mais entre exportadores e importadores de petróleo, mas entre consumidores e produtores.

O mecanismo para esse diálogo tornou-se o Fórum Internacional de Energia, que possui como uma de suas missões a pioneira “Iniciativa Conjunta para Dados de Petróleo” (*Joint Oil Data Initiative*). A Iniciativa conta com a participação de países que representam 90% da produção e da demanda mundial de petróleo e gás natural, e tem por objetivo propiciar uma completa e transparente visão sobre oferta, demanda e estoques, para que os mercados mundiais possam operar com base nas melhores informações.

O diálogo produtor-consumidor gera uma rede de comunicação e responde aos interesses de ambos os lados acerca de sua interdependência em termos de um produto de importância vital. No entanto, sua efetividade possui limites e deve ser avaliada em momentos de crise e não em momentos de estabilidade. A continuidade desse diálogo ainda está relacionada à simetria de informações entre as partes, bem como à soberania de cada nação.

Há poucas décadas, China e Índia mudaram suas políticas econômicas, antes de isolamento, para uma integração à economia global. Em 2009, a China tornou-se o maior consumidor de energia do mundo. No entanto, nem a China nem a Índia sinalizam interesse em ingressar na AIE, devido ao conflito das normas da Agência com seus próprios interesses.

Mesmo que não ingressem na AIE, China e Índia podem colaborar estreitamente com a Agência, pois, caso se engajem nas discussões e participem das ações internacionais voltadas à segurança energética, seus interesses poderão ser atendidos e protegidos por mercados globais, cujos sistemas não são manipulados contra eles. Além disso, em situações de tensão, ambos os países não ficariam em desvantagem comparativa em relação aos membros do AIE. Atualmente, há memorandos de entendimento com a AIE por parte da China, da Índia e da Rússia, e, dada a escala de crescimento e importância da agência, sua participação é essencial para que o sistema funcione mais efetivamente.

#### **2.4.4 Resiliência dos procedimentos operacionais dos sistemas energéticos**

A efetividade dos procedimentos operacionais é afetada pela existência, ou não, de fontes de suprimento e de energia diversas, que interessam não somente ao consumidor, mas também aos produtores. Isso porque a previsibilidade ou estabilidade no comportamento da demanda permite um planejamento de longo prazo, que contribui para a segurança e resiliência dos sistemas de suprimento.

Essa resiliência deveria estar arraigada nos sistemas energéticos, assegurando uma margem que possa amortecer os impactos das interrupções de suprimento e facilitar sua

flexibilidade e recuperação. Ela pode incluir capacidade excedente de produção nos países exportadores de petróleo e reservas estratégicas de petróleo, e se estende para capacidades adequadas de armazenamento pela cadeia de suprimento, estoques com peças de reposição de partes elétricas e equipamentos críticos, tais como bombas, válvulas, transformadores e subestações, por exemplo. Os furacões Katrina e Rita e o terremoto japonês de 2011 evidenciaram a necessidade de planos de recuperação para interrupções decorrentes de devastação de grandes regiões.

É necessário o reconhecimento, em termos globais, da existência de um mercado integrado de petróleo, composto por um sistema mundial que movimenta e consome mais de 90 milhões de bpd. A experiência tem mostrado a importância de informações e dados de alta qualidade para o bom funcionamento dos mercados e dos investimentos futuros. A “*Energy Information Administration*”, um braço independente do Departamento Americano de Energia, e a AIE, juntamente com o Fórum Internacional de Energia, contribuem para atender essa necessidade.

O acesso a informações, confiáveis e imediatas, torna-se particularmente urgente em uma crise, quando ocorre uma mistura de eventos como interrupções de suprimento, rumores, imagens da mídia e difusão de pânico entre os consumidores, transformando uma situação de dificuldade em algo muito pior. Nessas horas, particularmente os governos e o setor privado devem colaborar para combater as tendências de pânico e conjecturas, com informação de alta qualidade e imediata.

Os mercados amplos, flexíveis e em bom funcionamento contribuem para a segurança energética pela sua capacidade de absorver impactos e responder mais rapidamente às variações de oferta e demanda do que qualquer medida centralizadora. Quando surgem os problemas, os governos agem bem quando atuam de maneira cautelosa, na medida de sua capacidade, ao responder às pressões para políticas de curto prazo e à tentação de intervir nos mercados.

Por mais bem pensadas que sejam as intervenções, padrões operacionais com controles excessivos podem ter efeito reverso, na medida em que tornam lenta ou impedem a movimentação de suprimentos para mitigar interrupções. Por exemplo, as políticas rígidas da década de 1970, com controles de preços e alocação de recursos, resultaram em assimetrias no suprimento do mercado de gasolina. Em outras palavras, a política impediu os mercados de atuarem.

#### **2.4.5 Os riscos de ataques cibernéticos**

As ameaças à segurança energética também se avultam em um tipo diferente de geografia: o espaço virtual. Em 2010, o Diretor Nacional de Inteligência dos EUA identificou a segurança cibernética como uma das principais ameaças aos EUA, e em seu “Relatório Anual de Ameaças” advertiu que a “infraestrutura de informação” está “gravemente ameaçada”. O relatório ainda cita: “Nós não podemos assegurar que a nossa infraestrutura cibernética permanecerá disponível e confiável durante os momentos de crise.”. Desde então, um dos autores do relatório tem dito que a situação piorou, visto que mesmo as entidades consideradas mais protegidas, tais como instituições financeiras e sofisticadas empresas de Tecnologia da Informação (TI) têm sido alvo de sucessivos ataques.

A eficiência e a sofisticação trazidas aos novos sistemas, também os tornou mais vulneráveis. Dessa forma, não somente sistemas responsáveis pela transmissão de energia

elétrica, mas sistemas de gasodutos e abastecimento de água também partilham as mesmas vulnerabilidades, como todos os grandes sistemas de uma economia. Em resposta, as nações vêm lutando para desenvolver políticas para mitigar essas ameaças.

Também está em desenvolvimento uma nova doutrina em que um grande ataque a essas infraestruturas denominadas “críticas”, poderia constituir uma “declaração de guerra”, que justificaria retaliações militares. O Conselho da Europa estabeleceu uma convenção de segurança cibernética para guiar políticas nacionais, no entanto, isso necessita ser associado a esforços das companhias, acompanhado de investimento considerável. As novas arquiteturas de segurança demandam soluções a serem introduzidas em sistemas que foram originalmente projetados sem tê-la em mente, além disso, precisam ser coordenadas com outros países.

#### 2.4.6 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 – plantas de geração de energia, refinarias, plataformas *offshore*, terminais, portos, oleodutos, linhas de transmissão e distribuição, esferas, tanques, subestações, etc. Quanto à infraestrutura e às cadeias de suprimento, essas foram concebidas décadas atrás, sem a ênfase na segurança que teriam caso fossem projetadas na atualidade, deste modo, as vulnerabilidades dessa extensiva infraestrutura vão desde ataques abertamente hostis a pequenos eventos que podem levar a um apagão generalizado.

A cada dia, o comércio de energia torna-se mais global e assegurar sua continuidade requer colaboração adicional tanto de produtores quanto de consumidores. Pontos críticos de estrangulamento nas rotas marítimas criam determinadas vulnerabilidades para o transporte de petróleo, derivados e GNL, na ocorrência de acidentes, ataques terroristas e conflitos militares. A Figura 1 mostra os sete pontos críticos mais relevantes.



Fonte: DOE

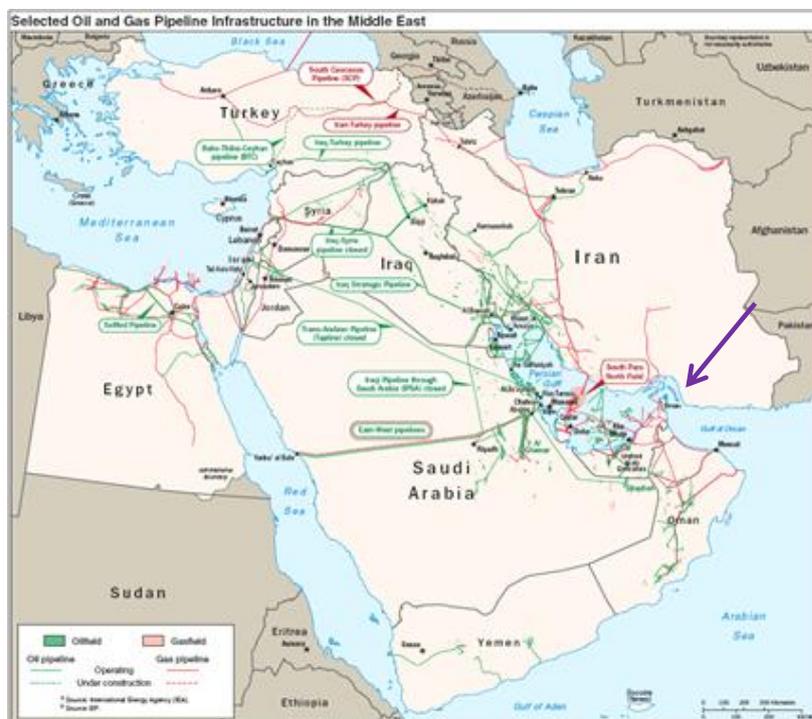
Figura 1 – Os sete pontos críticos mais relevantes

A título de exemplo cita-se o ponto crítico mais conhecido, o Estreito de Hormuz, que separa o Golfo Pérsico do Oceano Índico (localizado em uma região que compreende mais de um quarto da produção mundial de petróleo), ilustrado pela Figura 2.

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

Recentemente tem sido revelado um novo risco – ou na realidade ressurgido um antigo. Os mares mais abertos – espaços geográficos mundialmente não governados – têm se tornado mais perigosos. A área em torno do Chifre da África – O Golfo de Aden, o qual dá acesso ao estreito de Bab el-Mandeb, além das águas ocidentais do Oceano Índico, sul da Península Arábica – tem se tornado uma arena de pirataria proveniente da Somália e países vizinhos. Com isso, há o surgimento da denominada “radicalização da pirataria”, com aumento da cooperação entre piratas e grupos terroristas. Os ataques piratas a navios petroleiros e *tankers* de GNL, parecem ser uma ocorrência diária. Usando embarcações de grande porte, os piratas operam a milhares de milhas náuticas de suas bases em terra. As forças navais da Europa, Estados Unidos, Rússia, China e Índia estão atuando nessas águas, visando repelir e deter ataques de piratas.

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



Fonte: DOE

Figura 2 – Estreito de Hormuz



Fonte: DOE

Figura 3 – Estreito de Bósforo

## 2.5 Estudos precedentes

### **Relatório “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis”**

Em decorrência da publicação da Lei nº 8.176/1991 e do Decreto nº 238/1991, o CNPE considerou como pertinente avaliar a necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no País. Destarte, em 2001, a Resolução CNPE nº 07/2001 criou o CT-04 do CNPE, para desenvolver, entre outros, estudos sobre estoques estratégicos de combustíveis.

Em consequência, ao longo de 2002, com participação da Pontifícia Universidade Católica PUC-Rio e sob a coordenação da ANP, o CT-04 desenvolveu o “Estudo sobre Estoques Estratégicos de Combustíveis”, considerando, para tanto, a análise dos mercados de petróleo, GLP, QAV, gasolina A, óleo diesel A e óleo combustível. O estudo teve por base a relação entre o custo, para o País, do estoque estratégico e a perda econômica associada à falta de um determinado combustível, considerando cenários de contingências que poderiam afetar, de forma grave, a oferta interna ou externa desses produtos.

De início, faz-se necessário mencionar as diferenças de nomenclatura existentes no estudo do CT-04 com relação ao que estabelece a Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991. No mencionado estudo, utiliza-se o termo “estratégico” tanto para petróleo quanto para combustíveis, enquanto que, na legislação citada, há clara distinção entre reserva estratégica e estoque de operação: o primeiro termo é aplicável somente a petróleo e etanol, enquanto o segundo se aplica apenas a combustíveis.

Isso posto, o estudo trouxe dois fatos importantes a serem considerados na formação de estoques de petróleo. O primeiro é que os eventos externos (acidentes, guerras e embargos dos países produtores de petróleo e derivados) não apresentaram risco de restrição e/ou interrupção no suprimento no período de estudo, de 50 (cinquenta) anos, mas apenas oscilações no preço. O segundo é que, já naquela época, o País apresentava elevação significativa de sua produção de petróleo, a qual apontava para um volume maior do que o consumo equivalente em derivados. Postulou-se que países autossuficientes fazem estoques somente para controlar o mercado internacional, não sendo este o objetivo da formação de reservas estratégicas nos termos da Lei nº 8.176/1991 e do Decreto nº 238/1991.

Com base nos resultados do mencionado estudo, apresentados em outubro daquele ano, o CT-04 decidiu recomendar ao CNPE que não fossem constituídos estoques estratégicos para petróleo GLP, QAV, gasolina A, óleo diesel A e óleo combustível. De acordo com a nomenclatura estabelecida pela Lei nº 8.176/1991 e o Decreto nº 238/1991, tal decisão compreende tanto reserva estratégica quanto estoques de operação.

### **Nota Técnica ANP nº 010, de 1999**

Em novembro de 1999, a Superintendência de Estudos Estratégicos da então denominada Agência Nacional do Petróleo elaborou a Nota Técnica nº 010, denominada “Sugestões de Posicionamento da ANP Sobre a Questão dos Estoques Estratégicos de Combustíveis”. Na ocasião, foram analisados: petróleo bruto, óleo diesel, GLP e nafta petroquímica.

Além de sugestões de posicionamento, a Nota Técnica ANP nº 010/1999 apresentou um relato sobre a experiência internacional. O documento cita, com as devidas ressalvas, o fato de vários países possuírem estoques estratégicos (reservas estratégicas), como os países da AIE (que, na ocasião, eram os mesmos da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico).

O documento incentiva uma reflexão que transcende as questões jurídicas. Relata as contingências que levavam os países a advogarem a redução de estoques estratégicos e seus derivados. Além disso, alerta para pontos básicos a serem considerados: (i) que os países do G-7 respondiam por 50% da demanda mundial de petróleo e derivados; (ii) que os países em desenvolvimento não possuíam estoques estratégicos, principalmente em função de seus elevados custos de implantação e manutenção; (iii) que os contratos de concessão de exploração e produção (E&P) no Brasil autorizam os agentes a exportarem sua produção, salvo em caso de emergência declarada por Decreto Presidencial; (iv) que os países que revelavam alta preocupação com a matéria possuíam alta dependência externa do petróleo; e (v) que análises de risco deveriam levar em conta a probabilidade de ocorrência do evento, suas consequências diretas e indiretas, bem como a capacidade de suportar tais consequências.

À época da elaboração da Nota Técnica da ANP nº 010/1999, as necessidades de petróleo importado do Brasil correspondiam a apenas 1,1% do total exportado no mundo. Foi relatado, como contraposição à ideia de que os estoques poderiam garantir o abastecimento interno, que a probabilidade de ocorrência de ruptura de fornecimento de longa duração era baixa, dada a dependência recíproca entre exportadores e importadores. Ponderou-se que a maior parte das receitas de países exportadores era proveniente da venda de petróleo, o que tornava a disponibilidade do produto indubitável no horizonte dos estoques estratégicos.

Foi lembrado que a aquisição, nos termos da Lei nº 8.176/1991, deveria ser realizada pela União. Assim, à época, a compra e a venda públicas dos produtos pela Lei nº 8.666/1993 e sua movimentação foram consideradas óbices.

Por fim, a citada nota técnica afirma que a manutenção de nível adequado de estoques operacionais de petróleo e seus derivados, por parte de seus refinadores, companhias distribuidoras e seus importadores, poderia reduzir sobremaneira os riscos de ruptura de fornecimento desses produtos.

### **Relatório “Reserva Estratégica e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis” de dezembro de 2013**

Esse relatório apresentou análises, conclusões e recomendações elaboradas em 2013, entre os meses de outubro e novembro, pelo Grupo de Trabalho criado para tratar do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis, o qual, posteriormente, veio a ser oficializado pela Portaria MME nº 250/2014 (GT).

Tendo como ponto de partida de suas análises os requisitos estabelecidos pela Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, pelo Decreto nº 238, de 24 de outubro de 1991 e pela Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, o Grupo de Trabalho estudou referências internacionais, observando históricos e tendências relacionados à oferta/demanda mundial e nacional de etanol carburante, petróleos e seus derivados.

Em face do prazo exíguo estabelecido para os estudos, foi adotada metodologia de AQR para identificar riscos (oportunidades e ameaças) atuais e futuros ao objetivo em foco,

traduzido pela disponibilidade dos produtos, quer seja petróleo (produzido ou importado) para o refino nacional, etanol ou combustíveis básicos para o abastecimento do mercado brasileiro.

De acordo com a metodologia adotada, foram atribuídas probabilidades de ocorrência aos riscos, descrevendo-se, também, o impacto desses riscos, quando efetivados, sobre o objetivo.

Com relação à análise dos estoques de operação de combustíveis, foi considerado o trabalho coordenado pela Superintendência de Abastecimento da ANP (ANP/SAB), do GFL, realizado entre o segundo semestre de 2012 e o primeiro semestre de 2013. Com efeito, naquele relatório, demonstrou-se como os resultados e recomendações produzidos pelo GFL se alinham ao atendimento da citada legislação, inclusive com a proposição de um instrumento regulatório específico, materializado na Resolução ANP nº 45, de 22 de novembro de 2013.

O relatório trouxe as seguintes conclusões e recomendações:

Conclui-se que:

- a) não é necessária a formação de reserva estratégica de petróleo e etanol no Brasil;
- b) é necessária a formação de estoques de operação para óleo diesel A e gasolina A, por meio de regulamentação da ANP, conforme Resolução ANP nº 45/2013;
- c) as indicações da Análise Qualitativa de Riscos apontam baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado)
- d) o Brasil consolidará, nos próximos 10 anos, a sua posição de exportador líquido de petróleo; e
- e) a capacidade de produção de etanol total é suficiente para garantir o abastecimento do mercado de etanol anidro nos próximos 10 anos.

Recomenda-se:

- a) formalizar GT para realizar, anualmente, estudos acerca da necessidade e formação de reservas estratégicas e de estoques de operação a serem apresentados ao CNPE;
- b) revisar os atos normativos no sentido de atualizar procedimentos, conceitos e terminologias, conforme legislação vigente (em especial, o Decreto nº 238/1991);
- c) em 2014, avaliar a necessidade de regulamentação de estoques de operação para os demais combustíveis; e
- d) elaborar relatórios periódicos dos eventos que resultarem em restrição e/ou interrupção de produção nacional de petróleo e abastecimento de combustíveis.

### 3 Reservas estratégicas

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

#### 3.1 Petróleo

Existe uma quantidade considerável de referências bibliográficas que tratam de reservas estratégicas para petróleo, uma vez que este insumo representa cerca de 32% do consumo energético primário mundial<sup>5</sup>.

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

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

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

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

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

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

Data	Motivo	Duração (meses)	milhões bpd		Deficiência / Produção (%)
			Deficiência média no fornecimento	Produção petrolífera mundial	
nov/56 - mar/57	Guerra de Suez	4	2,0	nd	nd
jun/67 - ago/67	Guerra dos 6 dias	2	2,0	37,11	5,4
mai/70 - jan/71	Controvérsia no preço do petróleo na Líbia; dano em Tapline	9	1,3	48,06	2,7
out/73 - mar/74	Guerra do Yom Kippur (Guerra Árabe-Israelense de 1973)	6	2,6	58,54	4,4
nov/78 - abr/79	Revolução iraniana	6	3,5	64,70	5,4
out/80 - dez/80	Guerra entre Irã e Iraque	3	3,3	62,96	5,2
ago/90 - out/90	Invasão do Iraque no Kuwait; operação <i>Sandstorm</i>	3	4,6	65,38	7,0
abr/99 - mar/00	OPEP corta produção de petróleo para aumentar os preços	12	3,3	73,62	4,5
jun/01 - jul/01	Suspensão da exportação de petróleo iraquiano	2	2,1	75,20	2,8
dez/02 - mar/03	Greve na Venezuela	4	2,6	76,26	3,4
mar/03 - dez/03	Guerra no Iraque	10	2,3	77,57	3,0
ago/05 - set/05	Furacão Katrina	2	1,5	82,01	1,8
fev/11 - out/11	Guerra civil na Líbia	9	1,5	84,21	1,8

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

Observa-se que, em 58 anos (de 1956 a 2013), foram registradas 13 ocorrências, sendo 8 relativas a conflitos armados. Nesse período, a média de duração de eventos com interrupção no fornecimento foi um pouco inferior a 6 meses (valor mais frequente de 2 meses), sendo que a deficiência média na oferta de petróleo foi de 2,5 milhões bpd.

Porém, comparando-se os valores de cada interrupção com a produção mundial de petróleo à época (relação deficiência/produção), constata-se que esses eventos, em sua maioria, praticamente não afetaram a oferta potencial de petróleo. O maior impacto na oferta foi de 7,0%, no período de agosto a outubro de 1990 (Guerra do Golfo).

### 3.1.1.2 *Eventos críticos internos*

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

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

Ano	m <sup>3</sup>					Perda/ Produção (%)
	Produção efetiva	Greve	Segurança operacional	Unidade de produção adjacente	Perdas totais	
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

Para o período de 2002 a 2013, também não houve nenhum evento que representasse interrupção e/ou restrição relevantes no suprimento de petróleo, conforme demonstra a Tabela 3, produzida pela Petrobras.

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

Ano	m <sup>3</sup>					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%

Fonte: Petrobras

### 3.1.2 Reserva estratégica de petróleo no mundo

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

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

A Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) é uma entidade internacional, composta por 34 países, que procura fornecer uma plataforma para comparar políticas econômicas, solucionar problemas comuns e coordenar políticas domésticas e internacionais.

