

| 2014

BOLETIM ANUAL DE PREÇOS



PREÇOS DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E
COMBUSTÍVEIS
NOS MERCADOS
NACIONAL E
INTERNACIONAL

BOLETIM ANUAL
DE PREÇOS

2014

PREÇOS DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
NOS MERCADOS NACIONAL
E INTERNACIONAL

Presidente da República

Dilma Vana Rousseff

Ministro de Minas e Energia

Edison Lobão

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis

Diretora-Geral

Magda Maria de Regina Chambriard

Diretores

Florival Rodrigues de Carvalho

Helder Queiroz Pinto Jr.

José Gutman

Waldyr Martins Barroso



BOLETIM ANUAL DE PREÇOS

2014

PREÇOS DO PETRÓLEO,
GÁS NATURAL E COMBUSTÍVEIS
NOS MERCADOS NACIONAL
E INTERNACIONAL

RIO DE JANEIRO - 2014

Boletim Anual de Preços 2014: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, 2014.
v.: graf., tab.

Anual.
ISSN 2238-9458

1. Combustíveis – Preços. 2. Petróleo – Preços. 3. Gás natural – Preços. 4. Combustíveis – Preços. I. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

CDD - 338.2728

Coordenação

Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC)
Lúcia Maria Navegantes de Oliveira Bicalho

Equipe Técnica

Bruno Conde Caselli
Bruno Valle de Moura
Eduardo Roberto Zana
Heloisa Borges Bastos Esteves
Luís Eduardo Esteves
Márcio de Araújo Alves Dias
Maria Tereza de Oliveira Rezende Alves
Rodrigo Milão de Paiva

Suporte

André Cortes Alves
Carlos Antonio Rocha

Edição e Revisão

Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais
Claudia de Vasconcellos Andrade Biffi – superintendente
Rose Pires Ribeiro – superintendente-adjunta
Aline Baima Rebouças
Bárbara Cordeiro Dias Skaba
João Carlos Machado
Luiz Henrique Vidal Ferraz

SUMÁRIO

Editorial	13
<i>Parte I - Mercado internacional</i>	
1 O mercado internacional de preços do petróleo, gás natural e biocombustíveis em 2013	19
1.1 Preços do petróleo no mercado internacional	22
1.2 Preços do gás natural no mercado internacional	42
1.3 Preços do etanol nos Estados Unidos	51
2 Quarenta anos do choque do petróleo: o redesenho do mercado internacional do petróleo e seus impactos sobre os preços	63
2.1 Introdução	63
2.2 Panorama histórico do primeiro choque do petróleo	63
2.3 As implicações do primeiro choque: novas formas e precificação e consolidação da OPEP	67
2.4 Redesenho do mercado internacional de petróleo e o papel da OPEP	73
2.5 Considerações finais	98
3 Principais índices do mercado internacional	101
<i>Parte II - Mercado nacional</i>	
1 O comportamento dos preços dos combustíveis automotivos líquidos em 2013	105
1.1 Gasolina comum e etanol hidratado: impactos regionais diferenciados das mudanças nos preços relativos e redução da defasagem de preços caracterizaram o ano de 2013	105
1.2 Óleo diesel: o comportamento dos preços e o início da comercialização do óleo diesel S10	120
2 A balança comercial brasileira e o comércio externo de petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis	128
3 A formação dos preços dos combustíveis automotivos e seu impacto nos índices de inflação	132
3.1 Introdução	132

3.2 Preços e inflação: alguns conceitos teóricos	133	Gráfico 9. Evolução da produção e do consumo de petróleo na China – 1980 a 2012.....	36
3.3 Formação dos preços da gasolina no Brasil	134	Gráfico 10. Evolução da produção de petróleo na Arábia Saudita	38
3.4 Preços da gasolina como indicador de decisão de consumo e seus efeitos sobre os mercados de gasolina comum e etanol hidratado	144	Gráfico 11. Projeções para o preço do petróleo WTI e respectivos intervalos de confiança (2013 a 2015)	41
3.5 A política de preços dos combustíveis como inibidor da ampliação do investimento no segmento de refino do país	148	Gráfico 12. Comportamento dos preços médios do gás natural nos mercados europeu, asiático e norte-americano – 2000 a 2013.....	43
3.6 Defasagem entre os preços dos combustíveis automotivos nos mercados nacional e internacional	150	Gráfico 13. Preços <i>spot</i> dos principais <i>hubs</i> de comercialização de gás natural (jan./2012 a dez. /2013)	44
3.7 Impactos de variações nos preços dos combustíveis automotivos sobre os índices de inflação	153	Gráfico 14. Volume de importações de GNL e valores totais gastos.....	48
3.8 Considerações Finais	164	Gráfico 15. Preços médios das importações brasileiras, por país de origem – 2012 a 2013	49
4 Principais índices do mercado nacional	166	Gráfico 16. Volume de importações de gás natural boliviano e seus preços – 2012 a 2013	50
Bibliografia	171	Gráfico 17. Evolução da produção de etanol no Brasil e nos EUA, entre 2001 e 2013	52