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

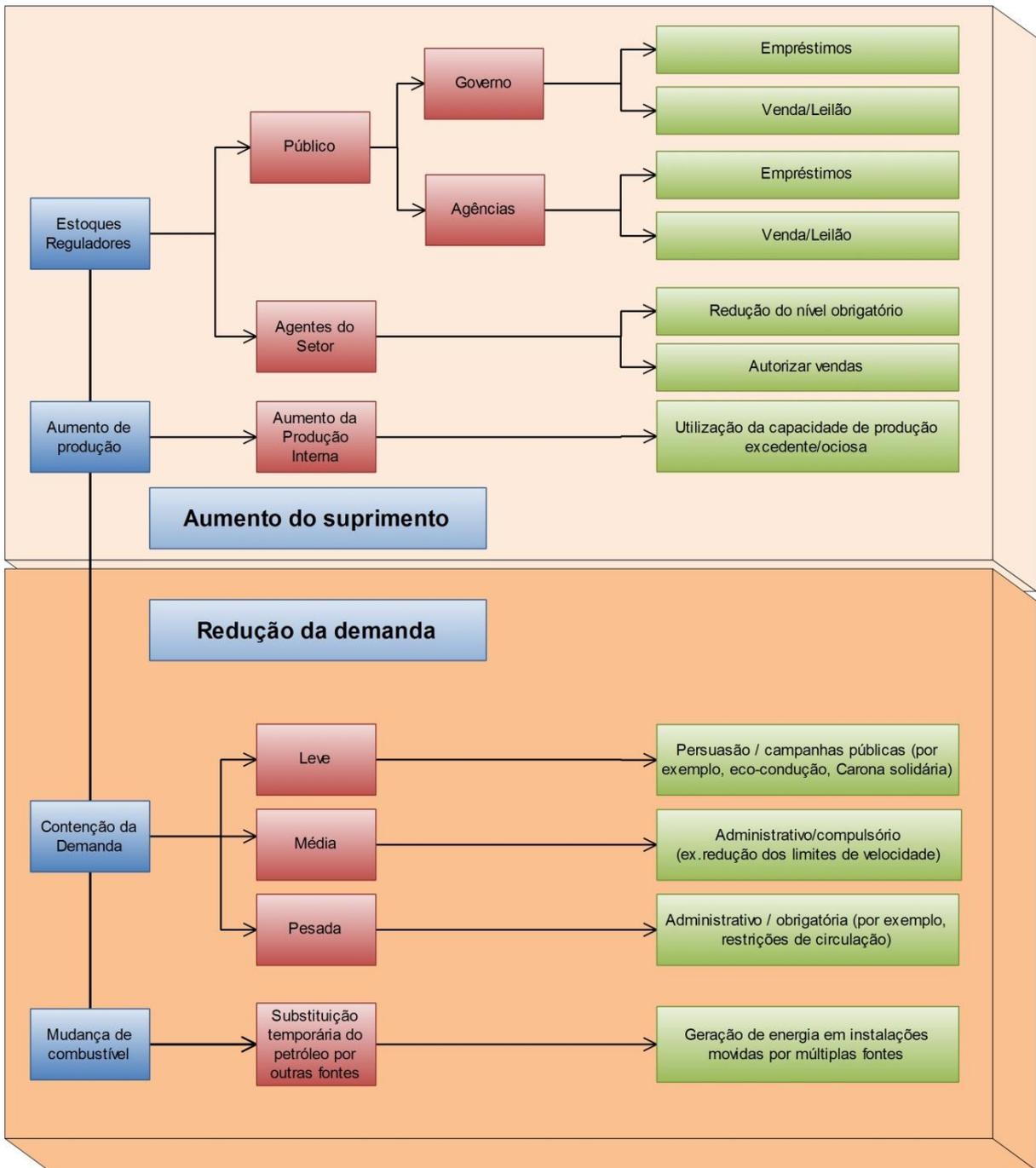
Trata-se de um fórum para enfrentamento dos desafios econômicos, sociais e ambientais da globalização. A OCDE concentra seus esforços para compreender e ajudar os governos a responderem aos novos desafios e preocupações, tais como a governança corporativa, a economia da informação e os desafios do envelhecimento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

No âmbito da OCDE, a AIE é um organismo autônomo, criado em novembro de 1974, voltado à implementação de programas internacionais de energia. Ela realiza um amplo trabalho de cooperação energética entre 29 dos 34 países membros da OCDE. Os objetivos básicos da AIE são:

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

A Figura 4 apresenta mapa com a disposição dos países-membros da AIE, países candidatos a ingressar na composição da AIE e países considerados estratégicos, seja sob a ótica da produção ou da demanda de petróleo.





Fonte: AIE. Elaboração: MME.

Figura 5 – Sistema de resposta a emergências da AIE

Os países-membros da AIE assumem compromisso de manutenção de estoques equivalentes a 90 dias de suas respectivas importações líquidas. O cálculo é baseado na média das importações líquidas diárias do ano civil anterior. Esse conceito abrange o petróleo, LGN e produtos refinados, com exceção da nafta e de volumes utilizados como combustível para navegação de longo curso (*bunker*).

Esse compromisso pode ser cumprido por meio da contabilização de volumes exclusivamente para fins de emergência e para uso comercial ou operacional, incluindo os retidos nas refinarias, nas instalações portuárias e em navios nos portos<sup>6</sup>. A obrigação especifica vários tipos de estoques que não podem ser considerados: militares, navios em alto

mar, tubulações, estações de serviço ou montantes armazenados por consumidores finais (estoques terciários). Também não inclui 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 a obrigação de manter os 90 dias de estoque, a AIE aplica uma dedução de 10% de seus estoques totais, incluindo a armazenagem realizada sob acordos bilaterais. Isso porque tais volumes são tecnicamente indisponíveis (fundos de tanques).

É interessante destacar que, no modelo estabelecido pela AIE, três de seus países-membros (Canadá, Dinamarca e Noruega), por serem exportadores líquidos de petróleo, não são obrigados a manter estoques. Entretanto, esses países possuem volumes consideráveis de estoques com propósitos diversos, tais como os usos comercial, operacional, militar e acordos bilaterais com outras nações.

A UE trata a questão por meio da *Council Directive 2009/119/UE*, de 14 de setembro de 2009, que obriga os Estados-Membros a manterem um nível mínimo de reservas de petróleo e/ou derivados. Nos termos dessa diretiva, o seu art. 3º, inciso 1, estabelece:

[...]

Artigo 3º

Reservas de segurança — Cálculo das obrigações de armazenagem

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

[...]

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

### 3.1.2.2 Países dos BRICS (Rússia, Índia, China e África do Sul)<sup>7</sup>

#### Rússia

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

## **Índia<sup>8</sup>**

A indústria de petróleo indiana apresenta uma situação bastante peculiar. O país é, simultaneamente, importador líquido de petróleo, com produção da ordem de 900 mil bpd, e exportador líquido de derivados, com saldo de balança comercial superior a 1 milhão bpd.

O Governo da Índia decidiu fixar formação de reservas estratégicas de petróleo no volume de 5 milhões de toneladas de petróleo – equivalente a pouco mais de 38 milhões de barris – em três locais distintos. De acordo com a Companhia Indiana de Reservas Estratégicas de Petróleo (ISPRL), entidade responsável pela construção e manutenção dessas reservas, esse valor não inclui os estoques de operação e tem como objetivo servir como uma “almofada” em resposta às restrições e/ou interrupções externas no fornecimento.

A capacidade de tancagem projetada para formação das reservas estratégicas de petróleo indianas representa 11 dias da importação líquida de petróleo, uma vez que, no ano de 2013, a Índia importou 3,8 milhões bpd de petróleo. A técnica para armazenamento escolhida é a utilização de cavernas rochosas, dispostas em locais acessíveis ao refino. A expectativa de conclusão do projeto é para o início do ano de 2015.

## **China<sup>9</sup>**

A China é um importante produtor de petróleo mundial, com produção superior a 4,1 milhões bpd em 2013. Entretanto, devido a um forte crescimento econômico, a demanda chinesa por petróleo saltou de 4,6 milhões bpd, em 2000, para 10,7 milhões bpd, em 2013. Com esse consumo expressivo, apesar de ser a quarta maior produtora mundial, a China é importadora líquida de petróleo desde 1993, majoritariamente do Oriente Médio.

Diante de seu cenário energético, desde 2001, a China estabeleceu um sistema de estoque estratégico de petróleo com objetivo de elevar sua segurança energética, denominado Centro de Reserva de Petróleo Nacional (NORC). A primeira fase desse sistema, concluída em meados de 2009, disponibilizou quatro unidades com capacidade de 103 milhões de barris. A segunda fase, que deve ser concluída em 2015, conta com dez estações e capacidade de 244 milhões de barris. O projeto prevê uma terceira fase, com expectativa de atingir capacidade de armazenamento de 500 milhões de barris no ano de 2020.

O acionamento do sistema ocorre quando o mercado de petróleo está sujeito a mudanças significativas ou incidentes imprevistos, sendo iniciado pela Administração Nacional de Energia (NEA), que propõe ao Conselho de Estado um plano para liberar as reservas de petróleo de emergência. Depois da aprovação do Conselho de Estado, o NEA realiza as ações aprovadas em cooperação com outras partes interessadas, como a Comissão de Reforma e Desenvolvimento Nacional (NDRC), os ministérios relacionados e as Companhias de Petróleo Nacionais (NOCs).

## **África do Sul<sup>10</sup>**

A economia da África do Sul depende da disponibilidade de energia para o crescimento da economia e o desenvolvimento. Em 2013, a economia sul-africana consumiu 570 mil bpd de derivados de petróleo. Noventa por cento do setor de transportes sul-africano é

dependente de combustíveis líquidos. O setor de petróleo é um importante componente do PIB e as restrições e/ou interrupções no fornecimento de produtos de petróleo frequentemente resultam em perdas econômicas.

Segundo o Departamento de Energia sul-africano, a perda econômica diária estimada devido à falta de combustíveis seria, em Rands, de R 925 milhões em valores de 2005 (US\$ 145 milhões, equivalente a cerca de 10% do PIB diário sul-africano à época). Isso levanta uma questão fundamental sobre o papel do governo para colocar em prática uma política estratégica global, de longo prazo, com ações que permitam ao país a continuidade de abastecimento de combustíveis líquidos, caso ocorram restrições, interrupções ou catástrofes.

As limitações de infraestrutura de logística fazem com que, na África do Sul, 60% dos 570 mil bpd de derivados de petróleo consumidos no país sejam comercializados nas regiões do interior, que compreendem, principalmente, Gauteng, Limpopo, Free State e províncias do noroeste.

O novo poliduto, comissionado em janeiro/2012, eliminou as deficiências do antigo oleoduto Durban-Johanesburg (DJP) que tinha sérias restrições de bombeio. Entretanto, o poliduto tem de ser complementado com estruturas adequadas de tanques ao final dos dutos. Também há problemas de limitação nos terminais portuários e nas estruturas de recebimento e descarregamento dos portos.

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

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

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

A Tabela 4 apresenta indicadores selecionados, referentes ao ano de 2012, e consolida a posição das principais economias mundiais no que se refere à formação de reservas estratégicas de petróleo. Juntos, os países abaixo listados representam, frente ao planeta, 60% da população, 80% da riqueza, 73% do consumo energético e 73% do consumo de petróleo. A ordem dos países segue o critério do tamanho da economia sob a ótica do Produto Interno Bruto (PIB), da maior para a menor.

**Tabela 4 – Maiores economias mundiais e sua situação quanto à exportação líquida de petróleo e formação de reservas estratégicas de petróleo - REP (dados de 2012)**

País	PIB (10 <sup>6</sup> US\$)	PIB per capita (US\$/hab)	Consumo energia <sup>(1)</sup> (10 <sup>6</sup> tep)	Consumo petróleo <sup>(2)</sup> (10 <sup>6</sup> bpd)	Exportador líquido? <sup>(3)</sup>	Possui REP?
Estados Unidos	16.244.575	51.704	2.191,2	18,555	NÃO	SIM
China	8.221.015	6.071	2.727,7	10,221	NÃO	SIM
Japão	5.960.269	46.707	461,5	4,714	NÃO	SIM
Alemanha	3.429.519	41.866	311,8	2,358	NÃO	SIM
França	2.613.936	41.223	252,8	1,687	NÃO	SIM
Reino Unido	2.476.665	39.161	188,1	1,468	NÃO	SIM
Brasil	2.253.090	11.539	270,0	2,805	SIM	NÃO
Rússia	2.029.813	14.302	731,0	3,174	SIM	NÃO
Itália	2.014.078	33.115	167,4	1,345	NÃO	SIM
Índia	1.841.717	1.501	749,5	3,652	NÃO	SIM
Canadá	1.821.445	52.300	251,9	2,412	SIM	NÃO
Austrália	1.541.700	67.304	122,9	1,019	NÃO	SIM
Espanha	1.323.500	28.670	125,6	1,278	NÃO	SIM
México	1.177.398	10.059	186,2	2,074	NÃO	SIM
Coreia do Sul	1.129.536	22.589	260,4	2,458	NÃO	SIM
Indonésia	878.536	3.594	209,0	1,565	NÃO	NÃO
Turquia	788.299	10.527	112,5	0,685	NÃO	SIM
Holanda	770.867	46.011	77,4	0,933	NÃO	SIM
Arábia Saudita	711.050	24.524	187,1	2,935	SIM	NÃO <sup>(4)</sup>
Suíça	631.183	78.881	25,4	0,238	NÃO	SIM
Noruega	499.633	99.170	28,1	0,247	SIM	NÃO
Dinamarca	314.889	56.426	18,0	0,160	SIM	NÃO

Fonte: AIE, Fundo Monetário Internacional e *BP Statistical Review*.

Notas: <sup>(1)</sup> Consumo de energia apresenta dados de 2011.

<sup>(2)</sup> Considera combustível usado em voos internacionais e navegação de longo curso. Considera o equivalente em petróleo do consumo de etanol e biodiesel.

<sup>(3)</sup> Considera exclusivamente petróleo e LGN.

<sup>(4)</sup> Possui histórico de capacidade ociosa de produção de petróleo superior a 3 milhões bpd.

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

Outro aspecto importante a se destacar diz respeito ao nível de dependência de um país frente a novos choques de petróleo. Um indicador da vulnerabilidade pode ser a participação de suas importações de petróleo no volume total de petróleo comercializado no mundo. Tal critério já foi utilizado em análises anteriores da ANP, com o mesmo fito de avaliar a questão de reservas estratégicas brasileiras<sup>11</sup>.

No caso do Brasil, em 2013, o País importou 0,7% do petróleo comercializado no mundo, cuja movimentação atingiu 56,4 milhões bpd. Portanto, é razoável considerar como baixa a vulnerabilidade do Brasil a choques internacionais de oferta de petróleo.

### 3.1.3 Cenário brasileiro

Nesta seção, são apresentados o contexto histórico e a evolução da produção de petróleo no Brasil, bem como suas previsões de produção ao longo do decênio 2014-2023. Apresentam-se, também, os investimentos vultosos necessários para que essas previsões se realizem. Por fim, aborda-se a evolução prevista das reservas provadas e o panorama e as perspectivas de dependência externa de petróleo no País.

O crescimento sustentável da produção de petróleo fundamentado no desenvolvimento tecnológico na área de Exploração e Produção (E&P) conferiu ao País, em 2006, o título de autossuficiente em petróleo. Em 2008, consolidou definitivamente sua condição de exportador líquido de petróleo. Para o horizonte de 2014 a 2023, as perspectivas otimistas de crescimento da produção, as quais indicam que o País manterá a condição de exportador, compõem um dos principais pilares para a análise da necessidade de formação de reservas estratégicas de petróleo no País.

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

A indústria de petróleo no Brasil passou por grandes transformações desde seu advento, no final do século XIX<sup>12</sup>, quando consistia em uma atividade rudimentar, até as recentes descobertas do pré-sal, após sucessivo desbravamento de novas fronteiras exploratórias em terra e mar. O desenvolvimento de novas tecnologias para se produzir petróleo e gás natural teve papel fundamental nessa trajetória.

As explorações pioneiras no Brasil foram realizadas por empresas privadas. A entrada do Estado no setor petrolífero se deu por meio do Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil (SGMB), que atuou de 1919 a 1933. Nesse período, foram desenvolvidos importantes levantamentos da estrutura geológica de bacias sedimentares e treinamentos de geólogos brasileiros. Por outro lado, foram realizadas poucas prospecções e perfurações, sem descobertas.

Até então, a Constituição de 1891 definia que o direito de propriedade se mantinha em toda a sua plenitude, salvo a desapropriação por necessidade ou utilidade pública, mediante indenização prévia. Assim, as minas pertenciam aos proprietários do solo. Em 1934, o governo transferiu a tarefa de incrementar as prospecções ao Departamento Nacional da Produção Mineral (DNPM), que recebeu várias atribuições do SGMB. Naquele mesmo ano, a nova Constituição e o Código de Minas<sup>i</sup> restabeleceram o princípio dominial, separando a propriedade do solo e do subsolo e reservando ao Estado os direitos sobre os recursos minerais do subsolo<sup>13</sup>. As atividades relacionadas ao petróleo foram declaradas de utilidade pública em 1938, e criava-se o Conselho Nacional de Petróleo (CNP)<sup>ii</sup> para coordenar as atividades nessa área, tendo como braço executor o DNPM.

A produção de petróleo em território brasileiro iniciou-se em 1939 com a descoberta do Campo de Lobato, que impulsionou atividade exploratória, embora sem resultados econômicos. A continuação das perfurações, com aprimoramentos nos levantamentos geológicos e geofísicos, resultou na descoberta do primeiro campo comercial em Candeias, em 1941.

---

<sup>i</sup> Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934.

<sup>ii</sup> Decreto-lei nº 395, de 29 de abril de 1938.

Contudo, os esforços de pesquisa realizados de 1938 a 1945 foram insuficientes. A produção de petróleo continuava insignificante se comparada às necessidades de consumo de derivados. Como saldo positivo, as iniciativas<sup>iii</sup> para transferência de conhecimentos permitiram formar o núcleo da indústria petrolífera brasileira<sup>14</sup>.

Em 1953, impulsionado pela política nacionalista do Governo Vargas, foi instituído o monopólio estatal da pesquisa, lavra, refino e transporte de petróleo e seus derivados e criava-se a Petrobras para administrar essas atividades<sup>iv</sup>. Cabia ao CNP exercer o monopólio, em nome da União, das atividades relacionadas ao abastecimento nacional de petróleo e derivados, por meio das funções de orientação, fiscalização e superintendência.

Quando a Petrobras foi instalada, em 1954, a produção de petróleo era de, aproximadamente, 2.700 bpd, volume que não atendia nem mesmo à capacidade de processamento de petróleo de 5.000 bpd da Refinaria de Mataripe (BA), a primeira refinaria estatal. As reservas de petróleo eram de apenas 16,8 milhões de barris de óleo equivalente (boe). A Petrobras conseguiu transformar as perspectivas de produção no Brasil superando desafios em novas fronteiras exploratórias, especialmente em águas progressivamente mais profundas.

Em 1963, ocorreu a descoberta do campo terrestre de Carmópolis (SE). Em 1968, Guaricema (SE), que tornou-se o primeiro campo de petróleo na plataforma continental brasileira, cuja produção foi iniciada em 1973. Desde então, ocorreram novas descobertas em terra e mar, resultados dos maciços investimentos da Petrobras em exploração e desenvolvimento da produção<sup>v,15</sup>. De 1974-1976 destacaram-se importantes campos de petróleo na Bacia de Campos. O Campo de Garoupa foi o primeiro descoberto naquela região, seguido dos Campos de Pargo, Badejo, Namorado e Enchova. Posteriormente, sucessivas descobertas ocorreram em águas marítimas profundas e ultraprofundas<sup>vi</sup>, nas bacias sedimentares ao longo da costa brasileira. O Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas (PROCAP), instituído em 1986, permitiu, em suas diversas fases, o aprimoramento de E&P em águas profundas.

A Emenda Constitucional nº 9/1995 alterou o art. 177 da Constituição Federal de 1988, reiterando o monopólio da União sobre o petróleo, mas permitindo contratar empresas estatais ou privadas, nacionais ou estrangeiras<sup>vii,16</sup>, para consecução dessas atividades<sup>viii</sup>. Em seguida, foi editada a Lei nº 9.478/1997, pela qual criou-se a ANP<sup>ix</sup>, autarquia vinculada ao

---

<sup>iii</sup> As iniciativas incluíram a contratação de profissionais estrangeiros com o objetivo de acelerar o mapeamento das áreas sedimentares de diferentes regiões do Brasil e de auxiliar no treinamento de turmas de geólogos, sismólogos, intérpretes de aerofotogrametria, geofísicos e outros profissionais petróleo, além de serem enviados estudantes brasileiros para cursos de engenharia de petróleo no exterior.

<sup>iv</sup> Lei nº 2.004, de 3 de outubro de 1953.

<sup>v</sup> Os contratos de serviço de risco (“contratos de risco”) foram permitidos de 1975 a 1988. Por esses contratos, as empresas internacionais de petróleo exerceriam, por conta e risco, atividade de E&P em troca de participação nos resultados em caso de sucesso. Todo o petróleo produzido teria de ser entregue à Petrobras nos termos contratados. Contudo, os resultados alcançados foram bastante modestos.

<sup>vi</sup> Classificação em função da profundidade da lâmina d’água: (a) águas rasas – até 400 metros; (b) águas profundas – até 1.500 metros; águas ultraprofundas – acima de 1.500 metros.

<sup>vii</sup> Empresas estrangeiras devem ser constituídas de acordo com as leis brasileiras.

<sup>viii</sup> A Lei nº 9.478/1997 regulamentou que as contratações da União poderão ser exercidas mediante concessão ou autorização.

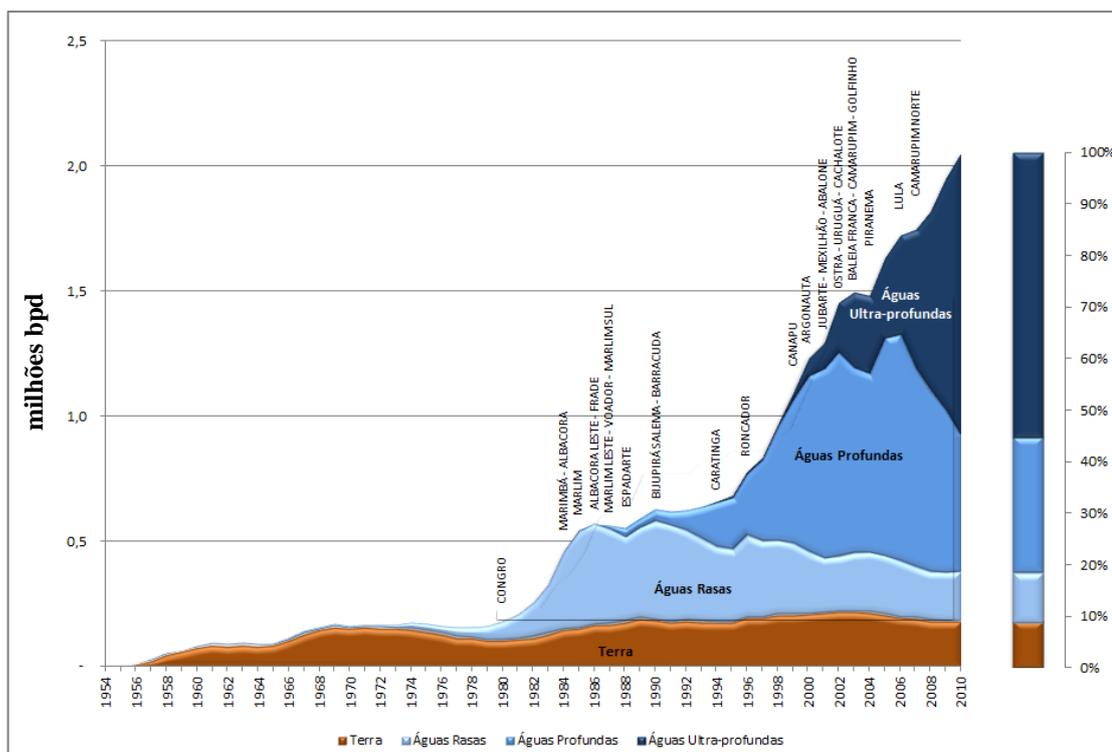
<sup>ix</sup> O Decreto-lei nº 99.180, de 15 de março de 1990, extinguiu o CNP e criou o Departamento Nacional de Combustíveis (DNC) que por sua vez foi incorporado à ANP.

MME<sup>x</sup>, e se estabeleceram as bases da relação entre a União e as companhias para o desenvolvimento das atividades petrolíferas<sup>xi</sup>.

No período de 1997 a 2013, das atividades de E&P no Brasil exercidas sob o regime de concessão no âmbito da Lei nº 9.478/1997, as reservas provadas brasileiras de petróleo saltaram de 7,1 bilhões para 15,6 bilhões de barris<sup>17</sup>. Nesse mesmo período, a produção anual de petróleo e LGN aumentou de 316 milhões de barris para 772 milhões de barris<sup>18</sup>, elevando a produção de hidrocarbonetos no Brasil mais que duas vezes em 16 anos.

A descoberta da província petrolífera do pré-sal no Brasil, em 2007, com grandes volumes recuperáveis de óleo e gás, trouxe a necessidade da constituição de um novo marco regulatório para a indústria brasileira de petróleo. Assim, a atividade de E&P passou a ser exercida nas áreas do pré-sal<sup>xii</sup> e em áreas estratégicas, também sob o regime de partilha de produção estabelecido pela Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010<sup>19</sup>.

O Gráfico 5 sintetiza em números a evolução da produção de petróleo brasileira em terra e mar desde a instalação da Petrobras até 2010. A produção manteve-se, em média, no patamar de 2,1 milhões bpd nos três anos seguintes<sup>20</sup>. A produção acumulada em 2014, até o mês de agosto, foi de aproximadamente 2,2 milhões bpd<sup>21</sup>.



Fonte: EPE

Gráfico 5 – Evolução da produção brasileira de petróleo 1954-2010

A 1ª Rodada de Licitação do Pré-sal foi realizada pela ANP no dia 21 de outubro de 2013. O objeto desse leilão foi o bloco de Libra, localizado em águas ultraprofundas da Bacia

<sup>x</sup> O MME foi criado pela Lei nº 3.782, de 22 de julho de 1960. A Lei nº 8.028, de 12 de abril de 1990, extinguiu o MME e criou o Ministério da Infraestrutura, transferindo a este último as atribuições do primeiro. O MME voltou a ser criado pela Lei nº 8.422, de 13 de maio de 1992.

<sup>xi</sup> A Lei nº 9.478/1997 também instituiu o Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

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

de Santos, no polígono do pré-sal, sendo considerado um prospecto de elevado potencial, com reservas da ordem de 8 a 12 bilhões de barris.

Os planos de investimentos em E&P e as perspectivas de incremento da produção de petróleo brasileira nos próximos 10 anos são favoráveis para o setor, mantendo o País na condição de exportador líquido de petróleo, conforme detalhado nas subseções a seguir.

### *3.1.3.2 Previsões de produção brasileira de petróleo 2014-2023<sup>22</sup>*

Apresentam-se as previsões de produção nacional de petróleo no horizonte de 2014-2023, segundo os dados preliminares do PDE 2023. Tais estimativas são provenientes dos recursos descobertos, com comercialidade declarada (reservas dos campos) ou sob avaliação exploratória (recursos contingentes), e dos recursos não descobertos, com base no conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras, tanto em áreas já contratadas com empresas quanto em parte das áreas da União (não contratadas).

As previsões de produção representam produções potenciais de petróleo dentro do território nacional. Prevê-se a produção potencial considerando a realização de todas as etapas (técnicas) da cadeia produtiva do petróleo, levando-se em conta as estimativas de volumes mínimos econômicos e de tempos médios previstos para cada etapa. Ela se refere à produção condicionada à hipótese plausível de existência de mercado consumidor e/ou de infraestrutura. As previsões de produção também consideram restrições pelo lado da oferta de equipamentos bem como a questão do cumprimento das exigências contratuais de conteúdo local.

As estimativas de produção de recursos convencionais baseiam-se em Unidades Produtivas (UP), que correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação, no caso de recursos descobertos (RD). Para os recursos não descobertos (RND), as unidades produtivas correspondem a prospectos ainda não perfurados por poços pioneiros. Consideram-se as UP tanto nas áreas contratadas (por concessão, até a Rodada 11, ou cessão onerosa com a Petrobras) quanto em parte das áreas da União ainda não contratadas com empresas de E&P.

De acordo com o Novo Marco Regulatório, a área do pré-sal é definida como a “*região do subsolo formada por um prisma vertical de profundidade indeterminada, com superfície poligonal definida pelas coordenadas geográficas de seus vértices estabelecidas no Anexo*” da Lei nº 12.351/2010. Tal superfície está inserida no contexto das bacias sedimentares de Santos e Campos. Desse modo, o termo pré-sal deve ser qualificado para especificar seus dois sentidos, o legal e o geológico. O Pré-Sal Legal (PSL) corresponde a todo o prisma no interior do polígono definido na lei e inclui uma seção anterior aos depósitos evaporíticos, aqui chamada de Pré-Sal Geológico (PSG), e uma seção posterior, denominada Pós-Sal (POS); a região externa ao PSL é aqui chamada de Extra Pré-Sal Legal (EPSL) e corresponde ao conjunto de todas as UP fora dos limites do polígono legal.

A previsão de produção das unidades produtivas dentro dos limites do PSL é baseada numa concepção desagregada de jazidas e prospectos pela qual cada bloco, em fase de exploração ou de produção, ou área a ser contratada com a União pode conter uma ou duas unidades produtivas, dependendo da combinação de recursos descobertos ou não descobertos no PSG e no POS.

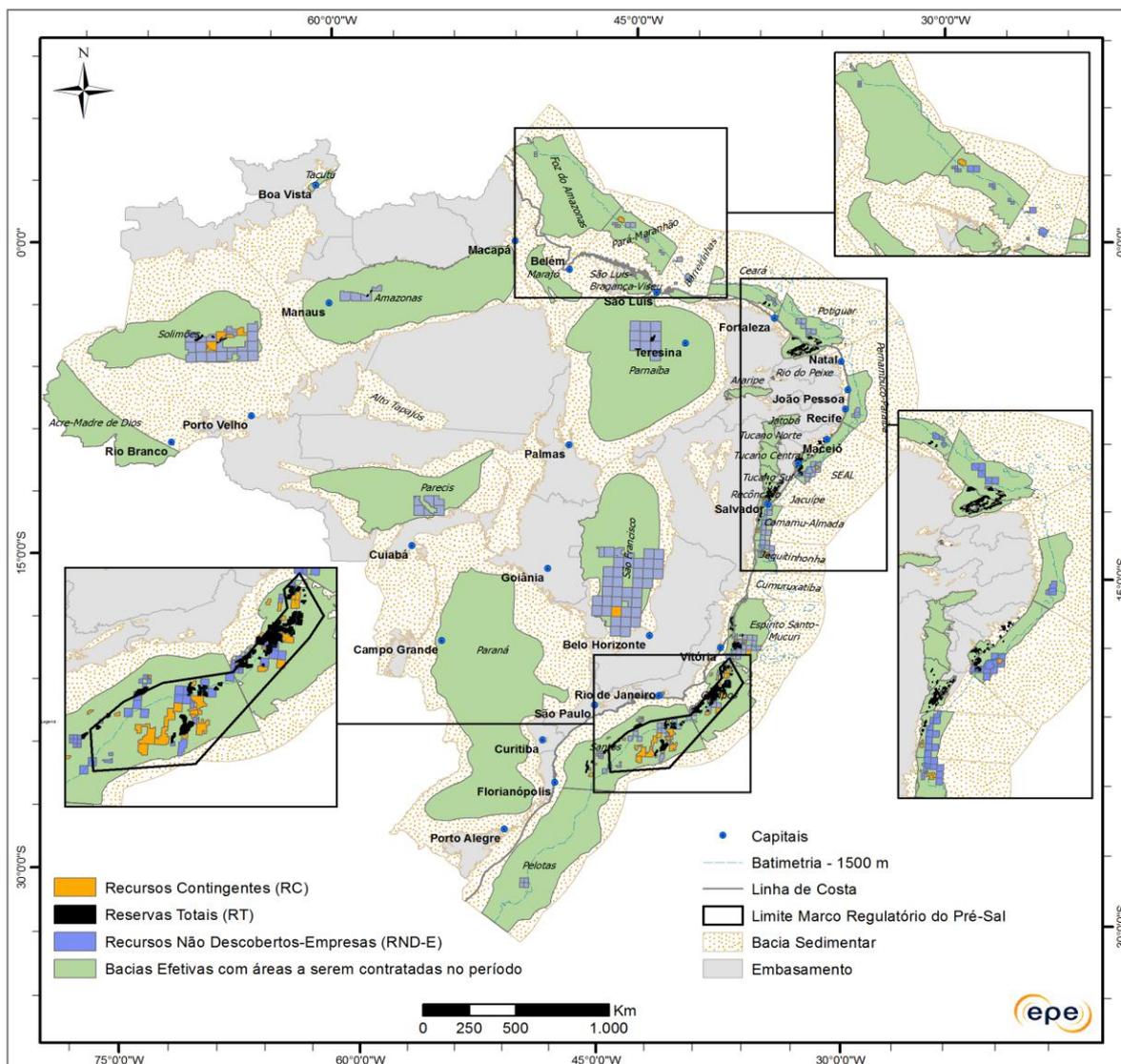
Para organização espacial das UP em áreas contratadas, utilizaram-se dados georreferenciados de campos e blocos exploratórios disponíveis na página eletrônica do Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da ANP<sup>23</sup>. Para as UP em áreas da União

ainda não contratadas, utilizaram-se mapas de bacias efetivas do estudo Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás<sup>24</sup>, combinados com critérios exploratórios e ambientais.

Os volumes (de estoque) de petróleo, para efeito das previsões de produção, foram estimados com as seguintes bases, conforme a categoria de UP:

- UP de recursos descobertos com comercialidade comprovada (RT): reservas totais (soma das provadas, prováveis e possíveis) de cada campo de petróleo, conforme registros da ANP referentes a 31 de dezembro de 2012;
- UP de recursos contingentes (RC): informações volumétricas contidas nos planos originais de avaliação de descobertas em blocos exploratórios submetidos pelas concessionárias à ANP; a depender da disponibilidade de dados, foram utilizadas avaliações de expectativa de fluido e de área de prospectos provenientes do Zoneamento<sup>25</sup>;
- UP de recursos não descobertos (potencial petrolífero) nas áreas contratadas até 31 de maio de 2013 (RND-E): avaliações do Zoneamento<sup>26</sup> para as chances de descobertas comerciais, expectativas de tipos de fluidos e áreas de prospectos nos diversos *plays* exploratórios das bacias brasileiras, combinadas com estatísticas de poços exploratórios e volumes de campos descobertos;
- UP de recursos não descobertos na área da União: mapas de *plays* efetivos do Zoneamento<sup>27</sup>, analogias geológicas e estimativas volumétricas para UP com recursos não descobertos em áreas contratadas (RND-E).

A Figura 6, baseada no estudo Zoneamento<sup>28</sup>, apresenta a distribuição geográfica das UP em áreas contratadas (RT, RC e RND-E) e das áreas de bacias efetivas da União contendo UP projetadas para contratação no período do PDE 2023.



Fonte: EPE

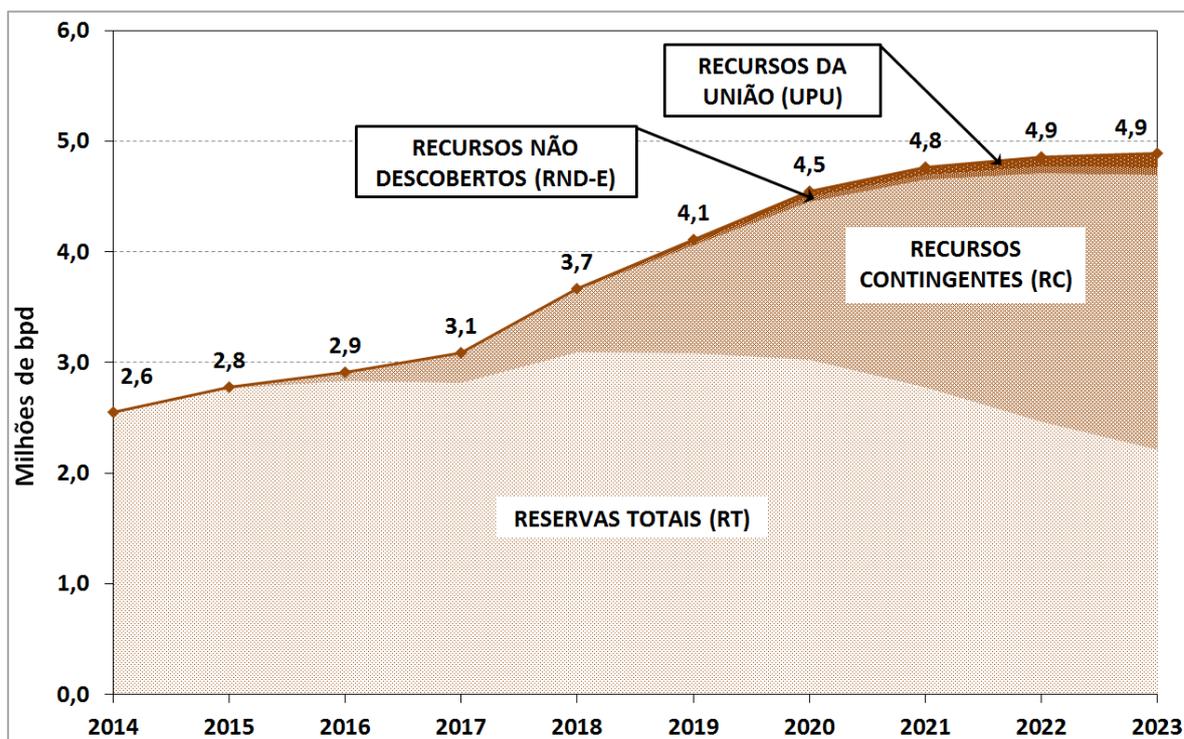
**Figura 6 – Bacias efetivas nas áreas da União e com as UP em áreas contratadas com recursos descobertos (RT e RC) e não descobertos (RND-E) segundo o PDE 2023**

De forma consistente com as previsões de produção, foram incluídas considerações estratégicas e econômicas sobre: evolução de reservas e da relação R/P (razão entre reserva provada e produção); demandas por FPSO (*floating, production, storage and offloading*) e conteúdo local na aquisição de bens e serviços; investimentos em E&P; e possíveis excedentes de petróleo.

O processo de elaboração das projeções de produção de petróleo do PDE 2023 foi iniciado no segundo trimestre de 2013 e encerrado no início do quarto trimestre de 2013.

No Gráfico 6, apresenta-se a previsão de produção potencial diária de petróleo nacional até 2023. A produção sustentada somente nas RT, referidas a 31 de dezembro de 2012, deverá atingir os maiores volumes entre 2018 e 2019, declinando em seguida. Já a produção oriunda dos RC, sustentados principalmente pelas acumulações do PSG, mantêm sua tendência crescente em todo o horizonte do estudo, chegando a contribuir com cerca de 51% da produção em 2023. A partir de 2016, espera-se o início da produção dos RND-E, porém contribuindo apenas com aproximadamente 1% da produção nacional em 2023. A possível contribuição dos recursos na área da União, dependente da realização de novas

contratações projetadas para este estudo, por concessão ou partilha da produção, é prevista iniciar-se em 2019, e alcançar cerca de 3% da produção potencial total em 2023. Em relação ao total, considerando-se todas as quatro fontes de recursos referidas acima, estima-se que a produção em 2023 tenha potencial de ser 141% maior que a registrada em 2013. Para alcançar tais objetivos, são planejados investimentos em E&P de grande envergadura, conforme detalhado no item a seguir.



Fonte: EPE

Gráfico 6 – Previsão da produção brasileira de petróleo 2014-2023

### 3.1.3.3 Investimentos em E&P no Brasil 2014-2023<sup>29</sup>

Prevê-se que os investimentos para as atividades de E&P no Brasil, no horizonte de 2014-2023, fiquem entre US\$ 317 bilhões e US\$ 348 bilhões. Dentro desse montante, considera-se o investimento da Petrobras previsto de US\$ 154 bilhões até 2018, conforme seu Plano de Negócios e Gestão 2014-2018 (PNG 2014-2018).

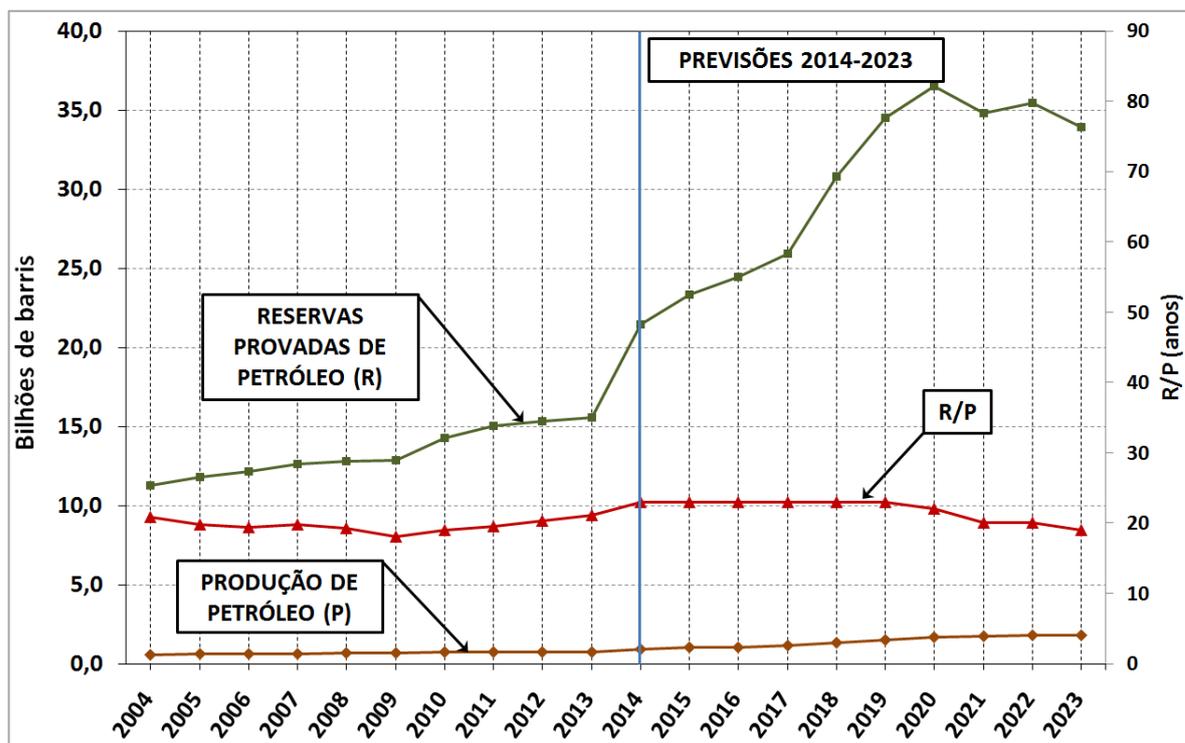
Deve-se considerar que também estão implicitamente incluídos nesse montante os investimentos associados à Carteira de Projetos do Plano de Aceleração do Crescimento (PAC) do Governo Federal, no que se refere à exploração e ao desenvolvimento da produção em todo território nacional, principalmente nas bacias de Campos e Santos, incluindo descobertas no pré-sal.

### 3.1.3.4 Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro<sup>30</sup>

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

Apresenta-se a evolução de reservas provadas, segundo o PDE 2023, que consolida as previsões de produção de cada categoria de recurso (reservas, recursos contingentes e recursos não descobertos) abordadas no item 3.1.3.2. Consideram-se estimativas de volumes recuperáveis, previsões de tempos para declarações de comercialidade, realizações de possíveis descobertas, novas contratações de atividades de E&P na área da União, bem como as relações observadas entre as reservas totais e provadas, em nível agregado Brasil, nos últimos 20 anos<sup>xiii</sup>.

O Gráfico 7 mostra o resultado da evolução das reservas de petróleo e aponta que o indicador R/P permanecerá no patamar de 20 anos no período de 2014-2023. O indicador mostra que as reservas provadas serão esgotadas no prazo de 20 anos, mantendo-se os níveis de produção previstos.