SUMÁRIO DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Comportamento dos preços do petróleo tipos <i>Brent Dated</i> e WTI (<i>1st month</i>) no mercado internacional, de 2000 a 2013.....	23	Gráfico 18. Evolução das importações e exportações de etanol do Brasil: totais e com os EUA, entre 2001 e 2013	53
Gráfico 2. Comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional e do <i>spread</i> entre <i>Brent</i> e WTI – 2012 e 2013.....	24	Gráfico 19. Comportamento dos preços médios de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA (mercado à vista), entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013	54
Gráfico 3. Comparação dos indicadores de volatilidade histórica (WTI 1st) e implícita (opções NYMEX).....	28	Gráfico 20. Evolução dos preços de créditos de etanol (RIN D6) e biodiesel (RIN D4), entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013	57
Gráfico 4. Oferta de petróleo nos EUA, por fonte (1970 a 2040)	30	Gráfico 21. Modelo de oferta e demanda de etanol condicionado ao preço de gasolina e à barreira do E10.....	58
Gráfico 5. Importação líquida de petróleo nos EUA – 1995 a 2015.....	31	Gráfico 22. Evolução dos preços do petróleo e da participação da OPEP e demais áreas geográficas na produção mundial da <i>commodity</i> – 1965 a 2013.....	74
Gráfico 6. Evolução das importações de petróleo por região – 1990 a 2012	32	Gráfico 23. Evolução dos preços do petróleo e da participação da OPEP e demais áreas geográficas no incremento da produção mundial da <i>commodity</i> (1966-2013)	76
Gráfico 7. Evolução da relação entre importações líquidas de petróleo e consumo em países selecionados – 1990 a 2012.....	33		
Gráfico 8. Evolução das importações de petróleo – China vs. EUA (1990 a 2012).....	34		

Gráfico 24. Evolução da variação anual do consumo mundial e dos preços do petróleo (1965-2013)	78	e de gasolina C no Brasil entre janeiro de 2008 e dezembro de 2013.....	114
Gráfico 25. Evolução das importações mundiais de petróleo para as regiões selecionadas e de suas respectivas taxas médias de variação anual – 1980 a 2013	80	Gráfico 38. Relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado combustível e de gasolina comum, por capitais, em 2013.....	115
Gráfico 26. Evolução do excesso de capacidade de produção de petróleo da OPEP e dos preços médios anuais do petróleo do tipo <i>Brent</i>	82	Gráfico 39. Evolução das importações líquidas de gasolina A pelo Brasil entre 2000 e 2013.....	116
Gráfico 27. Evolução das mudanças nas quotas de produção da OPEP e da variação percentual dos preços do petróleo (2001-2013)	84	Gráfico 40. Comparativo de preços da gasolina A nacional e da gasolina A importada entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013.....	118
Gráfico 28. <i>Break-even fiscal</i> e externo para países selecionados do Oriente Médio e África Setentrional em 2013.....	87	Gráfico 41. Comparaçao dos preços da gasolina A nos mercados internacional e nacional entre janeiro de 2010 e dezembro de 2013.....	119
Gráfico 29. Evolução da produção de petróleo da Arábia Saudita e dos preços do petróleo	88	Gráfico 42. Comportamento dos preços médios mensais do óleo diesel no Brasil entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013	121
Gráfico 30. Evolução das interrupções de fornecimento nos países da OPEP.....	89	Gráfico 43. Evolução da participação de cada tipo de óleo diesel comercializado no mercado nacional.....	123
Gráfico 31. <i>Break-even prices</i> para as principais regiões produtoras.....	97	Gráfico 44. Comportamento dos preços médios de óleo diesel S10 e diesel comum em 2013.....	124
Gráfico 32. Preços semanais de produção de etanol combustível, anidro e hidratado no estado de São Paulo entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013.....	107	Gráfico 45. Relação entre o preço do óleo diesel de baixo teor de enxofre e preço do óleo diesel comum em cada etapa da cadeia produtiva (2012 - 2013)	124
Gráfico 33. Preços médios mensais de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado, praticados no estado de São Paulo entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013	108	Gráfico 46. Exportação, importação e saldo da balança comercial de óleo diesel – 2000 a 2013	126
Gráfico 34. Participação dos estados brasileiros na produção de etanol – Safra 2013/2014	110	Gráfico 47. Comparaçao dos preços do diesel nos mercados internacional e nacional, 2010-2013.....	126
Gráfico 35. Comportamento dos preços médios mensais da gasolina no Brasil entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013.....	111	Gráfico 48. Saldo da balança comercial: Brasil e indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis	128
Gráfico 36. Relação entre os preços médios mensais de revenda de etanol hidratado combustível e de gasolina comum no Brasil de janeiro de 2012 a dezembro de 2013	112	Gráfico 49. Saldo da balança comercial dos combustíveis automotivos: óleo diesel A, gasolina A e etanol.....	129
Gráfico 37. Consumo mensal de etanol hidratado combustível		Gráfico 50. Saldo da balança comercial: petróleo e gás natural.....	130
		Gráfico 51. Evolução da composição dos preços da gasolina automotiva – 2008 a 2013 (Município de São Paulo)	143

Gráfico 52. Evolução do consumo e da relação de preços entre etanol e gasolina automotiva – 2009 a 2013	145	até dezembro de 2013.....	159
Gráfico 53. Evolução das margens de refino nos principais mercados internacionais.....	150	Tabela 7. IPCA: ponderação dos grupos de produtos em dezembro de 2013	161
Gráfico 54. Relação entre os preços médios nos mercados nacional e internacional de gasolina e importação líquida do derivado	151	Tabela 8. Preços médios anuais de revenda da gasolina comum e do etanol hidratado combustível por unidade da federação (R\$/litro) e respectivas variações (2013/2012, em %)	166
Gráfico 55. IPCA – Preços livres e preços administrados	156	Tabela 9. Preços médios anuais de revenda do óleo diesel por unidade da federação (R\$/litro) e respectivas variações (2013/2012, em %)	167
Gráfico 56. Variação (%) acumulada em 12 meses - Geral, Gasolina e Etanol.....	163	Tabela 10. Balança comercial: petróleo, gás natural, derivados e etanol (em milhões de US\$ FOB).....	168

SUMÁRIO DE FIGURAS

Figura 1. Mandatos aninhados do RFS para 2013.....	59
Figura 2. Principais modificações na configuração do mercado internacional de petróleo	68

SUMÁRIO DE TABELAS

Tabela 1. Evolução dos indicadores de volatilidade para o WTI e <i>Brent</i>	26
Tabela 2. Previsões dos preços do petróleo tipo <i>Brent</i> e WTI para 2014 (em US\$/barril)	40
Tabela 3. Volumes do RFS propostos para 2014 (bilhões de galões)	60
Tabela 4. Cotações médias anuais do petróleo, do gás natural e dos combustíveis líquidos no mercado internacional, e respectivas variações	101
Tabela 5. Evolução do consumo de etanol hidratado combustível e de gasolina C no Brasil entre 2000 e 2013	113
Tabela 6. IPCA: ponderação dos índices metropolitanos	

SUMÁRIO DE QUADROS

Quadro 1. Estrutura dos preços de distribuição de gasolina	135
Quadro 2. Estrutura dos preços de revenda de gasolina	137

EDITORIAL

A terceira edição do Boletim Anual de Preços (BAP 2014) consolida os trabalhos de acompanhamento e análise do comportamento dos preços do petróleo, gás natural e combustíveis realizados no âmbito da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP).

Assim como nas edições anteriores, o BAP 2014 tem o objetivo de contribuir para a compreensão dos traços marcantes, de natureza estrutural e tendencial, do comportamento dos preços nos mercados internacional e nacional.

Na parte I do Boletim, dedicada ao exame do mercado internacional, dois aspectos fundamentais chamam a atenção: (i) no que se refere ao mercado internacional de petróleo, apesar de os preços terem permanecido acima do patamar de US\$ 100/bbl, mereceu destaque a redução na volatilidade observada em 2013, quando comparada aos anos anteriores e; (ii) no que concerne às relações entre os preços *Brent* e *WTI*, foi realçada a redução do *spread* entre eles de cerca de US\$ 20/bbl, no início de 2013, para aproximadamente US\$ 10/bbl no final do ano.

Em 2013, essas mudanças no mercado do petróleo podem ser explicadas, principalmente, por dois fatores. O primeiro refere-se à redução significativa das importações norte-americanas de petróleo, que permitiu ao mercado mundial da *commodity* acomodar o aumento da demanda oriunda de países asiáticos, em especial da China, sem que isto significasse elevação dos níveis de preços internacionais ou aumento da volatilidade. O segundo fator está associado à recuperação dos preços do *WTI*, em razão da expansão da capacidade de escoamento dos oleodutos na região de Cushing.

Além do mercado de petróleo, a Parte I apresenta uma análise do comportamento dos principais preços de referência do gás natural, que mantiveram a trajetória, iniciada em 2009, de crescimento e ampliação das diferenças de preços entre os diferentes mercados regionais. Adicionalmente, ressalta-se o aumento, em 2013, da importação de GNL pelo Brasil e suas principais consequências para o cenário doméstico. Já no setor de biocombustíveis, o destaque, em 2013, foi a forte oscilação dos preços de créditos de etanol nos EUA, os chamados *Renewable Identification Numbers* (RINs), cuja dinâmica e impactos sobre os preços do etanol norte-americano também são examinados nesta edição do BAP.

O marco dos 40 anos do primeiro choque de petróleo, em 2013, motivou a elaboração de reflexão específica sobre o tema, com ênfase nas principais transformações verificadas no mercado internacional de petróleo ao longo desse período. A análise

abordou tanto a reconfiguração do mercado de petróleo quanto a evolução da capacidade da OPEP de influenciar o comportamento dos preços da *commodity*, considerando as condições de oferta e demanda no mercado internacional e a existência de capacidade excedente de produção do *swing producer*.

Na parte II, avaliou-se o comportamento dos preços domésticos dos combustíveis automotivos líquidos ao longo do ano de 2013, com destaque para: (i) os reajustes nos preços dos produtores de combustíveis, ocorridos ao longo do ano; (ii) a alteração dos preços relativos entre etanol e gasolina, com impactos diferenciados nas regiões do país; (iii) a dependência externa da gasolina e do diesel; e (iv) o início da comercialização do óleo diesel S10 no mercado doméstico, em substituição ao óleo diesel S50, na esteira da busca permanente pela melhoria da qualidade dos combustíveis e a consequente redução dos impactos ambientais.

Na sequência, foi realizada uma análise específica acerca da atual política de preços de gasolina no Brasil e sua influência sobre as decisões tanto dos consumidores (em termos do consumo total e impacto sobre o mercado de etanol) quanto dos investidores (sobretudo em relação aos incentivos ao investimento em refino). Além disso, o estudo procurou mostrar os impactos da atual política de preços sobre os índices de inflação, bem como seus reflexos sobre as contas externas brasileiras.

Como nas publicações anteriores, as análises e os estudos aqui apresentados foram integralmente elaborados pela equipe da Coordenadoria de Defesa da Concorrência - CDC/ANP e traduzem o esforço e a dedicação de toda a equipe para fornecer análises rigorosas sobre o complexo tema do comportamento dos mercados e dos preços do petróleo, gás natural e biocombustíveis, tanto no mercado internacional como no mercado doméstico.