Fonte: EPE

Gráfico 7 – Evolução das reservas provadas e da R/P do petróleo brasileiro 2004-2023

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

### 3.1.3.5 Indicador de exportação líquida de petróleo

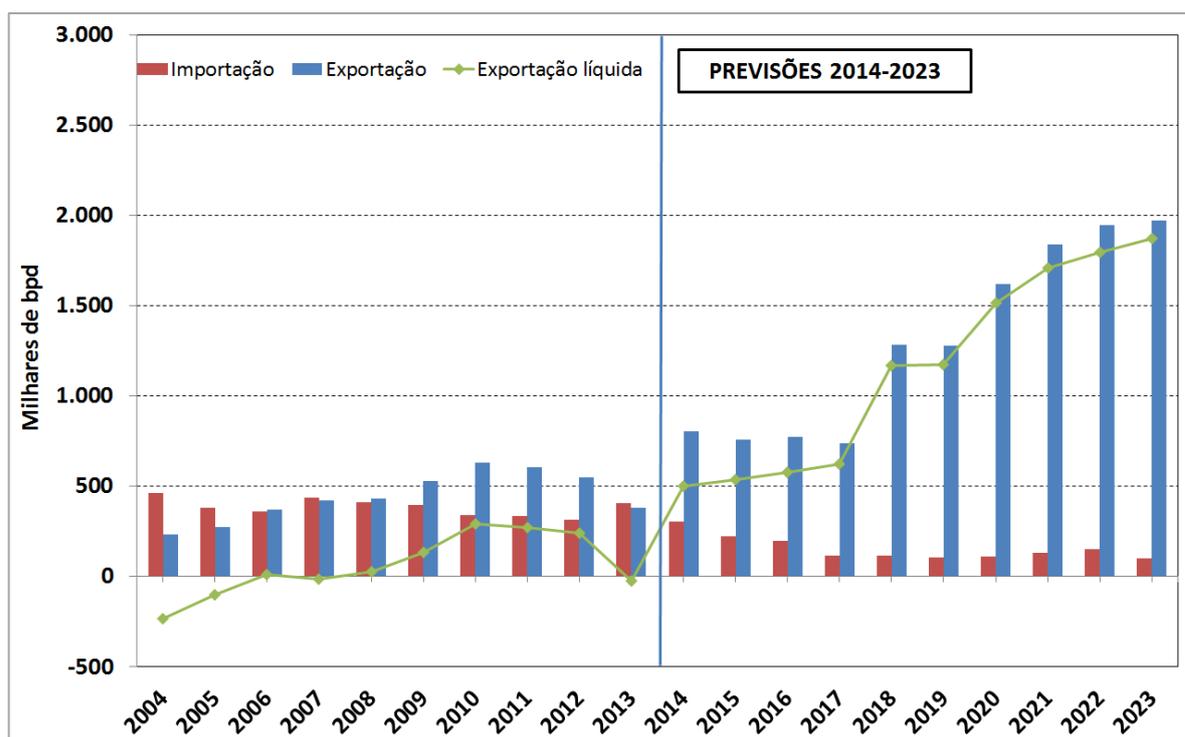
A situação da balança entre importação e exportação de petróleo de um país pode ser analisada, inicialmente, por meio de indicadores construídos a partir de dados sobre produção,

<sup>xiii</sup> O modelo de evolução de reservas aplicado no PDE 2023 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.

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 do ano de 2007. De acordo com o PDE 2023, o País será um importante exportador de petróleo<sup>xiv,31</sup>, conforme demonstrado no Gráfico 8. Em 2016, a exportação líquida será da ordem de 577 mil bpd, e alcançará o patamar de 1,9 milhão bpd em 2023, caso as previsões de produção e a evolução do indicador R/P sejam confirmados.

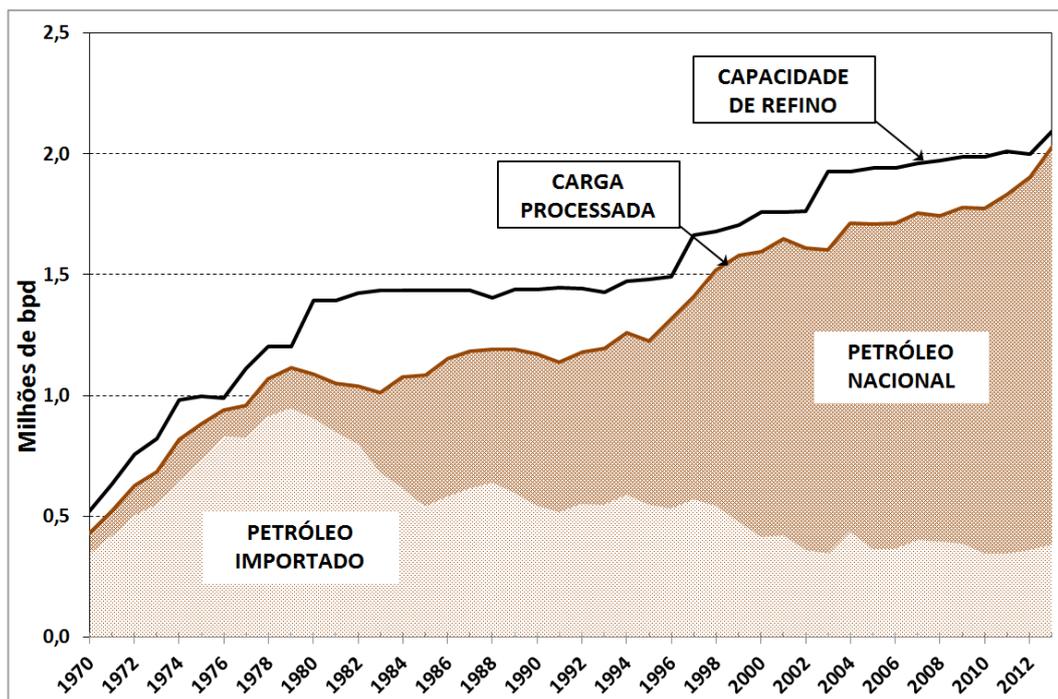


Fonte: EPE

Gráfico 8 – Evolução da exportação líquida de petróleo no Brasil 2004-2023

Cabe destacar que as previsões de importação de petróleo verificadas no Gráfico 8 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 parafínicos, para a realização de misturas com os petróleos nacionais, mais pesados, visando à produção de derivados em geral. O Gráfico 9 mostra a evolução crescente da participação do petróleo nacional na carga processada do parque de refino brasileiro. Em 2013, a participação foi de 81%.

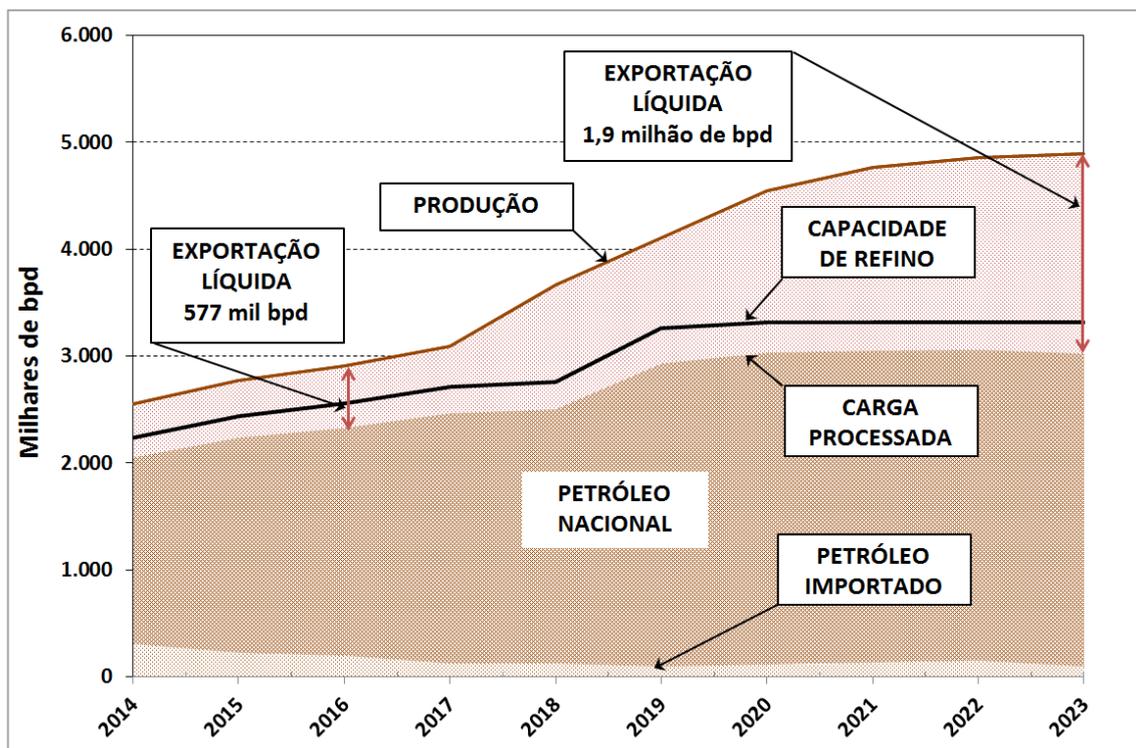
<sup>xiv</sup> A Arábia Saudita, maior exportadora líquida de petróleo do mundo, exportou 8,9 milhões bpd em 2012, seguida da Rússia com 7,2 milhões bpd. Emirados Árabes, Kuwait, Nigéria e Iraque exportaram respectivamente de 2,6 a 2,2 milhões bpd no mesmo ano. Outros países, como o Irã, exportaram cerca de 2 milhões bpd.



Fonte: EPE (a partir de dados da ANP e do BEN/EPE)

**Gráfico 9 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 1970-2013**

Apresentam-se, a seguir, as projeções de participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias entre 2014 e 2023, 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 do PDE 2023. Cabe ressaltar que a participação do petróleo nacional no consumo das refinarias aumentará no horizonte de 2014-2023, devido às previsões de produção de petróleos mais leves que substituirão, em parte, o petróleo importado atualmente. A participação atingirá o patamar de 97%.

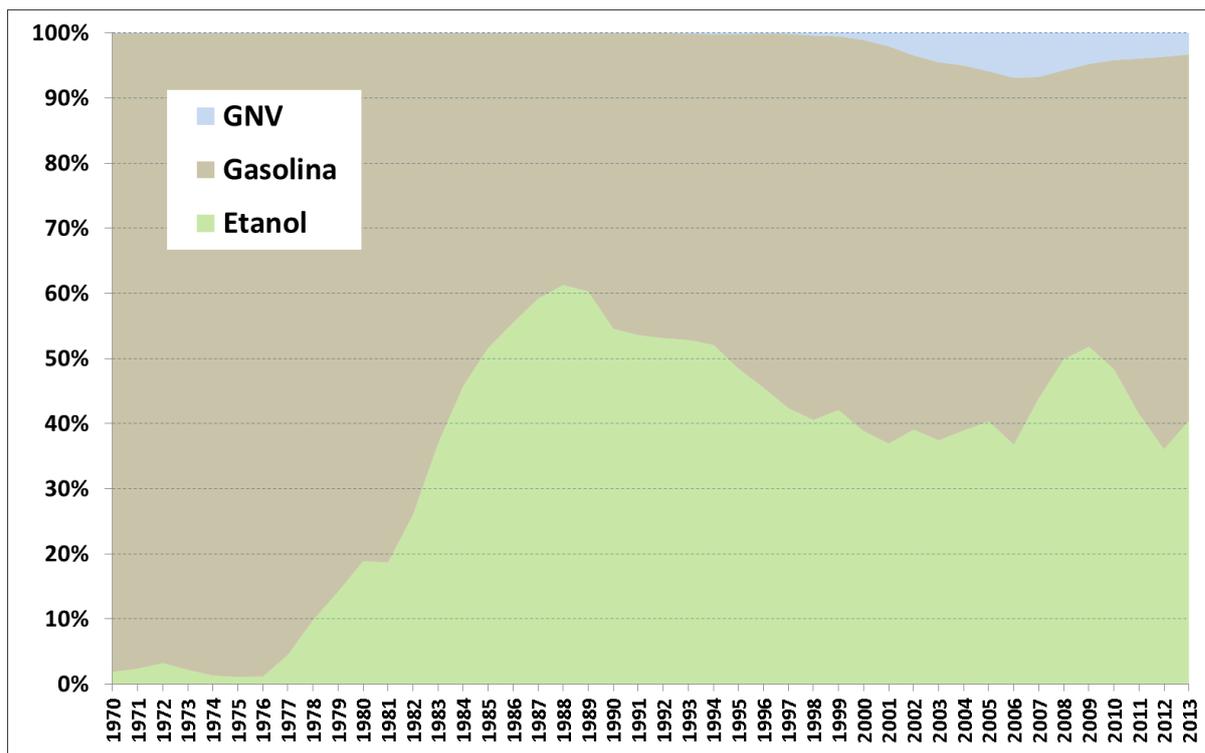


Fonte: EPE  
 Gráfico 10 – Evolução da participação do petróleo nacional na carga processada das refinarias 2014-2023

## 3.2 Etanol carburante

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

A utilização do etanol no Brasil foi acentuada nos anos seguintes ao advento do Programa Nacional do Álcool (Proálcool, em 1975, cuja história será apresentada no item 3.2.1. A partir dos dados do Balanço Energético Nacional<sup>32</sup>, a participação do etanol na matriz de combustíveis para o ciclo Otto é apresentada abaixo.



Fonte: MME

Gráfico 11 – Matriz de combustíveis para veículos ciclo Otto

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

O Brasil utiliza o etanol combustível como aditivo da gasolina desde a década de 1920. Oficialmente, o combustível produzido a partir da cana-de-açúcar foi adicionado no limite de 5% em volume, à gasolina, então importada, a partir do Decreto nº 19.717, de 20 de fevereiro de 1931. Entretanto, foi somente com o advento do Proálcool, em 1975, que o setor sucroalcooleiro pôde estabelecer definitivamente a indústria do etanol combustível. A oscilação dos preços do açúcar no mercado internacional imporia uma quebra dos investimentos do setor produtivo tanto na etapa agrícola quanto na etapa industrial. Ou seja, para além da questão econômica da crise do petróleo deflagrada em dezembro de 1973, e que se repetiria em 1979, havia um “risco sistêmico” para o complexo agroindustrial por conta da superprodução e dos baixos preços do açúcar.

Esses dois choques no preço do petróleo impactaram o Brasil principalmente porque havia uma forte dependência materializada em duas realidades: (i) cerca de 80% do óleo

consumido era então importado; e (ii) 98% do transporte de passageiros e de carga era realizado utilizando-se derivados de petróleo.

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

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

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

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

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

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

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

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

Fonte: MME

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

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

Cabe destacar que as mudanças nos motores capazes de tornar o veículo apto a rodar com etanol hidratado eram relativamente simples. Muitos consumidores, posteriormente,

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

adaptaram seus veículos movidos à gasolina para receberem o etanol hidratado, combustível mais barato e cujo uso o governo pretendia incentivar.

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

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

A partir de uma decisão de Estado, o País passava a privilegiar a produção e o uso de um combustível renovável. Para implantar essa decisão, o Poder Executivo acionou a Petrobras. A expertise e a atuação da companhia estatal no abastecimento do mercado de combustíveis no Brasil reservaram à empresa um papel fundamental na realização dos objetivos do Proálcool. Sozinho, o setor sucroalcooleiro não era dotado de instrumentos ou infraestrutura suficientes para garantir o abastecimento do mercado interno em todo o território nacional, o que reduziu significativamente seu campo de atuação. Dessa forma, por decisão do governo à época, a estatal de petróleo 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 seis a oito meses (período de safra sucroalcooleira), 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 80, o açúcar passa a perceber uma remuneração maior no mercado internacional e, por não ter recursos suficientes para compensar eventuais perdas para o setor, o Estado não pôde realizar o controle efetivo da produção de açúcar conforme metas estabelecidas nos planos de safra subsequentes. Na safra 1988/89, o País enfrentou uma crise de abastecimento de etanol combustível, motivada pelos seguintes fatores: i) forte aumento da demanda por etanol combustível; ii) inviabilização do planejamento da expansão desejável; e iii) alteração da estratégia comercial das empresas produtoras com aumento da produção de açúcar e redução proporcional da produção de etanol. Durante alguns meses, o Brasil dependeu de importação de metanol e etanol de síntese (oriundo da África do Sul) para abastecer seu mercado interno, o que abalou a confiança do consumidor brasileiro na segurança do abastecimento e, conseqüentemente, no próprio programa Proálcool.

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

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

Uma das mudanças foi a extinção do IAA (Instituto do Açúcar e do Alcool), em 8 de maio de 1990, por intermédio do Decreto nº 99.240. O IAA era o órgão do Governo 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, ou 4,4 milhões de veículos). 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%.

Em 2002, o Poder Executivo tentou incentivar, por meio de uma Lei sancionada em dezembro de 2002 (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 agosto de 2013 que podem fazer uso do etanol hidratado ou gasolina totaliza 20 milhões de veículos, correspondendo a 56% da frota nacional (35 milhões de veículos). O consumo total de etanol hidratado no mercado interno brasileiro durante o ano de 2013 é estimado em 12,7 milhões de m<sup>3</sup>, contra 4 milhões consumidos pelo mercado interno na safra 2002/03.

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

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

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

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

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

Atualmente, por meio da Lei nº 13.033, de 24 de setembro de 2014, 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 27,5% (vinte e sete inteiros e cinco décimos por cento), desde que constatada sua viabilidade técnica, ou reduzi-lo a 18% (dezoito por cento).

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, UE), cada vez mais demandantes de biocombustível para redução de emissões (após 2004); e
- 4) alteração da estratégia comercial das unidades produtoras face a oportunidade de maior participação no mercado internacional de açúcar, diminuindo a oferta de matéria-prima (cana-de-açúcar) para a produção de etanol (em todo o período analisado).

### *3.2.1.1 Eventos críticos externos*

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

Os seguintes riscos externos podem ser elencados:

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

Pode-se afirmar que a possibilidade de que o etanol se transforme em uma commodity internacional está intimamente relacionada 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. Ainda que recentemente o discurso ambientalista tenha arrefecido, a maioria dos mandatos tem prevalecido. O Quadro 1 lista os mandatos para biocombustíveis adotados por diversos países, incluindo Canadá, China e Estados Unidos.

Quadro 1 – Mandatos nacionais e locais (provinciais) para etanol e biodiesel vigentes<sup>33</sup>

País	Mandato
África do Sul	E2 e B5 a partir de outubro/2015
Angola	E10
Argentina	E5 e B7 (Existe previsão legal para B10, que não está sendo cumprida)
Austrália	<b>Provincial:</b> E4 e B2 em New South Wales; E5 em Queensle
Bélgica	E4 e B4
Brasil	E18–27,5 (desde que constatada a viabilidade técnica para misturas superiores a E25); e B7
Canada	<b>Nacional:</b> E5 e B2. <b>Provincial:</b> E5 e B4 em British Columbia; E5 e B2 em Alberta; E7,5 e B2 em Saskatchewan; E8,5 e B2 em Manitoba; E5 em Ontario
Chile	Tem política para a utilização de E5 e B5 (ainda não entrou em vigor)
China	E10 em nove províncias (governo sinaliza possibilidade de mandato nacional de E10 em todo o país até 2020)
Colômbia	E8
Coréia do Sul	B2
Costa Rica	E7 e B20
Equador	B5
Etiópia	E5
Filipinas	E10 e B2
Fiji	Autorização para B5 e E10. Mandatos deveriam ter entrado em vigor desde 2013.
Guatemala	E5
Índia	E5 (ampliará para E10 tão logo tenha produção capaz de garantir o abastecimento)
Indonésia	B2-2,5 e E3
Jamaica	E10
Malavi	E10
Malásia	B5 (B7 a partir de dezembro/14)
México	E2 em Guadalajara (será expandido para Cidade do México e Monterrey)
Moçambique	E10; E15 em 2016–2020; E20 em 2021
Panamá	E5 (E7 após abril/15 e E10 após abril/16)
Paraguai	E24 e B1
Peru	B2 e E7,8
Filipinas	E10 e B2
África do Sul	E10
Coréia do Sul	B2,5
Sudão	E5
Tailândia	E5 e B5
Taiwan	B1
Turquia	E2
Estados Unidos	<b>Nacional:</b> O Renewable Fuels Standard 2 (RFS2) requererá 136 bilhões de litros (36 bilhões de galões) de biocombustíveis a serem misturados a combustíveis de transporte em 2022. <b>Estadual:</b> E10 em Missouri e Montana; E9–10 na Flórida; E10 no Havaí; E2 e B2 em Louisiana; B5 em Massachusetts; E10 e B10, e E20 em 2015 em Minnesota; B5 no Novo México; E10 e B5 em Oregon; B2 um ano após a produção local de biodiesel alcançar 40 milhões de galões, B5 um ano após 100 milhões de galões, B10 um ano após 200 milhões de galões, e B20 um ano após 400 milhões de galões na Pensilvânia; E2 e B2, aumentando para B5 180 dias após a produção local de matérias primas e capacidade de esmagamento puderem atender a requerimento de 3% em Washington.
União Europeia	Diretiva de utilização de 5,75% de biocombustíveis está em vigor e estava planejada a utilização de 10% até 2020; É possível que haja alguma redução desta previsão legal para o ano de 2020, a partir de decisão do Parlamento Europeu.
Uruguai	B2; E5 em 2015
Vietnã	E5
Zâmbia	E10 e B5
Zimbábue	E5, que deverá ser aumentado para E10 e E15

Elaboração: MME (2014) – Fontes diversas: REN21; RFA; Global Renewable Fuels Alliance; AIE.

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

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

### 3.2.1.2 *Eventos críticos internos*

De acordo com especialistas, a meteorologia das três últimas safras não foi favorável à produção de cana-de-açúcar. Em 2009, ocorreu excesso de chuvas, e em 2010, escassez e má distribuição pluviométrica. A maturação da cana-de-açúcar sofreu atrasos, postergando o término da safra 2010/11. Naquele ano, duas geadas aumentaram as perdas de um ciclo já prejudicado na origem pela estiagem.

*“A geada na rebrota da cana recém-cortada levou à antecipação do fim da safra. (...) Ondas de frio causaram o florescimento de canaviais, a interrupção do desenvolvimento e a redução da produtividade. Pela baixa produção e rápida maturação, algumas usinas terminaram a safra dois meses antes do esperado. Com a redução na produção, houve decréscimo de 32% nas vendas no Centro-Sul em janeiro de 2012 em comparação com igual período em 2011.” (Miranda e Cavalli – 2013)*

Fatores climáticos e restrição de recursos financeiros limitaram a expansão dos canaviais em bases compatíveis com o crescimento da demanda. Conforme se pode observar no Gráfico 12, durante praticamente toda a história recente da produção de cana-de-açúcar e de etanol, as quebras na oferta do biocombustível limitaram, no pior caso, a -20% (menos vinte por cento) em relação ao ano anterior. Esta redução ocorreu precisamente na safra 2000/01, quando a frota de veículos movidos a etanol hidratado teve a menor participação percentual pós Proálcool.

A safra 2014/2015 apresentou quebra significativa de produção e produtividade na Região Centro-Sul, principal região produtora. A razão da quebra de safra neste ano foi a falta de chuvas na região que afetou o crescimento dos canaviais e também o plantio. Estima-se que a Região Centro-Sul moerá 60 milhões de toneladas de cana-de-açúcar a menos do que se previa para este período. A redução da produtividade, no entanto, foi compensada em parte pela expansão da área plantada e pelo aumento do ATR<sup>xvi</sup> da cana-de-açúcar nesta safra.

Mesmo com a queda na produção de cana-de-açúcar, a oferta de etanol combustível para o mercado interno foi praticamente mantida. A safra 2014/2015 ofertou ao mercado

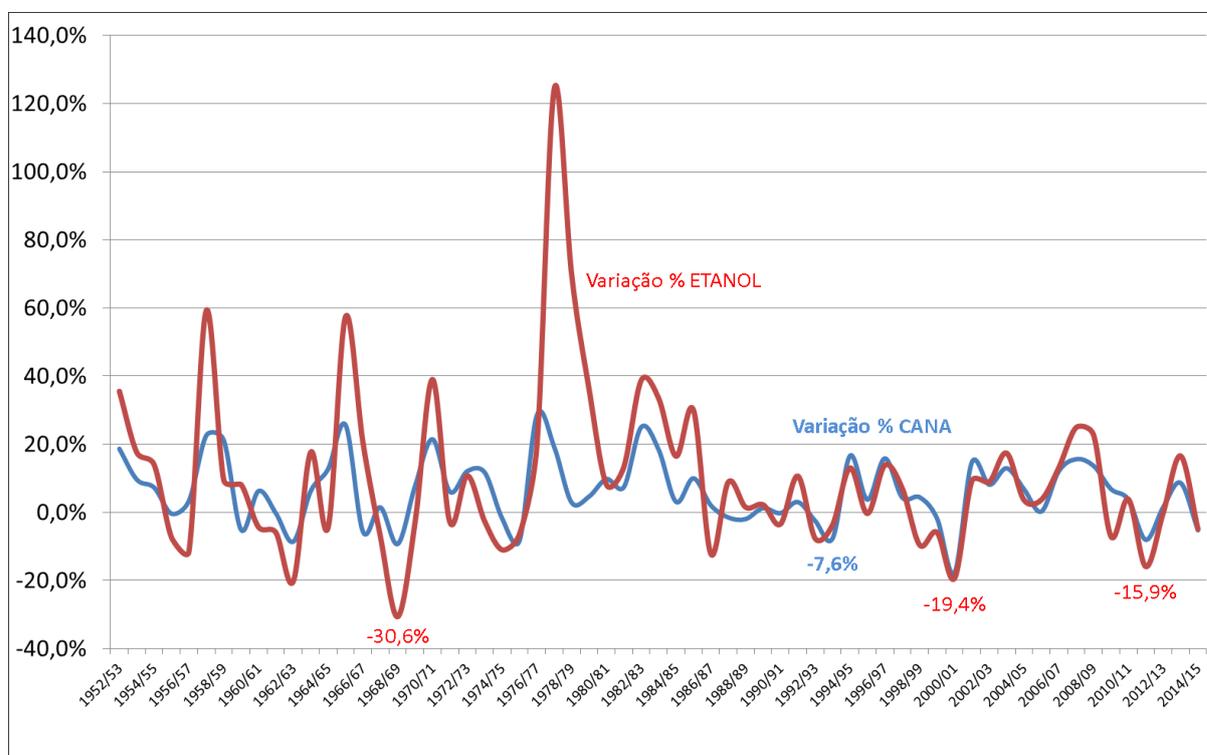
---

<sup>xvi</sup> ATR: Açúcares Totais Recuperáveis – índice do teor de açúcar presente na matéria-prima cana-de-açúcar processada nas unidades industriais para a produção de etanol e açúcar.

interno apenas 2,8% menos etanol em comparação com a safra anterior. Três fatores simultâneos foram responsáveis por este resultado mesmo com a quebra de safra estimada em 5,4% (615 milhões de toneladas estimados para a safra atual versus 650 milhões de toneladas colhidos na safra 2013/2014):

- 1) redução da remuneração do açúcar no mercado internacional;
- 2) redução das exportações de etanol; e
- 3) mercado de etanol anidro regulado pelo regime de contratos entre distribuidoras e produtores, com obrigações de estoque no período da entressafra.

O resultado final da safra 2014/2015 demonstra que a redução da produção de etanol acompanhou a redução da oferta de cana-de-açúcar e que a produção de açúcar teve redução maior.

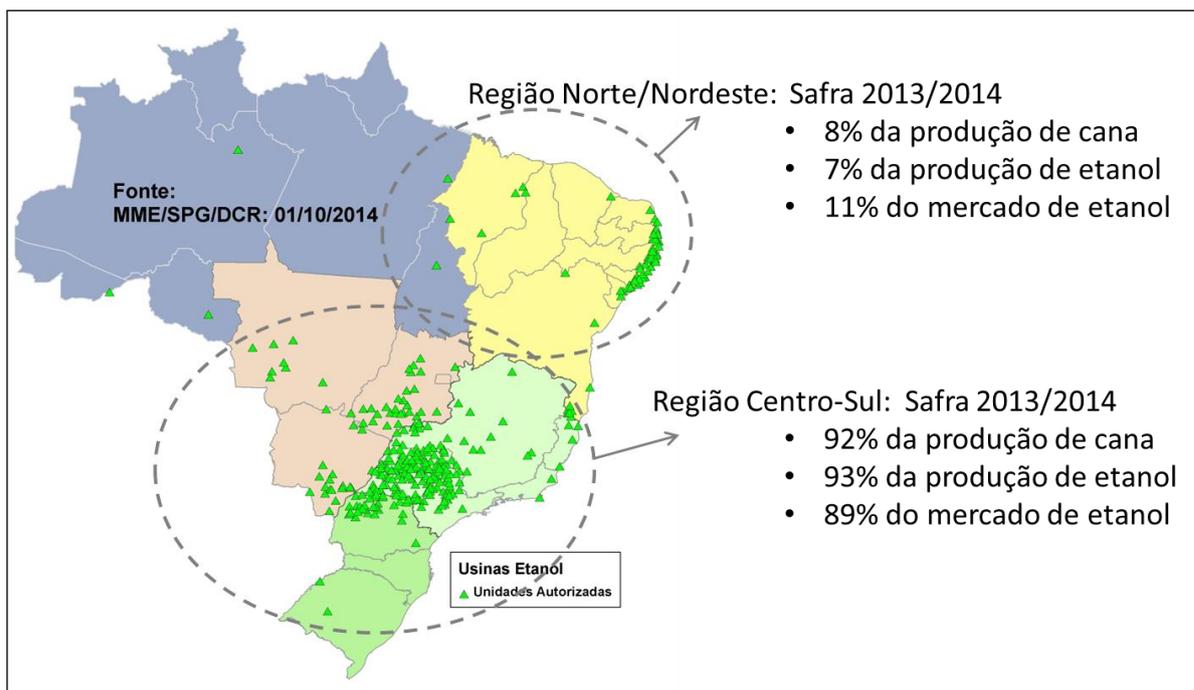


Fonte: MAPA (Elaboração: MME – 2014)

**Gráfico 12 – Variação da produção de cana-de-açúcar e de etanol em relação à safra anterior**

### 3.2.2 Cenário brasileiro

O complexo de produção sucroenergética no Brasil compõe-se de uma estrutura produtiva que compreende: 383 unidades produtoras, distribuídas conforme Figura 7; 70 mil produtores de cana-de-açúcar; 1,2 milhão de empregos diretos; PIB setorial da ordem de US\$ 48 bilhões e exportações que totalizam US\$ 15 bilhões.



Fonte: MME (2014)

**Figura 7 – Distribuição das usinas produtoras de etanol no Brasil**

Existem duas principais regiões produtoras, as quais abrangem regiões geográficas com características climáticas distintas e que, por isso, têm períodos de safra diferentes. A principal região produtora é denominada Região Centro-Sul, responsável por mais de 90% da produção e 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 cerca de 10% da cana-de-açúcar e de etanol, cuja safra ocorre entre os meses de setembro e março.

Com o objetivo de proceder à organização da expansão da produção de cana-de-açúcar no Brasil, para fazer frente à demanda crescente pelo etanol, o Governo Federal concluiu, em 2009, o Zoneamento Agroecológico da Cana-de-Açúcar (ZAE Cana), um criterioso estudo do clima e do solo das regiões brasileiras que inovou ao considerar aspectos ambientais, econômicos e sociais para orientar esta expansão sustentável da produção de cana-de-açúcar e os investimentos no setor sucroalcooleiro. O objetivo do ZAE Cana foi o de orientar o futuro da produção de etanol no País, propiciando um crescimento equilibrado e sustentável da produção da cana-de-açúcar. O ZAE veda a supressão de vegetação nativa para a expansão da cultura canavieira em todo o território nacional e a expansão da cana-de-açúcar nos biomas Amazônia, Pantanal e Bacia do alto Paraguai priorizando o cultivo em áreas degradadas ou de pastagem. O ZAE Cana concluiu que 64 milhões de hectares estão aptos para o plantio da cana-de-açúcar, sendo que, atualmente, a cana-de-açúcar destinada à produção de etanol corresponde a cerca de 4 milhões de hectares, 1% das terras aráveis.

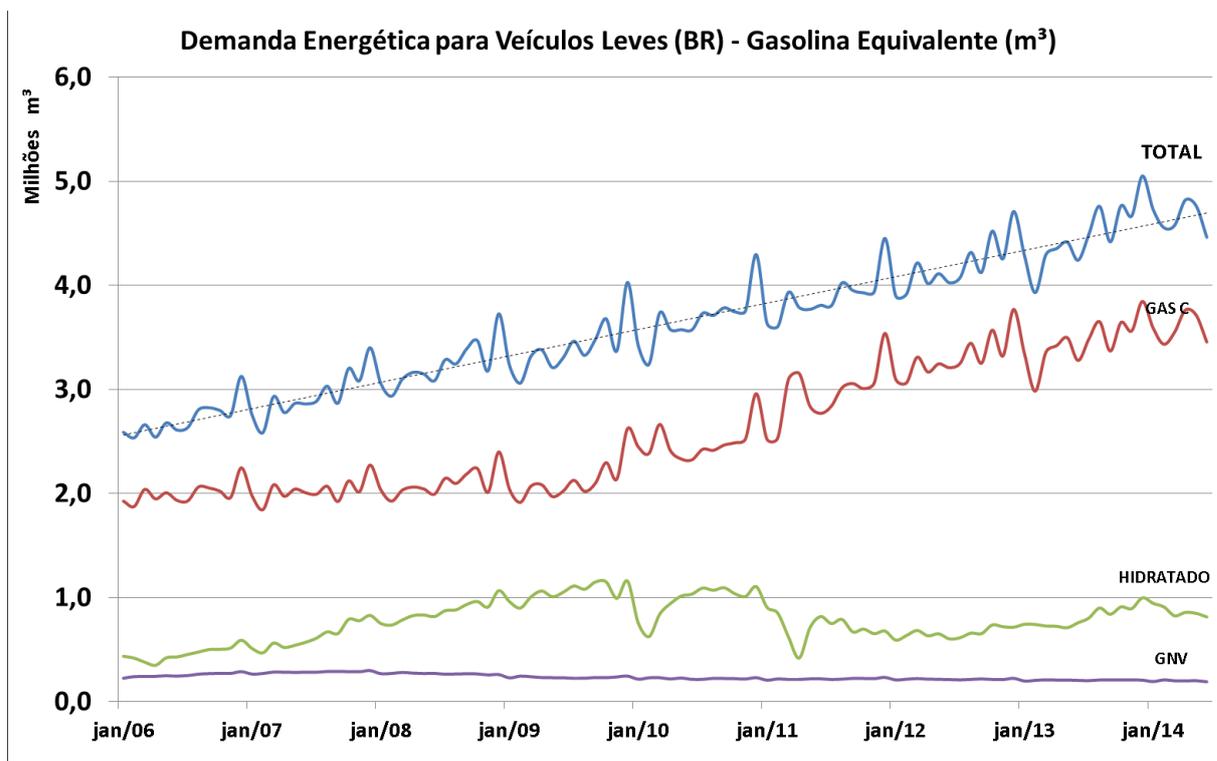
Além da expansão das áreas agrícolas para a produção de etanol, a infraestrutura para escoamento da produção para os principais mercados (interno e externo) tem recebido recursos para investimentos em empreendimentos emblemáticos.

No âmbito do PAC 2 (Programa de Aceleração do Crescimento – 2), destaca-se o Sistema Logístico de Etanol GO-MG-SP, que possibilitará a movimentação por meio de infraestrutura dutoviária de 12,9 bilhões de litros de etanol da região central do país até o porto de Caraguatatuba. O investimento total no sistema será de R\$ 6,5 bilhões. Os investidores do Sistema Logístico de Etanol GO-MG-SP são: Petrobras, Copersucar, Cosan,

Odebrecht Transporte Participações, Uniduto e Camargo Correa. O primeiro trecho do etanolduto, que interliga as cidades de Ribeirão Preto e Paulínia, no estado de São Paulo, foi concluído no primeiro semestre de 2013, tendo iniciado sua operação em Agosto de 2013. A conclusão de todo o sistema está prevista para 2018.

A Hidrovia Tietê-Paraná é outra iniciativa prevista no PAC 2. Serão construídos 80 barcaças e 20 empurradores no estaleiro de Araçatuba. Cada comboio, formado por quatro barcaças e um empurrador, terá capacidade para transportar 7,2 milhões de litros de etanol. Também serão construídos três Centros Coletores, que totalizarão uma capacidade de armazenagem de 88 milhões de litros. Nesse projeto, o investimento na hidrovia será de R\$ 1,48 bilhão. O primeiro comboio foi concluído em junho deste ano (2014) e o último em 2018.

Desde 2006, principalmente, a demanda por combustíveis para o ciclo Otto tem crescido a taxas muito superiores às do PIB, o que tem exigido das autoridades governamentais, dos produtores e dos distribuidores um esforço considerável para garantir o abastecimento regular de combustíveis. O Gráfico 13 apresenta a demanda mensal para o mercado ciclo Otto no período de 2006 a 2013.



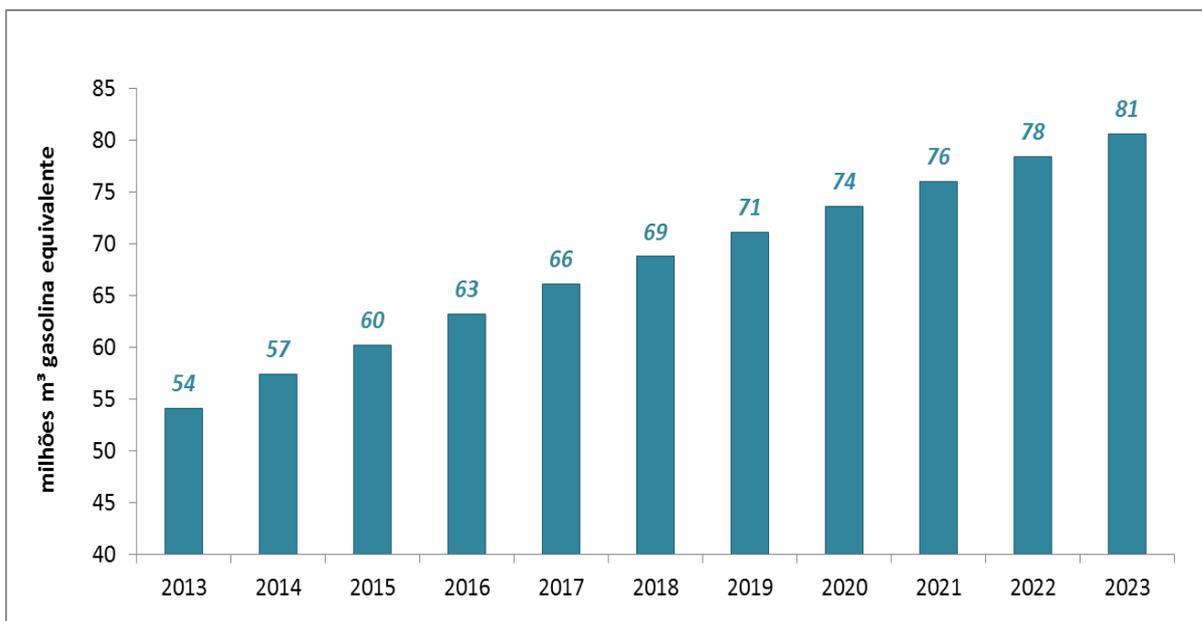
Fonte: ANP/MAPA (Elaboração: MME – 2014)

Gráfico 13 – Demanda mensal para o mercado ciclo Otto (2006-2014) (m³ de gasolina equivalente)

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

Devido à elevada participação dos veículos *flex-fuel* na frota brasileira, o planejamento energético deve se basear na demanda anual de combustíveis para o mercado ciclo Otto, expresso em m³ de gasolina equivalente, uma vez que a relação de preços entre os combustíveis será o fator determinante para a escolha do consumidor entre etanol hidratado ou gasolina C.

No Gráfico 14 é apresentada a projeção da demanda para o mercado ciclo Otto, conforme dados do PDE 2023. Esta demanda apresenta um crescimento de 4,0% a.a.

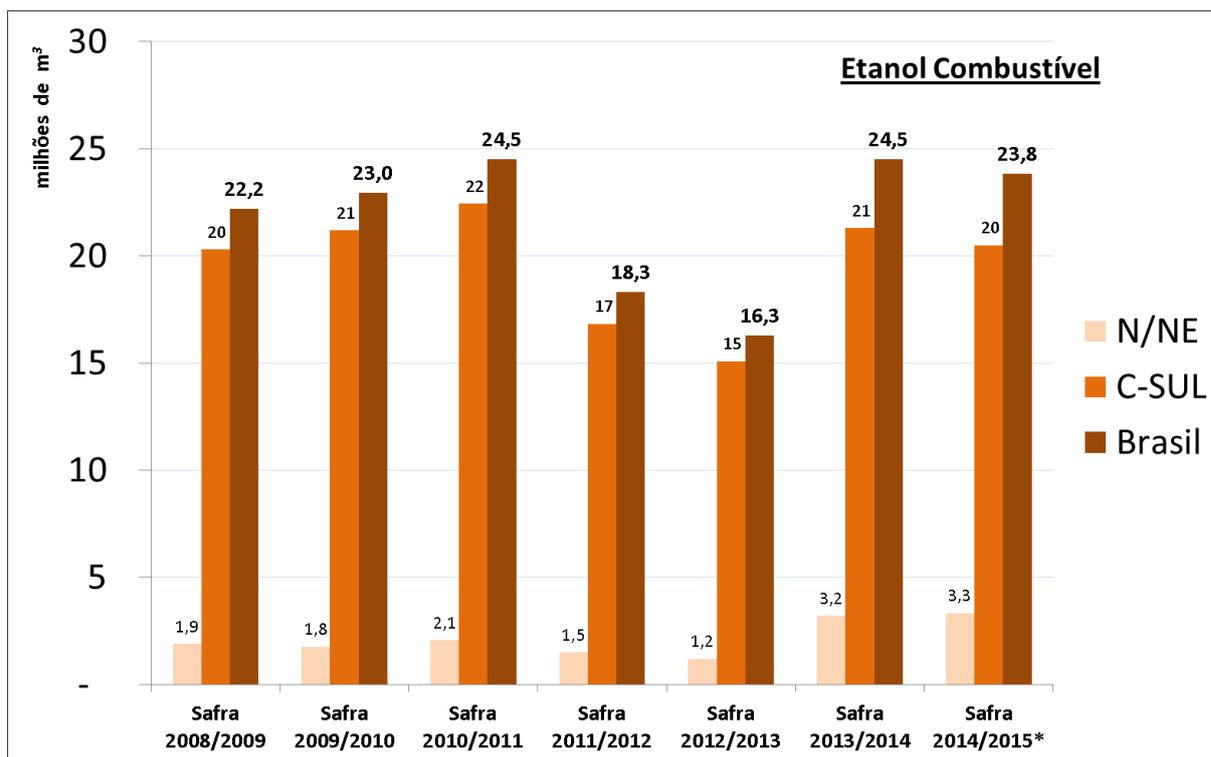


Fonte: EPE

**Gráfico 14 – Demanda anual de combustíveis para o mercado ciclo Otto (2013-2023)**

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

A produção de etanol encontrava-se em processo de recuperação após período de restrições climáticas, conforme apontado no item 3.2.1.2, até esta safra 2014/2015, quando a ocorrência de seca prolongada na Região Centro-Sul interrompeu esta curva de crescimento provocando uma retração na oferta de cana-de-açúcar. O processo de renovação dos canaviais e a redução das perdas decorrentes do processo de mecanização, resultante do aprimoramento de técnicas de plantio e colheita, aliados à expansão de área nesta safra 2014/15 para a região Centro-Sul e a melhores índices de ATR, possibilitaram uma redução do impacto da quebra de safra na oferta de etanol.



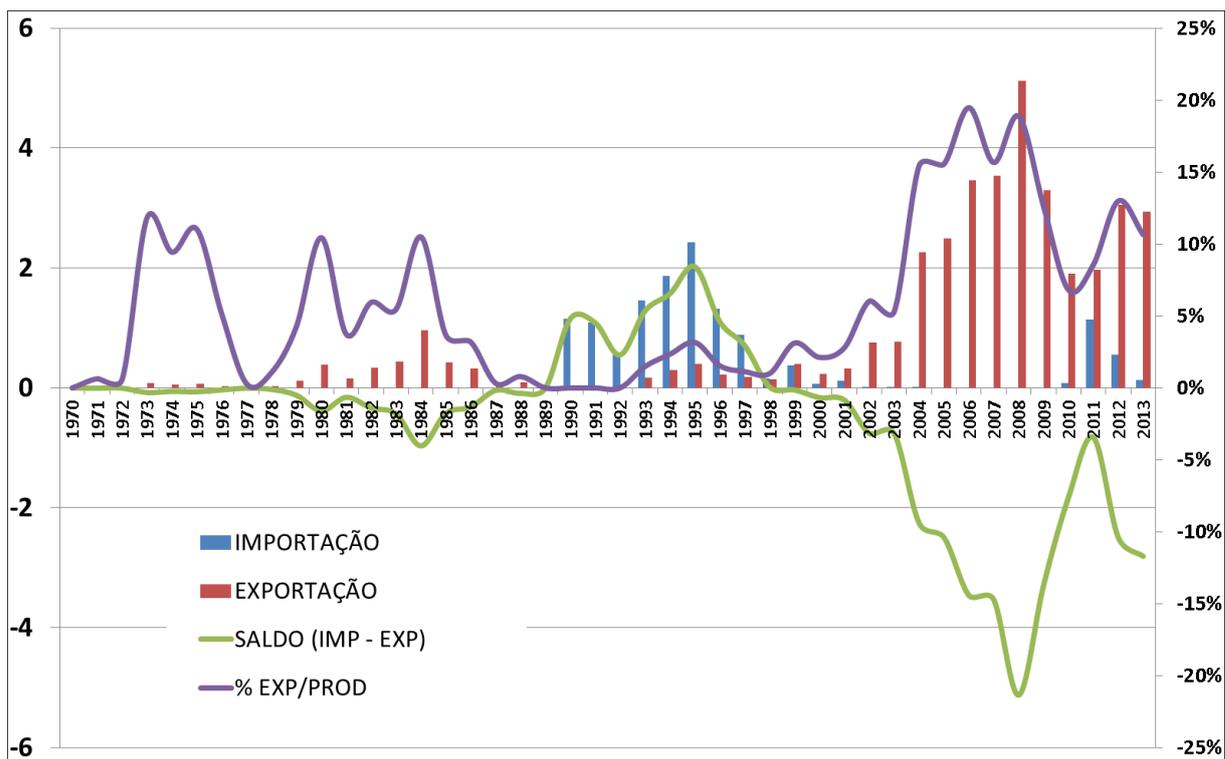
Fonte: MME

Gráfico 15 – Evolução recente do mercado de etanol combustível no Brasil

Mesmo com as restrições de oferta verificadas nas safras 2009/10 e 2011/12, não houve desabastecimento de etanol hidratado no período analisado. O principal fator que contribuiu para esta acomodação do mercado foi o perfil da frota de veículos, que foi alterado com o advento dos veículos *flex-fuel*. Com isso, ao contrário do proprietário de veículos movidos exclusivamente a etanol hidratado, que não podia optar por combustível substituto para o seu veículo, os proprietários desses veículos podem fazê-lo a qualquer momento, com gasolina C ou com etanol hidratado em qualquer proporção.