Helder Queiroz Pinto Jr.
Diretor da ANP

PARTE 1

MERCADO INTERNACIONAL

Bruno Conde Caselli

Bruno Valle de Moura

Heloisa Borges Bastos Esteves

Luís Eduardo Esteves

Rodrigo Milão de Paiva

1 | O MERCADO INTERNACIONAL DE PREÇOS DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS EM 2013

Bruno Conde Caselli

Bruno Valle de Moura

Heloisa Borges Bastos Esteves

Luís Eduardo Esteves

Rodrigo Milão de Paiva

O petróleo é uma fonte de energia primária, de baixa substitutibilidade no curto prazo e que gera insumos que são de difícil substituição na matriz produtiva de qualquer país, e estão presentes na formação e sustentação dos alicerces da economia industrial moderna.

Como afirma Yergin (1992), mesmo com a moderna história do petróleo tendo começado na segunda metade do século XIX, foi no século XX que a humanidade passou por uma transformação movida pelo energético, na direção daquilo que o autor identifica como a transformação da sociedade moderna em uma “sociedade do hidrocarboneto”.

No final do século XX, o principal desafio que se apresentava à indústria mundial de petróleo a médio e longo prazos era a percepção cada vez maior dos impactos ambientais causados pelas fontes de energia tradicionais, que fizeram com que diversos governos se mostrassem cada vez mais preocupados em balancear as necessidades energéticas da população e do setor produtivo com a busca por um meio ambiente saudável, o que levou ao desenvolvimento de diversas alternativas no campo da energia renovável.

Na última década, em especial, os patamares elevados de preços do petróleo no mercado internacional permitiram que projetos de custos mais elevados tanto de fontes renováveis quanto de produção não convencional de hidrocarbonetos tivessem atratividade econômica.

A Agência Internacional de Energia (IEA) aponta que, até 2035, a matriz energética global mudará com o crescimento da participação de fontes renováveis de energia e a diminuição das não renováveis¹. Não obstante estes movimentos, os hidrocarbonetos continuarão sendo a principal fonte energética mundial no médio e longo prazos, de modo que os preços do petróleo e do gás natural são variáveis de extrema importância para a economia mundial. Assim, a primeira seção da parte internacional do Boletim Anual de Preços da ANP pretende examinar o comportamento dos preços internacionais das principais fontes de energia ao longo de 2013, com destaque para os fatores associados não só às condições de oferta e demanda, mas também à esfera da geopolítica.

No mundo do petróleo, inúmeras transações entre ofertantes e demandantes são realizadas diariamente, seja para fins de aquisição do óleo cru ou para especulação financeira, pelos mais diversos agentes (envolvendo desde grandes petrolíferas a fundos multimercados). O petróleo, entretanto, não é uma mercadoria homogênea:

¹ IEA (2013)

cada tipo de petróleo possui características próprias, e as diferenças de propriedades físico-químicas de cada petróleo (sobretudo o grau API e o teor de enxofre) afetam os preços transacionados da *commodity*².

Diane desta heterogeneidade, surge a necessidade de um parâmetro que permita a organização e coordenação das decisões nesse mercado, de forma a tornar possível o contínuo fluxo comercial de petróleo necessário para o funcionamento da economia mundial. Para lidar com a heterogeneidade de qualidades de petróleo, os agentes firmam diferentes arranjos contratuais nos quais os preços do petróleo são definidos geralmente com um desconto ou prêmio em relação a um determinado petróleo de referência (dito *benchmark*).

Atualmente, o *Brent Dated* é usado como preço de referência por cerca de 65% das operações no mercado físico de petróleo em termos mundiais, apesar de este representar apenas cerca de 1% da produção mundial. É importante notar, entretanto, que inúmeras características são observadas no processo de seleção do *benchmark* pelos agentes econômicos. O petróleo do tipo *Brent* se tornou referência por atendê-las plenamente: a produção de *Brent* era considerável (tendo alcançado mais de 800 mil b/d em meados da década de 1980), num país com estabilidade político-institucional (Reino Unido), sendo ofertado por mais de 15 produtores diferentes, e com infraestrutura adequada de escoamento do óleo produzido (DUNN e HOLLOWAY, 2012). Soma-se a isso ainda a posição geográfica favorável para arbitragens tanto com o mercado asiático quanto com o americano (MONTEPEQUE, 2012), permitindo que o *Brent* reflita os riscos geopolíticos das regiões produtoras.

O WTI, por sua vez, historicamente tem dominado os mercados futuros, representando 65% destas operações. Os agentes econômicos, entretanto, podem referenciar os preços do petróleo usando mais de um *benchmark* dependendo do destino final do óleo. A Saudi Aramco (petrolífera estatal saudita), por exemplo, geralmente emprega o *Brent* nas suas exportações para a Europa; e o Dubai-Oman, nas suas exportações para a Ásia. Já nas exportações para os Estados Unidos, utiliza o índice *Argus Sour Crude Index* (DUNN e HOLLOWAY, 2012).