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

De acordo com o Gráfico 16, as exportações têm representado, nos últimos anos, parcela significativa da produção de etanol. Por isso, a incorporação de novos mercados sem a correspondente expansão da produção nacional de etanol constitui potencial evento crítico ao seu abastecimento regular. No entanto, mesmo tendo ocorrido no passado recente eventos climáticos que restringiram a produção, já mencionados no item 3.2.1.2, não foram necessárias medidas de retenção do produto exportado ou de quebra de contratos para atendimento do mercado interno.



Fonte: Balanço Energético Nacional 2014 (Elaboração: MME)

Gráfico 16 – Importação, exportação, saldo comercial de etanol e proporção das exportações em relação à produção

## 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 AQR de modo a avaliar a influência dos ambientes interno e externo na disponibilidade de petróleo. Quanto ao etanol, a análise leva em consideração a atual configuração de nosso mercado consumidor.

### 4.1 Petróleo

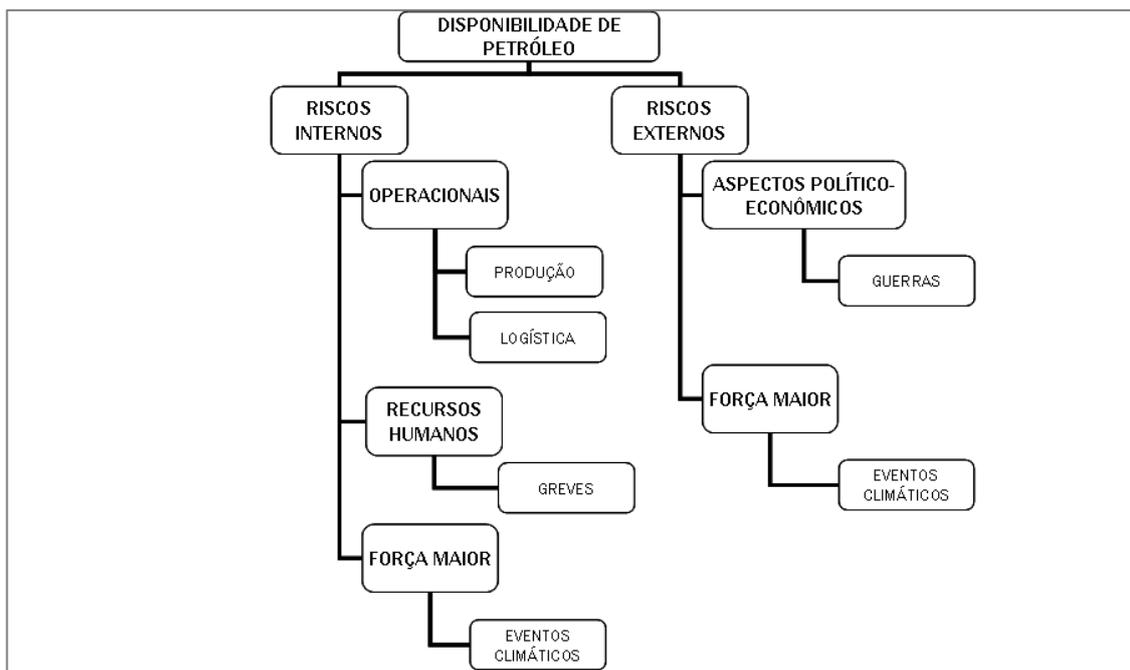
A demanda por petróleo está diretamente relacionada à capacidade instalada de refino, uma vez que ao consumidor final o que interessa são os derivados de petróleo. Acerca, especificamente, do petróleo cru, é possível afirmar que há autossuficiência no País, pois a produção nacional de petróleo apresenta-se superior ao volume de petróleo refinado e as projeções apontam para o aumento da produção de petróleo, com a consolidação do país como exportador líquido. Nesse cenário, a constituição de reservas estratégicas de petróleo no Brasil não se mostra necessária.

Faz-se necessário ressaltar a posição da capacidade nominal de refino do País, atualmente inferior à demanda do mercado interno de derivados de petróleo, o que implica em importação de derivados, tais como GLP, nafta, gasolina A, QAV e óleo diesel A. No entanto, este panorama começa a ser revertido a partir de 2015, quando se inicia um período de progressivas entradas em operação de novas refinarias – Rnest, Comperj, Premium I e Premium II.

Com o objetivo de complementar a análise acima, são apresentados nos tópicos subsequentes possíveis problemas no suprimento de petróleo e seus impactos associados.

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

Neste estudo, a abordagem da avaliação dos riscos é a partir da disponibilidade de petróleo – produzido ou importado – para o refino nacional. Para esse fim, foi utilizada a metodologia de AQR<sup>34</sup>, a qual prevê a classificação dos riscos, conforme apresentado na Figura 8.



Fonte: Petrobras.

**Figura 8 – Riscos à disponibilidade de petróleo**

A cada risco identificado, foi atribuído um nível – “alto”, “médio” ou “baixo” – conforme a probabilidade de materialização do risco, e avaliou-se o impacto resultante sobre o objetivo em foco. A relevância de cada risco foi calculada por meio do resultado do produto probabilidade X impacto, adotando-se a convenção ilustrada no Quadro 2, para o caso das ameaças.

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

Probabilidade		Ameaças		
ALTA	5	5	15	25
MÉDIA	3	3	9	15
BAIXA	1	1	3	5
		1	3	5
		BAIXO	MÉDIO	ALTO
		Impacto		

Fonte: Petrobras.

O Quadro 3 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos, apresentado a seguir, contém um resumo dos riscos identificados e de suas avaliações, conforme metodologia utilizada.

Quadro 3 – Resultado da Análise Qualitativa de Riscos

ITEM	RISCO	AMEAÇA OU OPORTUNIDADE	CONSEQÜÊNCIA (IMPACTO) DO RISCO	PROBABILIDADE	IMPACTO	RELEVÂNCIA
1	BAIXA CONFIABILIDADE EM EQUIPAMENTOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.	BAIXA	MÉDIA	
2	BAIXA CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO NACIONAL EM REGIÃO GEOGRÁFICA ESPECÍFICA.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS.	BAIXA	MÉDIA	
3	BAIXA CONFIABILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DE PETRÓLEO IMPORTADO EM REGIÃO GEOGRÁFICA ESPECÍFICA.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS.	BAIXA	BAIXA	
4	GREVE DOS EMPREGADOS DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DIÁRIA.	BAIXA	MÉDIA	
5	GREVE DOS EMPREGADOS DA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DE PETRÓLEO.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DO SUPRIMENTO ÀS REFINARIAS.	BAIXA	MÉDIA	
6	OCORRÊNCIA DE INTEMPÉRIES NO TERRITÓRIO NACIONAL.	AM	INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO.	BAIXA	MÉDIA	
7	OCORRÊNCIA DE INTEMPÉRIES NO EXTERIOR.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO.	MÉDIA	BAIXA	
8	OCORRÊNCIA DE GUERRAS NO EXTERIOR.	AM	REDUÇÃO OU INTERRUPTÃO LOCALIZADA DA IMPORTAÇÃO DE PETRÓLEO PARA SUPRIMENTO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	BAIXA	
9	ESTABILIDADE POLÍTICA NO BRASIL.	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	
10	DISPERSÃO DOS PONTOS DE PRODUÇÃO DE PETRÓLEO NACIONAL.	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	
11	DISTRIBUIÇÃO E FLEXIBILIDADE DA MALHA LOGÍSTICA DE ESCOAMENTO DA PRODUÇÃO DE PETRÓLEO	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	
12	PRODUÇÃO NACIONAL DE PETRÓLEO COM EXCEDENTES PARA EXPORTAÇÃO NO PERÍODO EM ESTUDO	OP	AUMENTO DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO DE PETRÓLEO AO REFINO NACIONAL.	ALTA	ALTA	

Fonte: Petrobras.

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 – produzido ou importado – para mais de uma refinaria brasileira.

Quanto ao ambiente interno, o nível de exposição do abastecimento nacional de petróleo pode ser analisado segundo o impacto da indisponibilidade das principais unidades de suprimento em cada etapa da cadeia. Nesse sentido, são registrados os pontos das etapas de produção e escoamento que apoiaram as análises efetuadas quanto aos riscos.

A produção brasileira de petróleo está distribuída em mais de 9.000 poços, sendo quase 800 poços marítimos responsáveis por mais de 90% de todo petróleo produzido no país. Em agosto de 2014, em média, as 20 plataformas com maior produção responderam por 61% da produção nacional, operando um total de 196 poços. Dessa forma, esse grau de dispersão dos pontos de produção, em quantidade de plataformas/poços e volume de petróleo explorado, contribui significativamente para a redução do risco de descontinuidade de suprimento local de petróleo.

Quanto ao escoamento da produção, o petróleo produzido nos campos marítimos é aliviado das plataformas por navios-tanque ou por dutos submarinos, seguindo até os terminais localizados na costa. Desses, o petróleo é exportado ou segue por dutos para suprir as refinarias, onde é processado e transformado em derivados destinados ao atendimento do mercado e à exportação. Assim, pode-se concluir que o risco de descontinuidade na cadeia de suprimento se apresenta baixo. A flexibilidade e a amplitude da malha logística já existente constituem, por si só, resposta eficaz ao risco de interrupção generalizada e prolongada do suprimento.

#### **4.1.2 Análise Quantitativa dos Riscos: Modelagem econômica – Estudos em elaboração**

Foi constituída uma força tarefa para desenvolver estudos com objetivo de verificar os custos associados aos estoques estratégicos de petróleo e as perdas econômicas que eventualmente ocorreriam, em caso de interrupção do fornecimento de petróleo e derivados. Até o momento, conseguiu-se desenvolver a primeira parte do trabalho, restando, para o ano de 2015, o cálculo das perdas econômicas.

Entretanto, como o parque atual de refino no Brasil é insuficiente para atender à totalidade da demanda do mercado doméstico, a Força Tarefa também está levantando os custos associados a um eventual estoque estratégico de derivados na proporção da dependência externa do País em relação a eles. A previsão é de que esse trabalho esteja concluído para integrar o relatório de 2015.

Por razões financeiras e operacionais, é mais conveniente se manter estoques na forma de óleo bruto, pois, além de ser mais barato e de armazenamento mais fácil, o petróleo pode ser armazenado por maior período, sem se degradar, o que não acontece com os seus derivados. Dessa forma, em situações de dificuldades de seu suprimento, o óleo armazenado pode ser processado e, assim, produzir toda a gama de derivados. No caso do Brasil, a legislação estabelece, por meio do SINEC, que os estoques estratégicos devem ser de petróleo bruto, e não de derivados.

Nesse sentido, a modelagem do problema proposto baseia-se no conceito de cálculo do Custo Logístico Total (CLT). O horizonte analisado neste relatório é de 10 anos, sendo a

demanda de referência para cálculo dos estoques necessários ao atendimento dos potenciais dias de desabastecimento alinhados ao PDE 2023. O CLT está dividido em quatro categorias de custos:

- Custos de Formação dos Estoques
- Custos de Infraestrutura dos Estoques
- Custos de Manutenção dos Estoques
- Custos Financeiros dos Estoques

#### *4.1.2.1 Custos de Formação dos Estoques*

Este custo abrange os dispêndios referentes à aquisição do petróleo ou derivados, pelo valor equivalente à aquisição e o seu descarregamento nos tanques em que se manterá o estoque estratégico.

Inicialmente, tem-se a aquisição e o transporte até o terminal na costa brasileira. Para levantamento destes valores, foram consideradas as frentes típicas de importação de derivados, bem como os terminais brasileiros de maior movimentação e que apresentam melhor infraestrutura para a realização dessa movimentação.

O trabalho visa comparar o custo de implementar estoques estratégicos de combustíveis, com o custo do eventual desabastecimento de combustíveis para o País. Essa análise estima o custo de formação e manutenção dos estoques estratégicos. Por sua vez, a estimativa dos custos do desabastecimento será desenvolvida posteriormente.

Então, o custo de formação (CF) é o custo de adquirir e trazer o petróleo até os tanques construídos. Este valor é dado por:

$$CF = (CA + CUI) \times V$$

Onde:

CA = custo de aquisição

CUI = custo unitário de internação

V = variação do volume de estoque estratégico

O modelo pressupõe que o volume necessário de armazenamento seja avaliado anualmente. Assim, em caso de aumento, deverá haver nova aquisição de produto, que implicará também em maiores gastos com internação. Já nos casos de redução do estoque, deverá ocorrer a venda do excedente de produto pelo custo de oportunidade (preço de aquisição adicionado do custo de internação), gerando uma receita no ano. O custo médio anual deve ser calculado como a soma dos valores anuais dividida pelo horizonte considerado.

#### 4.1.2.2 Custos de Infraestrutura dos Estoques

Estes custos abrangem os investimentos inerentes à construção da tancagem que armazenará o estoque estratégico, excluindo eventuais despesas de aquisição ou aluguel dos terrenos para a construção das tancagens. Considera-se que a nova tancagem será construída nos terminais aquaviários localizados no litoral, que realizem uma grande movimentação desses produtos e que apresentem melhor infraestrutura para a realização dessa movimentação, e que, além disso, tenham espaço disponível para a construção de novos tanques.

Assim, o custo de infraestrutura (CI) será o custo de construção da tancagem necessária para armazenar os estoques, diluído em seu período de depreciação, não existindo valor residual. Este valor será dado por:

$$CI = CUC \times V$$

Onde:

CUC = custo unitário de construção da tancagem necessária

V = volume de tancagem a ser construído

A fim de organizar o custo de infraestrutura, as ações de investimento em função do maior volume necessário devem ser divididas para cada quinquênio. Nesse sentido, assume-se que a tancagem necessária para armazenamento do pico do volume dos primeiros cinco anos será construída antes do início desse horizonte. O mesmo raciocínio foi aplicado para o quinquênio seguinte. O custo médio anual foi calculado como a soma dos valores anuais dividida pelo horizonte total considerado, ou seja, dez anos.

#### 4.1.2.3 Custos de Manutenção dos Estoques

Os custos de manutenção dos estoques, ou de armazenagem, referem-se à conservação dos estoques em condições para utilização, quando necessário. Estima-se que o custo anual será da ordem de 5% do capital investido, adicionados do custo de mão-de-obra. Desta forma, este custo refere-se ao custo de armazenagem do produto e seu valor será dado por:

$$CM = CUM \times V$$

Onde:

CM = Custo manutenção

CUM = custo unitário de manutenção

V = volume de estoque estratégico desejado

Conforme visto anteriormente, o volume necessário de armazenamento deverá ser avaliado anualmente. O custo médio anual deverá ser obtido como a soma dos valores anuais dividida pelo horizonte considerado.

#### 4.1.2.4 Custos Financeiros dos Estoques

Os custos financeiros (CJ) são associados ao valor imobilizado do produto internado (formação), adicionados os custos de infraestrutura e manutenção. Entende-se que, em última instância, a União contrataria um ou mais agentes para construir, operar e gerir os estoques estratégicos. Além do custo financeiro, no próximo tópico, são destacadas as formas de cálculo utilizadas para os demais custos levantados neste relatório.

#### 4.1.2.5 Custo Total

O custo total (CT) será dado por:

$$CT = CI + CF + CM + CJ$$

É importante destacar que esses estoques a serem calculados não serão capazes de, e nem têm por objetivo, atender plenamente a demanda de derivados. Dessa forma, consolida apenas o custo médio anual associado aos estoques estratégicos de petróleo para atender até 90 dias de interrupção do fornecimento, evento de baixa probabilidade de ocorrência, conforme já demonstrado no Capítulo 3, mas que necessita ser estudado para integrar a base de conhecimento imprescindível à análise quantitativa pretendida.

## 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 restringisse a 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 2014, 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 25%.

Tendo por base as alternativas do consumidor (com a substituição do etanol hidratado pela gasolina C), bem como a possibilidade de redução legal do percentual de mistura de

etanol anidro à gasolina, serão avaliados a seguir os riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol.

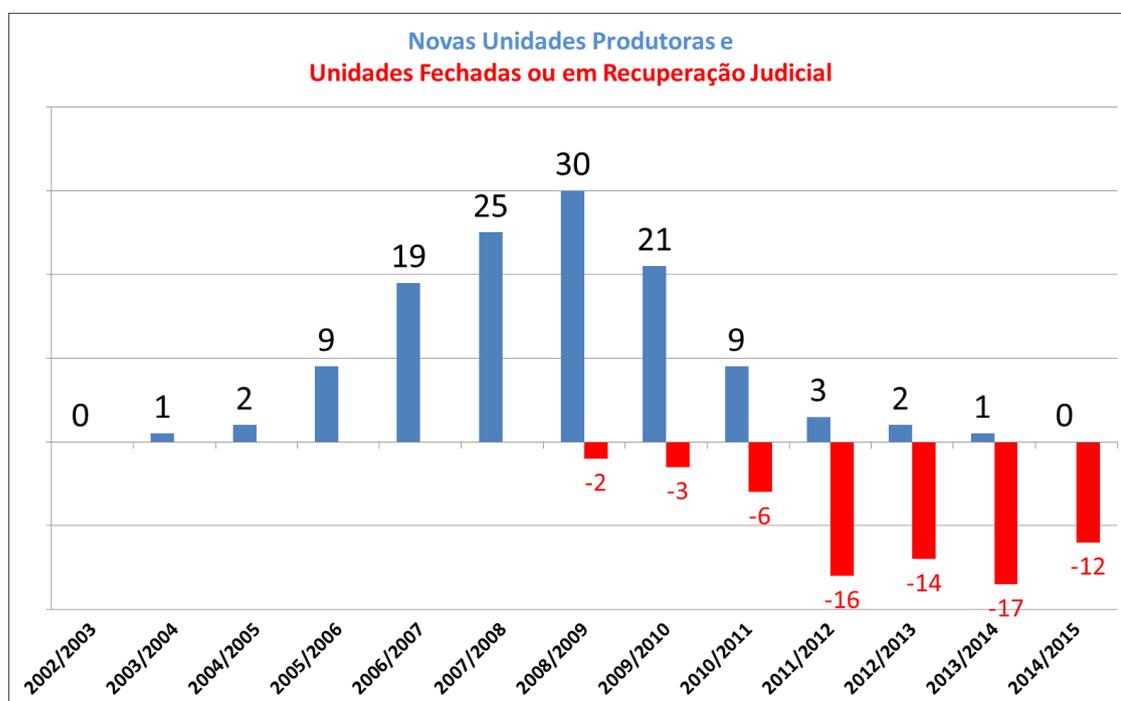
#### 4.2.1 Avaliação dos riscos e efeitos decorrentes de problemas no suprimento de etanol

A partir de dados da Conab, estima-se a capacidade total de moagem de cana do Brasil, ao final de 2013, em cerca de 745 milhões de toneladas de cana-de-açúcar, por 389 usinas em operação. O número de usinas autorizadas pela ANP é de 383. No entanto, devido à restrição da oferta de cana, sua utilização atual está em torno de 87%. Existe também capacidade instalada de produção de etanol e açúcar, cuja ociosidade varia de acordo com a remuneração dos produtos.

O Gráfico 17 mostra a evolução recente das unidades que entraram em operação em contraposição às unidades que fecharam ou entraram em recuperação judicial no mesmo período.

Estima-se que as 122 unidades que entraram em operação entre 2003 e 2013 agregaram cerca de 300 milhões de toneladas de cana-de-açúcar à cadeia produtiva do setor, um aumento superior a 80% na capacidade de produção. Destaca-se que esta expansão ocorreu primordialmente sobre terras com pastos degradados, respeitando o zoneamento agroecológico e sem competição com a produção de alimentos.

Apenas os investimentos industriais realizados para a ampliação da capacidade produtiva desde 2004 são estimados em mais de US\$ 30 bilhões. Mais de US\$ 5 bilhões foram destinados à compra de máquinas e equipamentos para a mecanização da colheita da cana-de-açúcar, atendendo exigências ambientais.



Fonte: MME, UNICA (2014) – Elaboração: MME

Gráfico 17 – Evolução recente da entrada em operação das novas unidades e unidades fechadas ou em recuperação judicial

O setor sucroenergético brasileiro sofreu os impactos da crise financeira internacional de 2008/2009 e enfrenta o desafio da competitividade. Fatores estruturais, como aumento do custo da terra e da remuneração de mão-de-obra, somaram-se a problemas conjunturais, como clima adverso em safras sucessivas e falta de investimentos na renovação de canaviais, como já abordado neste documento. Neste mesmo período, o Brasil acumulou recordes de crescimento da demanda por combustíveis para veículos leves. Em 2013, a demanda por combustíveis para veículos leves registrou crescimento de 7,5% ao ano. No primeiro semestre de 2014, este número saltou para 10%.

De acordo com representantes do setor, 21 unidades em operação, responsáveis pela moagem de 29 milhões de toneladas de cana, estavam em recuperação judicial ao fim de 2013. Deste total, dez usinas já não constavam do cadastro da ANP de abril de 2014.