A evolução dos preços e diferenciais (*spreads*) dos diferentes tipos de óleo cru, na verdade, oscilam de acordo com as condições econômicas e logísticas particulares de cada mercado. A primeira edição do Boletim Anual de Preços da ANP (ANP, 2012) ressaltou a influência dos mercados futuros e de opções na precificação das *commodities* (inclusive dos preços do petróleo) e o impacto dos conflitos políticos no Oriente Médio e no norte da África como fatores primordiais para explicar a trajetória de alta dos preços internacionais de petróleo observada ao longo de 2011. Já o Boletim Anual de Preços de 2013 (ANP, 2013) destacou que, nos mercados de petróleo, o ano de 2012 foi marcado pela continuidade das tensões geopolíticas originadas na Primavera Árabe, aliada às incertezas da economia mundial (sobretudo dos países pertencentes à

² De modo simplificado, isto ocorre porque as características de cada tipo de petróleo implicam diferenças de rendimento no processo de refino (em termos de geração de frações de derivados leves e médios, os quais possuem geralmente preços finais mais elevados) e custos diferenciados para se atingir determinada especificação do produto final.

Zona do Euro), e pela persistência de um ciclo de lateralidade nos preços internacionais de referência, que fez com que, na maior parte do período, o petróleo tipo *Brent* se situasse em patamares superiores a US\$ 100,00/bbl, enquanto as cotações do WTI permaneceram acima de US\$ 80,00/bbl.

No ano de 2013, entretanto, o principal aspecto de destaque no que se refere ao comportamento dos preços não foi seu patamar, mas a redução na volatilidade nos mercados: a oscilação observada nos preços dos principais *benchmarks* do mercado internacional foi muito inferior àquela que vinha sendo percebida nos anos anteriores³. Como será discutido na subseção 1.1, este resultado decorre da diminuição da relevância de um dos fatores explicativos centrais do comportamento dos preços do petróleo nos anos anteriores: o impacto de conflitos geopolíticos sobre a disponibilidade energética nos mercados internacionais.

A redução na volatilidade dos preços pode ser explicada tanto pelas menores pressões da demanda por petróleo no mercado internacional (decorrentes, sobretudo, da retração das importações dos EUA), quanto pela capacidade de produção da Arábia Saudita, que compensou, pelo menos em parte, as interrupções no fornecimento de países exportadores, notadamente Irã, Líbia, Nigéria e Iraque. A análise mais acurada desta questão será desenvolvida na seção 2, que busca examinar em que medida a OPEP mantém a capacidade de influenciar os preços da *commodity* nos dias atuais, tendo como pano de fundo as principais transformações do mercado internacional e o papel da OPEP após o primeiro choque do petróleo.

Ao contrário do mercado internacional de petróleo, o de gás natural possui características regionais bem marcantes, o que reflete no comportamento dos preços formados nos principais centros de comercialização do produto. A análise da evolução dos preços estabelecidos nos *hubs* NBP (*National Balancing Point*) e Henry Hub, bem como no mercado de GNL na Ásia será o foco da subseção 1.2, com destaque para: a manutenção da tendência de preços diferenciados nesses mercados, observada particularmente desde 2009; o aumento da importação de GNL no Brasil para atender à crescente demanda de energia elétrica; e o crescimento do volume de transações comerciais na Europa atrelado aos preços *spot*.

Em seguida, a subseção 1.3 irá tratar do comportamento dos preços de etanol nos EUA e no Brasil, com destaque para as oscilações dos preços de créditos de etanol, os chamados *Renewable Identification Numbers* (RINs), que estão inseridos na política de incentivo ao uso de combustíveis renováveis dos EUA. Abordará também as perspectivas do mercado para 2014, à luz da revisão das metas de mistura obrigatória de combustíveis renováveis propostas no âmbito do *Renewable Fuel Standard* (RFS).

³ Além dos níveis de preços de petróleo propriamente ditos, sua volatilidade também influencia a tomada de decisão pelos agentes e gera, com isso, impactos relevantes no funcionamento de um dado sistema econômico. A oscilação dos preços acarreta, mesmo que conservado o patamar médio em relação aos períodos anteriores, lucros ou prejuízos financeiros de acordo com o posicionamento do agente na cadeia e/ou nos mercados financeiros (CARNEIRO, 2012).

1.1 Preços do petróleo no mercado internacional

Heloisa Borges Bastos Esteves
Rodrigo Milão de Paiva

Em 2012, destacou-se a ampliação do *spread* entre os dois principais *benchmarks* do mercado internacional de petróleo (*Brent* e *WTI*), que atingiu um diferencial de 20% no final daquele ano. Ao longo de 2013, por diversos motivos, o comportamento dos preços dos principais *benchmarks* do mercado mundial de petróleo refletiu na retração do *spread*, que passou de cerca de US\$ 17/bbl (ou 15,4%), em 2012, para US\$ 11/bbl (ou 10%), em média, dado que o preço médio anual do tipo *Brent* foi de US\$ 109/bbl e o do *WTI*, de US\$ 98/bbl. É importante notar que, mesmo mantendo um preço médio abaixo de US\$ 100/bbl, o *WTI* superou este patamar por diversos momentos no segundo semestre de 2013, chegando a atingir a cotação de US\$ 110,49/bbl no mês de setembro. Estes movimentos fizeram com que o *spread* entre os dois tipos de petróleo registrasse valores muito baixos, chegando a apenas US\$ 0,80/bbl em julho de 2013.

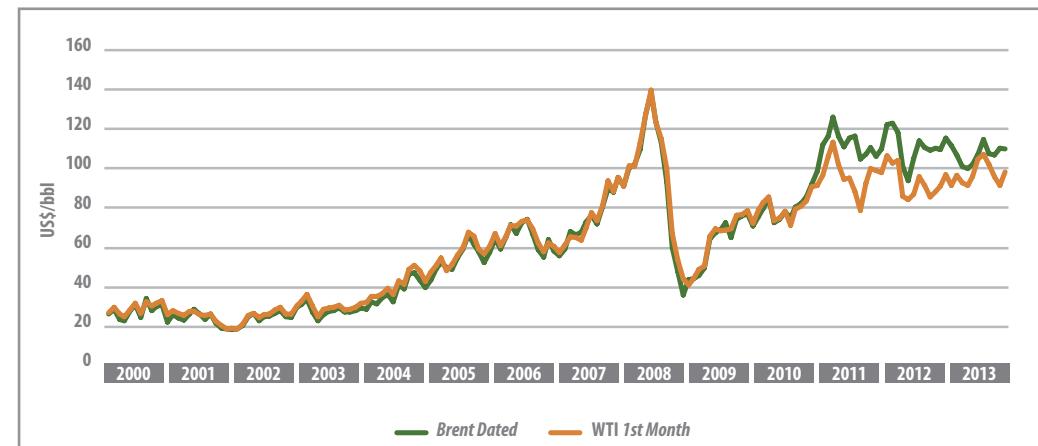
Os dois tipos de petróleo, entretanto, evoluíram de forma distinta ao longo de 2013: enquanto o *WTI* chegou a acumular alta de quase 20% (tendo, na média, registrado alta de 8,4% ao longo de 2013), o *Brent Dated* registrou aumentos bem menos expressivos, terminando o ano com elevação acumulada de apenas 1,1%. Como já destacado em diversas publicações⁴, em grande medida a explicação para os comportamentos distintos vem da estreita relação do *WTI* com a política energética norte-americana.

A análise dos comportamentos observados passa pela apreciação não apenas das cotações dos dois principais *benchmarks* do mercado internacional no último ano, mas pela observação de sua evolução ao longo da última década e compreensão das mudanças estruturais pelas quais passou a indústria mundial de petróleo.

Se, durante a década de 1980, os preços do petróleo no mercado internacional caíram quase 60% e o barril do tipo *Brent* chegou a ser cotado a US\$ 11,20/bbl, em 1988, este comportamento foi atenuado na década seguinte (quando a queda acumulada foi de 9%). Entre 2000 e 2010, os preços do petróleo triplicaram no mercado internacional (chegando a US\$ 144/bbl em julho de 2008).

Nos últimos três anos, entretanto, o comportamento observado parece refletir uma tendência de lateralidade, com piso e teto dos preços bem definidos, e uma volatilidade decrescente a cada ano. O Gráfico 1 apresenta a evolução das cotações diárias dos dois principais *benchmarks* do mercado internacional (*Brent* e *WTI*) entre 2000 e 2013.

Gráfico 1 – Comportamento dos preços do petróleo tipos *Brent Dated* e *WTI* (1st month) no mercado internacional, de 2000 a 2013



Fonte: elaboração própria a partir de dados do Platts.

Como pode ser observado, até 2008, os preços do petróleo no mercado internacional vinham refletindo uma tendência de alta contínua dos preços, interrompida em 2008 pela crise financeira internacional, o que provocou queda acentuada dos preços, chegado ao patamar de US\$ 40/bbl no início de 2009. Apesar de ter rapidamente revertido o comportamento de alta, a crise financeira internacional ampliou a incerteza sobre o comportamento dos preços no longo prazo, de modo que, nos dois anos seguintes, os preços do petróleo no mercado internacional rapidamente retomaram a tendência de alta e encerraram a década com incremento de mais de 200% (US\$ 93/bbl) em relação aos preços observados em janeiro de 2000 (US\$ 24/bbl).

Os primeiros anos da segunda década do século XXI continuaram marcados pela trajetória de alta dos preços do petróleo. A evolução dos preços ao longo de 2011 e 2012, entretanto, foi distinta, como já destacado nas edições anteriores deste Boletim⁵. O ano de 2011 foi marcado pelo aumento do *spread* entre o preço do *Brent* e do *WTI*, a favor do petróleo do Mar do Norte: em junho de 2011, o indicador superou a marca de US\$ 20/bbl e, ao longo de 2011, com o *WTI* não confirmando as expectativas de alta, o *spread* entre os dois principais tipos de petróleo utilizados como referência no mercado internacional ampliou-se e alcançou US\$ 29,59/bbl⁶.

Em 2013, as cotações diárias dos dois principais *benchmarks* do mercado internacional de petróleo seguiram com o movimento lateral que vem sendo verificado desde 2011. Como se percebe no Gráfico 2, os preços de petróleo tanto no mercado estaduni-

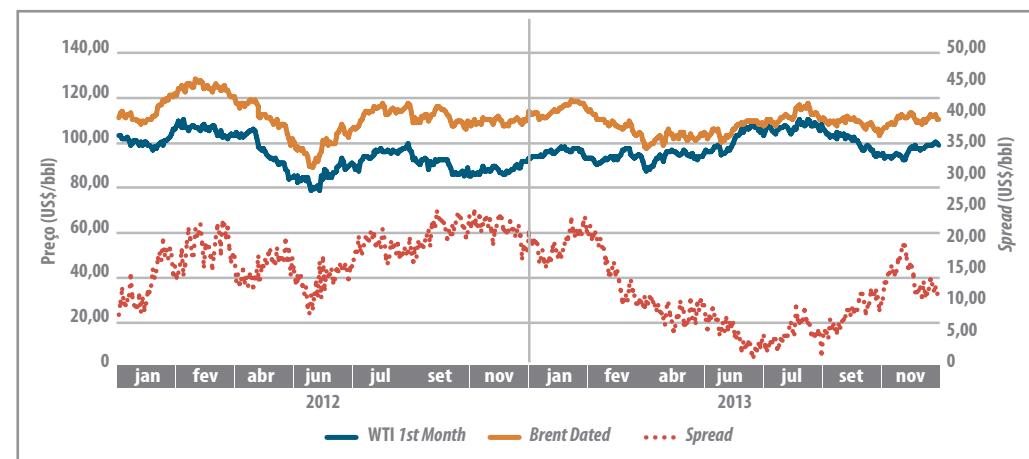
⁴ Ver, nesse sentido, BAP (2012) e BAP (2013), por exemplo.