Até o início da safra 2014/15, havia 70 unidades fechadas ou em recuperação judicial correspondam a uma capacidade total de moagem efetiva da ordem de quase 69 milhões de toneladas de cana. Os fatores que levaram estas unidades a uma situação financeira indesejada são os mais diversos e variam de ineficiência dos processos (agrícola e/ou industrial) a elevado grau de endividamento.

Mais do que a capacidade de moagem que as unidades fechadas representam, importa observar que a busca pela competitividade neste setor impôs custos elevados para unidades que aproveitaram o boom do setor entre 2005 e 2010 para permanecerem em operação. Para estas, a impossibilidade do repasse integral do aumento dos custos de produção gerou uma situação insustentável que culminou com o fechamento ou da entrada em processo de recuperação judicial.

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

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

Essas regras favorecem a segurança do abastecimento desse biocombustível, particularmente na entressafra, garantindo-se a disponibilidade do produto até o início da safra seguinte. Esta Resolução, cujos efeitos passaram a vigorar a partir da safra 2012/13, tem contribuído na estabilidade da oferta do etanol anidro, tendo em vista o engajamento dos agentes de mercado no ambiente de contração regulado.

Também em 2012 foi publicada a Lei nº 12.666/2012, alterada pela Lei nº 12.865, de 9 de outubro de 2013, que 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. Cabe ressaltar que os termos da lei preveem a concessão

desta subvenção econômica nas operações de financiamento à estocagem de etanol pelo prazo de até cinco anos, ou seja, até 2018.

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 25%), cujo teor máximo foi recentemente ampliado para 27,5%, com condicionantes, nos termos da Lei nº 13.033/2014 – estabelecem as condições para garantia do abastecimento sem que sejam necessários os estoques estratégicos de etanol combustível (etanol carburante) conforme Lei nº 8.176/1991 e Decreto nº 238/1991.

Cabe ainda um destaque em relação à utilização de novas tecnologias para a produção de etanol no Brasil. Embora o PDE, no cenário considerado, assuma que a penetração da tecnologia de lignocelulose (segunda geração – 2G) não será representativa até 2023, alguns projetos estão em andamento<sup>xvii</sup> e podem acelerar o processo de adoção desta tecnologia em larga escala com ganhos de produtividade e redução de custos para o setor.

Exemplo disso é a entrada em operação da primeira unidade de produção de etanol 2G no Brasil. Em 27 de agosto de 2014 foi autorizada pela Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, a operação da unidade da empresa GranBio, em São Miguel dos Campos, Alagoas, que possui capacidade para produção de 82 milhões de litros por ano.

Em 21 de outubro de 2014 foi publicada pela ANP, no Diário Oficial, a autorização de operação da segunda unidade de produção de etanol a partir de tecnologias 2G. A unidade da Raízen Energia S.A. tem capacidade de produção de 40 milhões de litros de etanol por ano.

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.

---

<sup>xvii</sup> Petrobras e Raízen têm projetos de construção de unidades de produção de etanol 2G em escala comercial. A unidade da Raízen tem previsão de entrada em operação em 2015. A unidade da Petrobras não tem data para conclusão. Além destas, outras empresas conduzem pesquisas nesta área tanto em escala de demonstração e/ou laboratorial: CTC (Centro de Tecnologia Canavieira), Odebrecht têm iniciativas em escala de demonstração. CTBE conduz três projetos de diferentes empresas em escala piloto.

## 5 Estoques de Operação

Em relatório anterior, o GT SINEC apresentou o objetivo dos estoques de operação, qual seja o de garantir a continuidade da atividade econômica de cada agente inserido no sistema nacional de abastecimento de combustíveis.

Em 2014, visando à garantia do abastecimento, a ANP manteve em funcionamento o GFL. As ações desenvolvidas por esse grupo podem ser divididas nos seguintes vetores: (a) o acompanhamento das atividades correntes do abastecimento de combustíveis; (b) a implementação de ações previstas para os combustíveis cujos fluxos foram analisados; e, como previsto no relatório apresentado ao CNPE, em 2013, (c) a avaliação dos fatores de risco sobre os fluxos de outros combustíveis, tais como, o GLP e o QAV.

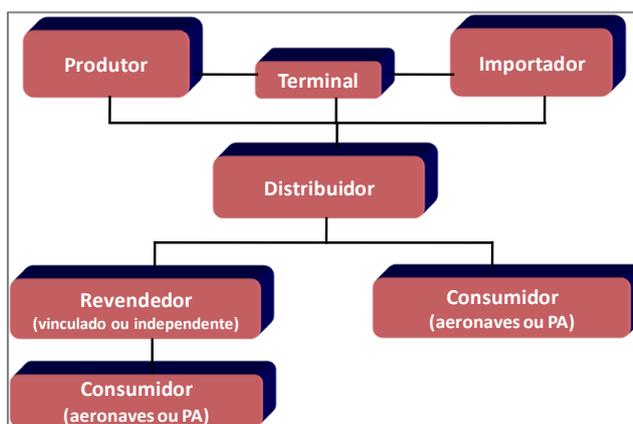
No acompanhamento da operação, além de verificar diariamente as condições do abastecimento nacional, a ANP coordenou as medidas adotadas para resguardar o suprimento de combustíveis para a região Norte, durante a cheia do Rio Madeira, e o plano de contingência para o QAV, ao longo da Copa do Mundo FIFA de 2014.

Também em 2014, a ANP introduziu a sistemática para informação e análise dos estoques semanais médios de diesel e gasolina, para produtores e distribuidores de combustíveis, e analisou a oferta e a demanda de combustíveis do ciclo Otto.

Adicionalmente, a Agência concluiu os estudos de fluxos logísticos do GLP e do QAV e iniciou suas avaliações sobre o óleo combustível.

### 5.1 Análise do abastecimento de QAV

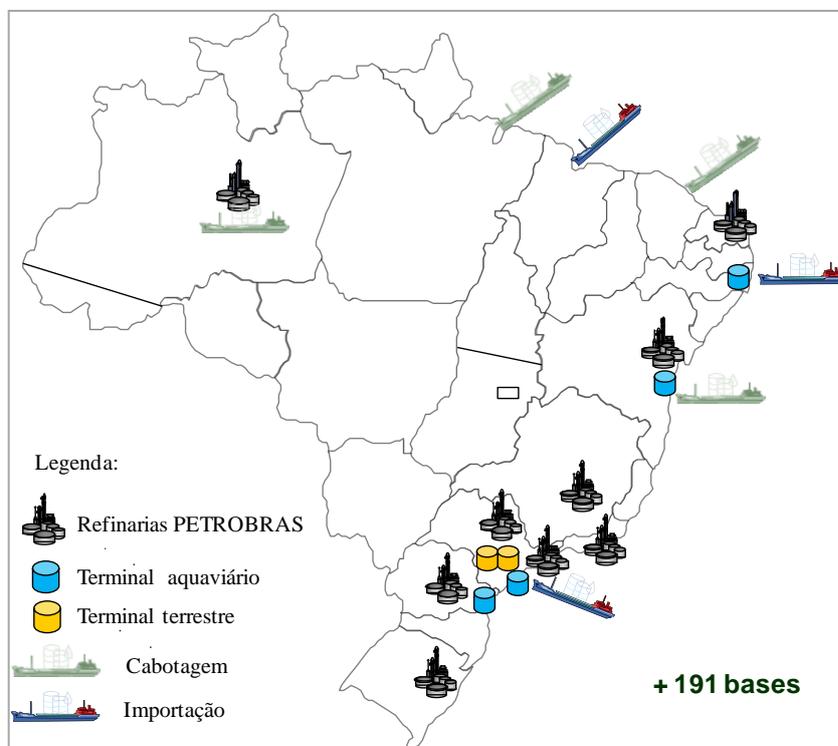
Em linha com as prioridades estabelecidas para 2014, a SAB iniciou a avaliação dos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem do QAV em todo o território nacional. Em 27 de março de 2014, por ocasião do GFL<sub>JET</sub>, houve reunião com os agentes econômicos que operam os fluxos (produtor/importador, distribuidor e transportador), quando foram debatidos os fatores de risco com potencial impacto sobre o abastecimento nacional do QAV. A Figura 9 apresenta os agentes econômicos regulados pela ANP e inseridos no abastecimento nacional de QAV.



Fonte: ANP, GFL<sub>JET</sub> 2014.

**Figura 9 – Sistema Nacional de Abastecimento de QAV**

Em 2013, a produção de QAV no País ocorreu por meio de 9 refinarias, enquanto a distribuição foi realizada por 3 distribuidores, via 191 bases e por 6 terminais (Transpetro e outros privados). A importação deu-se, em sua totalidade, pela Petrobras, através de 3 portos (Itaqui/MA, Suape/PE e São Sebastião/SP), com um volume total importado de 1.961,7 mil m<sup>3</sup>.



Fonte: ANP, GFL<sub>JET</sub> 2014.

Figura 10 – Infraestrutura logística do sistema nacional de abastecimento de QAV

A Tabela 6 apresenta o balanço entre oferta e demanda do QAV, em 2013, cujo déficit alcançou 1.670,5 mil m<sup>3</sup>, equivalente a 28,8 mil bpd. Segundo o PDE 2023, produzido pela EPE, sob coordenação do MME, considerando o crescimento da demanda de QAV de 4,0% a.a., em 2023 haverá um superávit de QAV de 5,8 mil m<sup>3</sup>/d, com a autossuficiência alcançada em 2019.

Tabela 6 – Balanceamento entre oferta e demanda de QAV, ano 2013

Região	Produção (mil m <sup>3</sup> )	Consumo (mil m <sup>3</sup> )	Superávit (mil m <sup>3</sup> )
Norte	155,9	394,4	(238,5)
Nordeste	408,8	1.075,3	(666,5)
Centro-Oeste	-	674,1	(674,1)
Sudeste (ex-SP)	1.974,4	1.686,6	287,8
SP	2.502,5	2.866,6	(364,1)
Sul	512,8	527,9	(15,1)
Brasil	5.554,4	7.224,9	(1.670,5)

Fonte: ANP, GFL<sub>JET</sub> 2014.

Como pode ser observada na Tabela 7, em 2013, a capacidade de armazenagem total em distribuidores, considerando 191 bases de QAV em operação, dentro e fora de aeródromos, totalizou 226,2 mil m<sup>3</sup>, equivalente a 11,4 dias da demanda nacional.

**Tabela 7 – Capacidade de armazenagem de QAV em distribuidores, ano 2013**

Região	nº de bases	Demanda (m <sup>3</sup> /dia)	Capacidade de armazenagem	
			m <sup>3</sup>	dias
Norte	43	1.090,6	38.371	35,5
Nordeste	36	2.946,0	66.425	22,5
Centro-Oeste	21	1.847,0	6.699	3,6
Sudeste (ex-SP)	27	4.620,6	50.796	11,0
SP	38	7.853,8	49.106	6,3
Sul	26	1.446,2	14.867	10,3
Brasil	191	19.794,2	226.224	11,4

Fonte: ANP, GFL<sub>JET</sub> 2014.

Complementando a capacidade de armazenagem dos distribuidores, conforme apresentado na Tabela 8, há 2 terminais privados autorizados a movimentar QAV, com capacidade de armazenagem de 24,8 mil m<sup>3</sup>, equivalente a 1,3 dia da demanda nacional.

**Tabela 8 – Capacidade de armazenagem de QAV em terminais privados, ano 2013**

Região	nº de terminais	Capacidade de armazenagem	
		m <sup>3</sup>	dias
Nordeste	1	20.000	6,8
Sul	1	4.807	3,3
Brasil	2	24.807	1,3

Fonte: ANP, GFL<sub>JET</sub> 2014.

O sistema Petrobras, englobando 9 refinarias produtoras de QAV e 4 terminais de QAV operados pela Petrobras Transportes S.A. (Transpetro), apresentou capacidade de armazenagem de 525,1 mil m<sup>3</sup> em 2013, equivalente a 26,6 dias da demanda nacional, como mostra a Tabela 9.

**Tabela 9 – Capacidade de armazenagem de QAV no sistema Petrobras**

Região	Capacidade de armazenagem								
	Transpetro			Petrobras			Total		
	nº terminais	m <sup>3</sup>	dias	nº unidades	m <sup>3</sup>	dias	nº unidades	m <sup>3</sup>	dias
Norte	-	-	-	1	24.679	22,8	1	24.679	22,8
Nordeste	1	19.146	6,5	2	21.507	7,3	3	40.653	13,8
Centro-Oeste	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Sudeste (ex-SP)	-	-	-	2	104.963	22,7	2	104.963	22,7
SP	3	184.158	23,5	2	134.238	17,1	5	318.396	40,5
Sul	-	-	-	2	36.445	25,2	2	36.445	25,2
Brasil	4	203.304	10,3	9	321.832	16,3	13	525.136	26,5

Fonte: ANP, GFL<sub>JET</sub> 2014.

Para mitigar o efeito dos fatores de risco sobre os fluxos logísticos de QAV, é recomendável que o produtor/importador e o distribuidor mantenham estoques de segurança para enfrentar restrições ou interrupções no abastecimento.

Quando a demanda atende os testes de normalidade de séries temporais e há incerteza no tempo de ressuprimento, o cálculo do estoque de segurança é feito por meio da equação apresentada abaixo, que se baseia na teoria clássica de inventários.

$$E_S = k [L (\sigma_D)^2 + (\sigma_L)^2 D^2]^{1/2} \text{ em que;}$$

$E_S$ : estoque de segurança [dias];

$k$ : fator de nível de serviço ao cliente;

$L$ : *lead time* médio [dias];

$\sigma_L$ : desvio-padrão do *lead time* [dias];

$D$ : demanda média [t/dia]; e

$\sigma_D$ : desvio-padrão da demanda [t/dia].

Em situações normais, a componente resultante da multiplicação “ $L (\sigma_D)^2$ ”, extraída da equação, tem pouco peso no cálculo de  $E_S$ , se comparada a variações acentuadas no *lead time* (componente “ $(\sigma_L)^2 D^2$ ”). Assim, ineficiências no *lead time*, oriundas de fatores de risco incidentes sobre os fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de QAV, têm impacto direto nos níveis de estoque de segurança do combustível.

Utilizando as informações referentes à demanda e ao prazo de ressuprimento do QAV, está em curso na ANP a elaboração de Resolução indicando a obrigatoriedade de manutenção de níveis mínimos de estoque por importadores/produtores e distribuidores desse produto, que é apresentada na Tabela 10.

**Tabela 10 - Proposição de estoque semanal médio de QAV por região**

Área (regiões)	Es (dias)
Norte	10,0
Nordeste	10,0
Sudeste + Centro-Oeste	5,0
Sul	3,0

Fonte: ANP, GFL<sub>JET</sub> 2014.

A proposta de resolução foi objeto de Audiência Pública realizada em 24 de outubro de 2014, o que deve permitir a publicação da resolução até o final do ano.

## 5.2 Análise do abastecimento de GLP

Em linha com as prioridades estabelecidas para o ano de 2014, a SAB iniciou a avaliação dos fluxos logísticos de suprimento, transporte e armazenagem de GLP em todo o território nacional. Em 8 de maio de 2014, em evento do GFL de GLP (GFL<sub>GLP</sub>), houve reunião com os agentes econômicos que operam os fluxos (produtor, importador,

transportador e distribuidores), quando foram debatidos os fatores de risco com potencial impacto sobre o abastecimento nacional de GLP.

A Figura 11 apresenta os agentes econômicos regulados pela ANP e inseridos no abastecimento nacional de GLP.

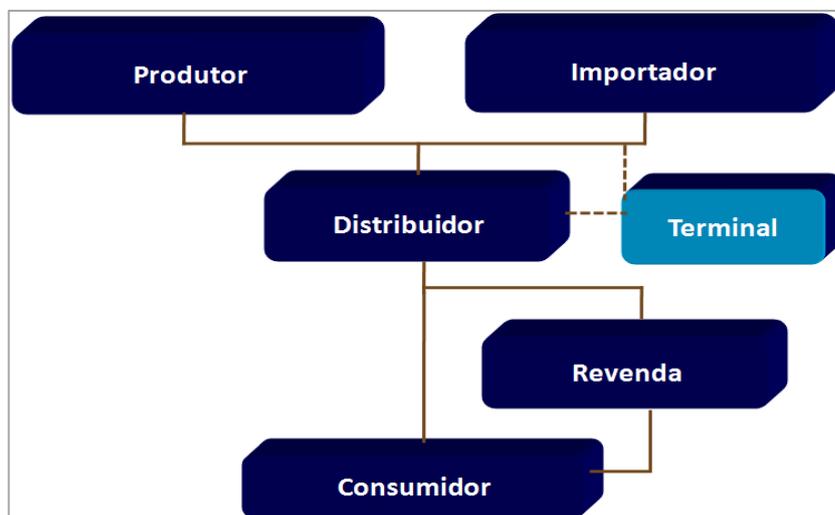


Figura 11 – Sistema nacional de abastecimento de GLP

A Tabela 11 apresenta o balanceamento entre oferta e demanda de GLP, em 2013, cujo déficit alcançou 1.857,9 mil t. De acordo com o PDE 2023, produzido pela EPE sob coordenação do MME, considerando o crescimento da demanda de GLP de 1,8% a.a., haverá um equilíbrio entre oferta e demanda a partir de 2019. Este equilíbrio, de acordo com a EPE, pode ser afetado a depender da produção de uma ou mais das três rotas de GLP oriundas do pré-sal.

Tabela 11 – Balanceamento entre oferta e demanda de GLP, ano 2013

Região	Produção <sup>(1)</sup> (mil t <sup>(2)</sup> )	Consumo (mil t)	Superávit (mil t)
Norte	487,0	441,7	45,3
Nordeste	824,8	1.677,1	(852,3)
Centro-Oeste	-	593,2	(593,2)
Sudeste (ex-SP)	1.311,0	1.447,9	(136,9)
SP	1.840,3	1.888,2	(47,9)
Sul	1.007,6	1.280,5	(272,9)
Brasil	5.470,7	7.328,6	(1.857,9)

Notas:<sup>(1)</sup> A produção ocorreu na Petrobras (13 refinarias e 7 UPGN); foi desconsiderada a produção em CPQs.

<sup>(2)</sup> Densidade utilizada: 0,552 t/m<sup>3</sup> (ANP, Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2013, fatores de conversão).

Fonte: ANP, GFL<sub>GLP</sub> 2014.

Em 2013, como pode ser observada na Tabela 12, a capacidade de armazenagem média total em distribuidores, considerando 165 bases de GLP em operação, totalizou 74,1 mil t, equivalente a 3,7 dias da demanda nacional.

**Tabela 12 – Capacidade de armazenagem de GLP em bases de distribuidores, ano 2013**

Região	nº bases	Demanda (t/dia)	Capacidade de armazenagem	
			mil t	dias
Norte	10	1.210,2	9,6	7,9
Nordeste	34	4.594,8	15,7	3,4
Sudeste (ex-SP)	25	3.966,8	11,8	3,0
SP e Centro-Oeste	59	6.798,4	25,1	3,7
Sul	37	3.508,3	11,9	3,4
Brasil	165	20.078,5	74,1	3,7

Fonte: ANP, GFL<sub>GLP</sub> 2014.

Complementando a capacidade de armazenagem dos distribuidores, há 4 terminais privados que movimentam GLP, conforme apresentado na Tabela 13, com capacidade de armazenagem autorizada de 11,1 mil t, nos termos da Portaria ANP nº 170/98, equivalente a 0,6 dia da demanda nacional.

**Tabela 13 – Capacidade de armazenagem de GLP em terminais privados, ano 2013**

Região	Capacidade de armazenagem	
	mil t	dias
Sudeste (ex-SP)	1,3	0,3
SP e Centro-Oeste	6,4	0,9
Sul	3,4	1,0
Brasil	11,1	0,6

Fonte: ANP, GFL<sub>GLP</sub> 2014.

O sistema Petrobras, englobando 12 refinarias, 7 UPGNs e 13 terminais operados pela Transpetro, além de um navio-cisterna utilizado para receber as importações na região Nordeste, como mostra a Tabela 14, apresentou capacidade de armazenagem de 336,3 mil t em 2013, equivalente a 16,7 dias da demanda nacional.

**Tabela 14 – Capacidade de armazenagem de GLP no sistema Petrobras**

Região	Capacidade de armazenagem								
	Transpetro			Petrobras			Total		
	nº de terminais	mil t	dias	nº de unidades	mil t	dias	nº de unidades	mil t	dias
Norte	2	13,1	10,8	2	11,1	9,2	4	24,2	20,0
Nordeste	5	40,6	8,8	6 <sup>(1)</sup>	60,5	13,2	11	101,1	22,0
Sudeste (ex-SP)	3	62,8	15,9	4	34,1	8,6	7	96,9	24,5
SP e Centro-Oeste	1	39,3	5,8	5	48,1	7,1	6	87,4	12,9
Sul	2	6,6	1,9	4	20,1	5,7	6	26,7	7,6
Brasil	13	162,4	8,1	21	173,9	8,7	34	336,3	16,7

Fonte: ANP, GFL<sub>GLP</sub> 2014.

Nota: <sup>(1)</sup> Inclui navio-cisterna em Suape (39,8 mil t).

Com o objetivo de mitigar os efeitos de restrições ou interrupções no abastecimento e adotando a mesma metodologia apresentada para a definição de estoques de operação para o GLP, a ANP analisou a demanda e o intervalo de ressurgimento do GLP e está editando uma Resolução que estabelece a obrigatoriedade de formação e manutenção de estoques semanais médios de GLP pelo produtor/importador e distribuidor, nos termos da Tabela 15 e da Tabela 16.

**Tabela 15 – Estoque do produtor de GLP**

	Coluna A	Coluna B	Coluna C
	Local de manutenção de estoques <sup>(1)</sup>	Unidade Federada (UF) <sup>(2)</sup>	K <sub>p</sub> (dias)
1	Unidades Federadas da Região Norte	AC, AM, RO, RR, PA, AP, TO	6
2	Unidades Federadas da Região Nordeste	BA, SE, AL, PE, PB, RN, CE, PI e MA	5
3	Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste	ES, MG, MS, MT, RJ, SP, DF e GO	3
4	Unidades Federadas da Região Sul	PR, SC e RS	3

Notas: <sup>(1)</sup> Região ou Unidade Federada (UF) onde será comprovado o estoque semanal médio (EsmP).

<sup>(2)</sup> UF ou UFs de origem que servirá(ão) de referência para o volume de GLP comercializado entre produtor e distribuidor no mês corrente do ano anterior.

Fonte: ANP, 2014.