⁵ Ver BAP (2012) e BAP (2013).

⁶ Como pode ser observado no Gráfico 1, os preços não apresentavam grande diferencial, comportamento que se modificou significativamente em 2011, com a inversão da relação de preços (com o preço do *Brent* atingindo cotações superiores às do *WTI*) e descolamento do diferencial observado já na segunda quinzena de janeiro.

dense quanto no londrino oscilaram em uma banda de preços formada em 2011, mas, em 2013, a amplitude verificada entre a mínima e a máxima foi menor do que nos dois anos anteriores⁷.

Gráfico 2 – Comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional e do spread entre Brent e WTI – 2012 e 2013



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do Platts.

A análise do gráfico permite observar, ainda, que a linha de suporte nos preços do WTI no patamar de US\$ 80,00/barril e a linha de resistência nos preços do *Brent* de cerca de US\$ 120,00/barril, formadas nos anos de 2011 e 2012, permaneceram no ano de 2013⁸. De maneira geral, os preços do WTI e do *Brent* apresentaram movimentos relativamente similares ao longo de 2013, com destaque para o período entre abril e outubro, quando verificaram-se trajetórias convergentes que resultaram na redução acentuada do *spread* a favor do óleo negociado na bolsa de Londres, o qual, embora tendo atingido US\$ 23,41/bbl em fevereiro de 2013, caiu para US\$ 1,17/bbl em 19 de julho do mesmo ano.

Os preços do WTI seguiram, em 2013, uma trajetória de alta, iniciada no último trimestre de 2012 e interrompida apenas no mês de setembro. Os preços do *Brent*, por seu turno, apresentaram movimentos de alta e de baixa, variando praticamente todo o período den-

⁷ De fato, nos anos de 2011 e 2012 os preços oscilaram entre US\$ 128/bbl (máxima do *Brent*) e US\$ 75/bbl (mínima do WTI), com uma amplitude de mais de US\$ 50/bbl. Por sua vez, tal amplitude foi de pouco mais de US\$ 30/bbl, em 2013, com máxima de US\$ 119/bbl para o óleo europeu e mínima de US\$ 87/bbl para o óleo norte-americano.

⁸ Para os grafistas (analistas que tomam decisões de compra e venda de ativos com base na análise do seu comportamento em gráficos), quanto mais toques – ou mesmo rápidos rompimentos – na suposta reta de resistência ou de suporte, um determinado ativo fizer, e quanto mais tempo essa barreira durar, mais relevante será o suporte ou a resistência. E quanto mais relevante for um suporte ou uma resistência, maior a probabilidade de ele (ou ela) ser respeitado no futuro. Independentemente da confiabilidade da metodologia utilizada pela análise técnica, não há como negar que os patamares de suporte e resistência mencionados têm se mostrado importantes, tendo em vista as tentativas de rompimento e o período observado.

tro da faixa de US\$ 100/bbl a US\$ 120/bbl, com oscilações mais suaves do que as registradas em 2012. O destaque, porém, ficou para a escalada das cotações do petróleo norte-americano, que voltou a ultrapassar a barreira dos US\$ 100/bbl em julho, e fez com que o *spread* praticamente se anulasse em relação ao óleo negociado na bolsa de Londres. Mesmo o WTI perdendo força nos últimos meses do ano, o fato é que o óleo nova-iorquino encerrou o ano com a cotação cerca de 8,5% superior à última cotação de 2012, enquanto que o óleo londrino fechou 2013 praticamente estável, *vis-à-vis* o preço diário no final de 2012.

Grande parte dessa recuperação dos preços do WTI deveu-se principalmente à expansão da capacidade de escoamento dos oleodutos na região de Cushing⁹, cujas restrições logísticas observadas em 2012 geraram um excesso de oferta, acarretando pressões de baixa. De fato, nos últimos dois anos, o comportamento do preço do óleo nova-iorquino tem sido explicado, sobretudo, pela existência de gargalos logísticos na região de Cushing, o que faz com que as cotações do barril WTI tendam a flutuar mais em decorrência das condições domésticas dos EUA (econômicas e logísticas) do que propriamente dos riscos de fornecimento de óleo provenientes de países sujeitos a instabilidades sociais e políticas, como os do Oriente Médio e do norte da África.

A redução do *spread* de cerca de US\$ 20/bbl, no primeiro bimestre de 2013, para aproximadamente US\$ 10/bbl, no bimestre seguinte, ocorreu também em virtude do recuo dos preços do petróleo tipo *Brent*. No entanto, no mês de julho, o aumento expressivo do preço do WTI – que ultrapassou a barreira dos US\$ 100/bbl – foi o elemento preponderante para justificar a aproximação ainda maior dos dois preços de referência, embora, já no início de agosto, o diferencial tenha voltado a subir (já que a trajetória de queda do WTI, no segundo semestre do ano, foi mais acentuada do que a do *Brent*).