**Tabela 16 – Estoque do distribuidor de GLP**

	Coluna A	Coluna B	Coluna C
	Local de manutenção de estoques <sup>(1)</sup>	Unidade Federada (UF) <sup>(2)</sup>	K <sub>p</sub> (dias)
1	Unidades Federadas da Região Norte	AC, AM, RO, RR, PA, AP, TO	6
2	Unidades Federadas da Região Nordeste	BA, SE, AL, PE, PB, RN, CE, PI e MA	5
3	Unidades Federadas da Região Centro-Oeste e Sudeste	ES, MG, MS, MT, RJ, SP, DF e GO	3
4	Unidades Federadas da Região Sul	PR, SC e RS	3

Fonte: ANP, 2014.

Notas: <sup>(1)</sup> Região ou Unidade Federada (UF) onde será comprovado o estoque semanal médio (EsmD).

<sup>(2)</sup> UF ou UFs de origem que servirá(ão) de referência para o volume de GLP comercializado pelo distribuidor no mês corrente do ano anterior.

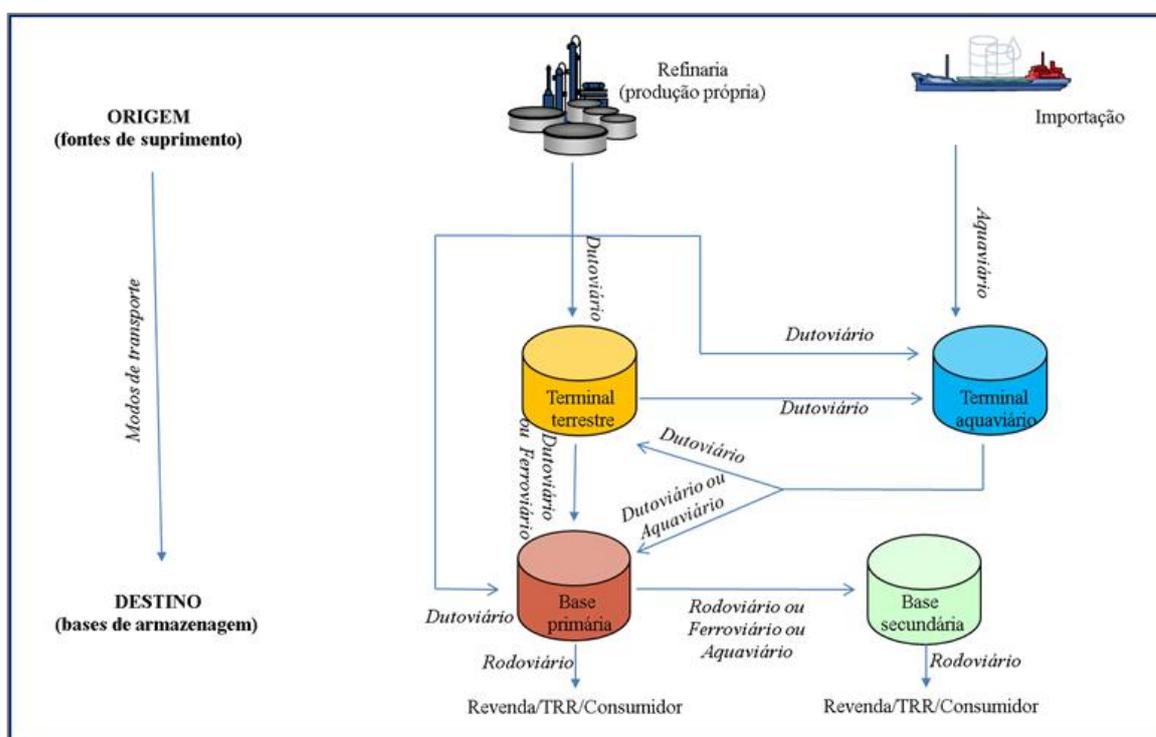
Para o atendimento às exigências propostas, além de eventuais espaços ociosos remanescentes nos terminais da Transpetro no território nacional, a transferência de parte da capacidade de armazenagem do navio-cisterna da Petrobras (Porto de Suape/PE, 39,8 mil t) para os distribuidores, sob a forma de cessão de espaço remunerada, seria uma alternativa para a comprovação dos estoques requeridos para os distribuidores na Região Nordeste.

Ao distribuidor deve ser estabelecida a obrigatoriedade de formação de estoques em instalações próprias, o que demandará investimentos na ampliação de sua capacidade de armazenagem nos próximos três anos, que o torne independente da utilização de navios-cisternas.

A Audiência Pública foi realizada em 10 de novembro de 2014, o que deve permitir a publicação da Resolução até o final do ano.

### 5.3 Fatores de risco sobre os combustíveis

O mapeamento dos fluxos logísticos é requisito prévio para a identificação e a mensuração dos fatores de risco sobre esses fluxos. O mapeamento é construído da origem ao destino dos fluxos, interconectados pelos modos de transportes, conforme apresentado na Figura 12. As origens são compostas pelas fontes de suprimento, enquanto os destinos, no âmbito das análises do GFL, são as bases de armazenagem e distribuição. Antes de alcançar as bases, o combustível pode, como etapa intermediária, ser armazenado em terminais terrestres ou aquaviários (marítimos, fluviais ou lacustres). O combustível armazenado nas bases é, posteriormente, comercializado e entregue aos clientes dos distribuidores: TRR, revendedores varejistas e consumidores finais.



Fonte: ANP, 2013.

Figura 12 – Origem-Destino dos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis

A avaliação dos riscos em relação à gasolina A e ao óleo diesel A foi conduzida em função de três famílias de fatores de risco: fontes de suprimento, modos de transporte e bases de armazenagem.

No tocante ao óleo diesel A, com a implantação das novas refinarias previstas pela Petrobras, o País reduzirá progressivamente sua dependência externa, tornando-se exportador desse derivado a partir de 2019, conforme o PDE 2023. Adicionalmente, a partir de 2013, a Petrobras vem implementando o Programa de Elevação da Produção de Médios (óleo diesel e QAV) e Gasolina - Promega. Esse programa é baseado no aumento da capacidade e eficiência das unidades de processo existentes, através de pequenos investimentos, onde necessários, reduzindo a importação desses derivados. Conforme o PNG 2014-18, até dezembro de 2016 o programa adicionará 195 mil bpd de capacidade de processamento de petróleo, preservando as condições de segurança das instalações, das pessoas e meio ambiente, condicionada à licença dos órgãos ambientais e autorização da ANP. Comparando a média da produção diária de

2014 com relação a 2012, período anterior à implementação do programa, foi constatado um aumento de 78 mil bpd na produção de médios e de 57 mil bpd na produção de gasolina, para os quais o Promega teve uma relevante contribuição.

Quanto à gasolina A, apesar dos projetos das novas refinarias não contemplarem a produção desse derivado, há perspectiva no curto/médio prazo de incremento na capacidade de produção a partir das ações do Promega. Segundo o PDE 2023, haverá um déficit em 2023 no mercado de gasolina A que implicará na necessidade de uma importação líquida de 182 mil bpd de gasolina<sup>xviii</sup>, que poderá ser reduzido com a adoção de outras ações.

Historicamente, o etanol combustível contribuiu para arrefecer o crescimento das importações de gasolina A. Todavia, sua expansão na matriz energética veicular foi contida por vários fatores, tais como: (i) insuficiência de novos projetos de usinas (denominados *Greenfields*); e (ii) a dificuldade na viabilização em larga escala do etanol de 2ª geração.

Em relação aos modos de transporte, ressalta-se que a movimentação de grandes volumes de combustíveis fósseis, tendo como origem as fontes de suprimento (produção nacional e importação) e destino as bases primárias de distribuidores, deve ocorrer, preferencialmente, pelos modos de transporte dutoviário e aquaviário, ou pela combinação desses (intermodalidade). Esses meios oferecem maior eficiência operacional aos fluxos logísticos para longa distância e grandes volumes, resultando em otimização do binômio nível de serviço-custo. Dessa forma, propiciam os efeitos positivos na garantia do abastecimento e nos preços ao consumidor final.

A infraestrutura instalada de dutos para transporte de combustíveis está limitada a algumas regiões brasileiras (SP, BA, eixo SP-GO-DF, eixo PR-SC e eixo RJ-MG). A expansão da malha dutoviária interestadual requer investimentos vultosos, além do atendimento às rígidas exigências ambientais.

O transporte aquaviário se torna o caminho factível para compensar os obstáculos enfrentados pelo modo dutoviário, pois a geografia do país, com extensa costa e rios navegáveis, favorece o transporte por cabotagem, o transporte fluvial e a intermodalidade aquaviária-dutoviária.

As regiões Nordeste e Norte, para complementar a oferta de produção local, são dependentes do transporte aquaviário de combustíveis, oriundo das regiões sul e sudeste e do mercado externo. Assim, a infraestrutura portuária toma contornos estratégicos para o norte e nordeste no que tange a busca por níveis de serviço dos transportadores aquaviários, com vistas a garantir o abastecimento nessas regiões a custos condizentes para o mercado consumidor de combustíveis.

O transporte aquaviário marítimo por cabotagem tem convivido com ineficiências operacionais relacionadas à infraestrutura portuária existente, conforme avaliações do GFL. Contudo, com a promulgação da Lei nº 12.815, de 5 de junho de 2013, que regula a exploração pela União, direta ou indiretamente, dos portos e instalações portuárias, foi dado um importante passo para a mitigação dessas ineficiências nos fluxos logísticos portuários.

Espera-se, à medida que os procedimentos licitatórios sejam concluídos, que os investimentos nas instalações portuárias se revertam em ganhos de eficiência para o transporte aquaviário marítimo por cabotagem. Como consequência, também é esperada a redução ou a eliminação dos fatores de risco associados aos fluxos logísticos de combustíveis.

---

<sup>xviii</sup> PDE 2023

Por sua vez, o transporte aquaviário fluvial por balsas, predominante na Região Norte, está sujeito a eventos climáticos que interferem na navegabilidade dos rios amazônicos, a exemplo do Rio Madeira, ao longo do segundo semestre. Nessa época do ano, a profundidade se torna mínima, a ponto de surgirem pedras e bancos de areia que impedem ou restringem a navegação de balsas. A mitigação dos fatores de risco incidentes sobre os rios amazônicos, principais vias de circulação de pessoas e riquezas na região, requer alocações orçamentárias, tanto do Governo Federal quanto dos governos estaduais abrangidos, que se materializem em obras que tornem os rios amazônicos navegáveis ao longo de todo o ano.

Em relação às bases de distribuição, as ações de mitigação em longo prazo devem ser voltadas para a ampliação da capacidade de armazenagem e da infraestrutura de descarregamento/carregamento (recebimento/entrega) de combustíveis quando se faz uso de modos de transporte alternativos.

Considerando os fatores de risco a que se submetem os fluxos logísticos relacionados às fontes de suprimento e aos modos de transporte, a capacidade de armazenagem em bases não pode ser empecilho para a formação e manutenção de estoques que garantam o suprimento de combustíveis aos segmentos de revenda (incluindo revenda-retalhista) e aos consumidores finais. A capacidade de armazenagem deve ser condizente com a demanda, a oferta e os modos de transporte utilizados. As bases devem receber investimentos dos distribuidores para ampliação na capacidade de armazenagem. Caso contrário, não se pode garantir o abastecimento sem riscos de restrições ou interrupções nos fluxos logísticos.

Quanto mais relevantes os fatores de risco, maior o nível requerido nos estoques de operação. Assim, a gestão de estoques em produtores e distribuidores pode atenuar os efeitos dos fatores de risco sobre os fluxos logísticos de combustíveis.

## 6 Constituição de estoques de operação

Compete à ANP implementar a política nacional do petróleo, gás natural e biocombustíveis, com ênfase na garantia do suprimento de derivados de petróleo, gás natural e seus derivados e biocombustíveis em todo o território nacional. Nos termos do parágrafo único do art. 8º da Lei nº 9.478/1997, com ênfase na garantia do abastecimento nacional de combustíveis, a ANP pode exigir dos agentes regulados a manutenção de estoques mínimos de combustíveis, em instalação própria ou de terceiros.

Os estudos realizados pelo GFL, referentes aos fluxos logísticos de produção, transporte e armazenagem de combustíveis, identificaram fatores de risco sobre esses fluxos, com impacto direto nos estoques de GLP, gasolina A, QAV e óleo diesel A.

Considerando que os estoques de combustíveis, além de serem compatíveis com os fatores de risco incidentes sobre os fluxos logísticos, devem se localizar o mais próximo possível dos mercados consumidores, pode se estabelecer, por meio de comando regulatório, a obrigatoriedade, para produtores e distribuidores, de formação e de manutenção de estoques de operação para os combustíveis estudados.

Com esse objetivo, a ANP publicou a Resolução nº 45, de 22 de novembro de 2013, que obriga produtores de derivados de petróleo (refinarias, formuladores e centrais petroquímicas) e distribuidores a assegurarem estoques semanais médios de gasolina A, de óleo diesel A S10 e de óleo diesel A S500, a serem mantidos em suas próprias instalações e em terminais aquaviários ou terrestres. Os níveis de estoque irão variar de três a cinco dias do volume comercializado, tanto para produtores como para distribuidores, dependendo da região e do modo de transporte utilizado. Para GLP e QAV, encontram-se em período de consulta e Audiência Pública as propostas de resolução para regulamentar os estoques de operação que serão praticados pelos agentes econômicos que atuam nesses mercados.

No que se refere ao etanol, a avaliação da necessidade de constituição de estoques de operação está relacionada à garantia do fornecimento da gasolina C (gasolina A acrescida de etanol anidro) em todo o território nacional depende do fornecimento regular do etanol anidro combustível. A ANP, por meio da Resolução ANP nº 67, de 9 de dezembro de 2011, determinou que os distribuidores de combustíveis líquidos automotivos deverão possuir, em 31 de março de cada ano, estoque próprio de etanol anidro combustível, em volume compatível com, no mínimo, 15 dias de sua comercialização média de gasolina C. Utiliza-se como referência o volume total comercializado de gasolina C no mês de março do ano anterior, de acordo com o percentual de mistura obrigatória vigente. O combustível pode ser armazenado em instalações próprias, de outro distribuidor ou em terminal, a fim de garantir o suprimento desse produto no período de entressafra da cana-de-açúcar.

A Resolução ANP nº 67/2011 também determinou que o produtor de etanol anidro, a cooperativa de produtores de etanol e a empresa comercializadora deverão possuir, em 31 de janeiro e em 31 de março de cada ano, estoque próprio de etanol anidro em volume compatível com, no mínimo, 25% e 8% de sua comercialização anual do biocombustível com o distribuidor de combustíveis, respectivamente.

## 7 Conclusões e recomendações

Conclui-se que:

- a) continua não sendo necessária a formação de reservas estratégicas de petróleo e etanol carburante no Brasil;
- b) os estoques de operação de combustíveis contribuem para mitigar eventuais falhas de logística e de infraestrutura;
- c) a Análise Qualitativa de Risco (AQR) apontou baixa relevância para risco de descontinuidade e/ou restrição no suprimento de petróleo (produzido ou importado);
- d) o Brasil se consolidará como exportador líquido de petróleo nos próximos 10 anos (PDE 2023); e
- e) há garantia de abastecimento do mercado de etanol anidro nos próximos 10 anos (PDE 2023).

Recomenda-se:

- a) concluir a revisão dos atos normativos no sentido de atualizar procedimentos, conceitos e terminologias, conforme legislação vigente;
- b) concluir a implementação de estoques de operação de derivados (GLP e QAV) e avaliar os fluxos logísticos de OC para geração termelétrica;
- c) concluir os trabalhos da Força Tarefa para avaliação quantitativa dos riscos; e
- d) implantar sistemática para emissão de relatórios periódicos dos eventos que resultarem em restrição e/ou interrupção de produção nacional de petróleo e abastecimento de combustíveis.

## GLOSSÁRIO

AIE – Agência Internacional de Energia

ANP – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

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

BDEP – Banco de Dados de Exploração e Produção

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

CEF – Fundo Central de Energia (África do Sul)

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

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

CNP – Conselho Nacional de Petróleo

CNPE – Conselho Nacional de Política Energética

COMPERJ – Complexo Petroquímico do Rio de Janeiro, em construção em Itaboraí (RJ)

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

DNPM – Departamento Nacional da Produção Mineral

E&P – Exploração e Produção

EAR – Estrutura Analítica de Riscos. Ferramenta utilizada para identificação dos riscos

EPE – Empresa de Pesquisa Energética

EPSL – Extra Pré-Sal Legal (região externa ao PSL)

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

FSU – *Former Soviet Union*. Designação dos países da ex-União Soviética

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

GFL<sub>GLP</sub> – Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de GLP

GFL<sub>JET</sub> – Grupo de Fluxos Logísticos de Produção, Transporte e Armazenagem de Combustíveis de Aviação

GLP – gás liquefeito de petróleo

GNV – gás natural veicular

GT – Grupo de Trabalho

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

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

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

LDO – Lei de Diretrizes Orçamentárias

LGN – líquido de gás natural

LOA – Lei Orçamentária Anual

MME – Ministério de Minas e Energia

NDRC – Comissão de Reforma e Desenvolvimento Nacional (China)

NEA – Administração Nacional de Energia (China)

NOCs – Companhias de Petróleo Nacionais

NORC – Centro de Reserva de Petróleo Nacional (China)

OCDE – Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico

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

*Offshore* – localizado ou operado no mar

PDE 2023 – Plano Decenal de Expansão de Energia 2023

PIB – produto interno bruto

Petrobras – Petróleo Brasileiro S.A.

PNG – plano de negócios e gestão

POS – Pós-Sal

PPA – Plano Plurianual

PREMIUM I – Refinaria a ser construída no município de Bacabeira, no Estado do Maranhão (MA)

PREMIUM II – Refinaria a ser construída no município de São Gonçalo do Amarante, no Estado do Ceará (CE)

PSG – Pré-Sal Geológico

PSL – Pré-Sal Legal

PROCAP – Programa de Capacitação Tecnológica em Águas Profundas

QAV – querosene de aviação

RD – recursos descobertos

RT – reservas totais

RC – recursos contingentes

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

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

RND-E – recursos não descobertos

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

REP – reservas estratégicas de petróleo

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

Risco – condição ou evento incerto que, se ocorrer, pode levar a um impacto positivo ou negativo no objetivo em foco

SFF – Fundo Estratégico de Combustíveis (África do Sul)

SGMB – Serviço Geológico e Mineralógico do Brasil

SINEC – Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis

SPG – Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis

Transpetro – Petrobras Transportes S.A.

TRR – Transportador Revendedor Retalhista. Pessoa jurídica autorizada para o exercício da atividade de transporte e revenda retalhista de combustíveis, exceto gasolinas automotivas, gás liquefeito de petróleo, combustíveis de aviação e álcool combustível

UE – União Europeia

UP – unidades produtivas que correspondem às jazidas em produção, desenvolvimento ou avaliação

UPU – unidades produtivas da União

## REFERÊNCIAS

- 
- <sup>1</sup> Conselho Nacional de Política Energética, Comitê Técnico 06. Importação de Energéticos e Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis: estudo preliminar sobre estoques estratégicos de combustíveis, fevereiro de 2001
- <sup>2</sup> MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Secretaria de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis Renováveis. Reservas Estratégicas e Estoques de Operação do Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis. Dezembro de 2013.
- <sup>3</sup> World Energy Outlook 2013
- <sup>4</sup> Yergin, Daniel. The quest: energy, security, and the remaking of the modern world. New York: The Penguin Press, 2011.
- <sup>5</sup> Key World Energy Statistics 2013, obtido em <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/KeyWorld2014.pdf>.
- <sup>6</sup> *Energy supply security: emergency response of IEA countries 2014*.
- <sup>7</sup> BP statistical review.
- <sup>8</sup> <http://www.isprlindia.com>
- <sup>9</sup> <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name,28189,en.html>
- <sup>10</sup> <http://www.energy.gov.za/files/policies/Draft-Strategic-Stocks-Petroleum-Policy-And-Stocks-Implementation-Plan.pdf>
- <sup>11</sup> Nota Técnica ANP nº 010/1999.
- <sup>12</sup> Morais, José Mauro de. Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Brasília: IPEA/Petrobras, 2013.  
Leite, Antonio Dias. A energia do Brasil. 2ª ed. São Paulo: Editora Elsevier, 2007.
- <sup>13</sup> Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.
- <sup>14</sup> Morais, José Mauro de. Petróleo em águas profundas: uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Brasília: IPEA/Petrobras, 2013.
- <sup>15</sup> Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.
- <sup>16</sup> Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.
- <sup>17</sup> Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás e Bicomcombustíveis 2014. Disponível em:< <http://anp.gov.br/?id=661>>.
- <sup>18</sup> Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás e Bicomcombustíveis 2014. Disponível em:< <http://anp.gov.br/?id=661>>.
- <sup>19</sup> Tolmasquim, Maurício Tiomno; Pinto Júnior, Helder Queiroz (Org.). Marcos regulatórios da indústria mundial do petróleo. Rio de Janeiro: Synergia/EPE, 2011.

---

<sup>20</sup> Dados estatísticos mensais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=64555&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1414677156617>>.

<sup>21</sup> Dados estatísticos mensais da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=64555&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1414677156617>>.

<sup>22</sup> Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023) na íntegra, com adaptações do GT SINEC.

<sup>23</sup> Banco de Dados de Exploração e Produção (BDEP) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: < <http://www.bdep.gov.br/?lng=br>>.

<sup>24</sup> Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

<sup>25</sup> Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

<sup>26</sup> Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

<sup>27</sup> Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

<sup>28</sup> Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Zoneamento Nacional dos Recursos de Óleo e Gás. Rio de Janeiro: EPE, 2012.

<sup>29</sup> Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023) na íntegra, com adaptações do GT SINEC.

<sup>30</sup> Partes do texto do Capítulo V – Produção de petróleo e gás natural do Plano Decenal de Expansão de Energia 2023 (PDE 2023) na íntegra, com adaptações do GT SINEC.

<sup>31</sup> U. S. Energy Information Administration (EIA). Top World Oil Net Exporters, 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=exp>>.

<sup>32</sup> Balanço Energético Nacional – BEN 2014, disponível em <https://ben.epe.gov.br>.

<sup>33</sup> REN21 - *Renewables 2013 Global Status Report*, obtido em <http://www.ren21.net/REN21Activities/GlobalStatusReport.aspx> (página 122).

<sup>34</sup> Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras). Abastecimento. Padrões SINPEP PE-4AT-00414 e SINPEP PG-2AT-00336, 2013. PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE PMI - PMBOK Guide, 4th Edition.