A redução do *spread* entre os preços de referência observada em 2013 está vinculada também às oscilações de menor amplitude dos preços internacionais (quando comparadas aos dois anos anteriores), que foi um traço marcante do ano em análise neste Boletim, questão que será desenvolvida na próxima subseção.

1.1.1 A baixa volatilidade dos preços internacionais de petróleo em 2013

Com a introdução dos derivativos, sobretudo nos mercados de balcão, aumentou-se enormemente a capacidade de alavancagem dos agentes financeiros. A crescente especulação nos mercados pode ser uma importante fonte de instabilidade dos preços, e, sem dúvida, as inovações financeiras adicionaram ainda maior grau de incerteza

⁹ A melhoria das condições logísticas para escoar o petróleo excedente da região de Cushing para a Costa do Golfo em 2013 foi resultante da expansão do oleoduto de Seaway (que transporta petróleo do ponto de entrega de Cushing para as refinarias na Costa do Golfo) para 400.000 b/d, da expansão do oleoduto Permian Express, da Sunoco, e da reversão de fluxo do oleoduto Longhorn, da Magellan Midstream Partners. Além disso, dois outros importantes fatores contribuíram para a alta dos preços do WTI: as restrições à exportação de óleo cru e a ampliação da capacidade das refinarias norte-americanas (FT, 2013a).

quanto ao comportamento dos preços. Contudo, é forçoso reconhecer que estes instrumentos também são fontes importantes de *hedge*¹⁰ para diversos agentes, de modo que sua ausência tornaria mais cara a proteção frente às oscilações do mercado.

No caso do petróleo, a volatilidade dos preços tende a crescer em ambiente de incerteza de natureza econômica e/ou geopolítica. Para avaliar este comportamento, podem ser calculados diversos indicadores. A análise desenvolvida neste Boletim parte do cálculo dos seguintes indicadores: coeficiente de variação dos preços¹¹, o indicador de volatilidade histórica¹² e índice de instabilidade dos preços¹³, os quais foram calculados tanto para o petróleo tipo WTI, quanto para o petróleo tipo *Brent* (ver Tabela 1).

Tabela 1 – Evolução dos indicadores de volatilidade para o WTI e Brent

	2009	2010	2011	2012	2013
WTI 1st month					
Coeficiente de variação	0,215	0,066	0,085	0,082	0,056
Volatilidade histórica	54,40%	29,20%	34,40%	22,30%	18,20%
Índice de instabilidade	8,10%	5,90%	7,10%	6,00%	3,50%
Brent					
Coeficiente de variação	0,199	0,072	0,061	0,07	0,041
Volatilidade histórica	45,90%	42,40%	27,20%	21,10%	17,00%
Índice de instabilidade	8,50%	7,20%	5,80%	5,00%	3,30%

Fonte: cálculos com base nos dados do Platts. Elaboração própria.

¹⁰Ou seja, fonte importante de proteção diante da oscilação do preço de determinado ativo. Uma pessoa que adquire dólares antes de realizar uma viagem ao exterior está realizando um *hedge*, ou seja, está se protegendo diante de uma possível desvalorização do real, o que tornaria as despesas no exterior mais onerosas.

¹¹Obtido pela razão entre o desvio-padrão e a média da série de preços de petróleo, o coeficiente de variação é normalmente utilizado como uma medida da dispersão observada nos preços em relação à média, de modo que, quanto menor este coeficiente, mais homogêneo é o conjunto de dados, ou seja, mais alinhados são os preços.

¹²O índice de volatilidade histórica, como diz o próprio nome, é calculado a partir das séries de preços do passado. Grosso modo, para se efetuar o cálculo deste índice, primeiramente realiza-se a divisão entre o preço do dia “i” pelo preço de “i-1”, o que nos fornece o preço relativo ao dia anterior (u_i). Em seguida, deve ser obtido o $\ln(u_i)$ e, por fim, estimado o desvio-padrão de u_i por um determinado período de tempo para se obter propriamente o índice de volatilidade.

¹³O índice de instabilidade aqui utilizado foi proposto por FERNANDES, IOTTY E PINTO JR (2006), consistindo em uma medida de dispersão que expressa “o desvio percentual da série em relação à sua tendência num dado período”.

Como se pode observar na Tabela 1, os preços do petróleo tipo WTI apresentaram no ano de 2013, de acordo com os indicadores de volatilidade histórica e de instabilidade, o menor grau de volatilidade dos últimos cinco anos, de 18,2% e 3,5%, respectivamente¹⁴. Ressalta-se que, desde 2009, pode ser observada uma tendência de redução da volatilidade do preço, e, já em 2012, as cotações do WTI oscilaram em uma amplitude inferior à registrada entre 2009 e 2011.

Assim como para o WTI, os índices de volatilidade para o petróleo do tipo *Brent* (*1st month*) apresentam resultados semelhantes, com índices de volatilidade exibindo os menores valores do período de 2009 a 2013. Também para as cotações do petróleo tipo *Brent*, observou-se uma tendência de redução gradativa da volatilidade, desde 2009, registrando índices de volatilidade histórica e de instabilidade, em 2013, de 17% e de 3,3%, respectivamente.

Destaca-se que os valores obtidos para os diferentes indicadores de volatilidade para o WTI e para o *Brent* se situaram em níveis razoavelmente próximos em 2013. Ao longo do ano, entretanto, as volatilidades associadas a cada um dos preços de referência apresentaram comportamentos distintos, o que gerou variações significativas no *spread* entre esses preços, conforme examinado anteriormente.

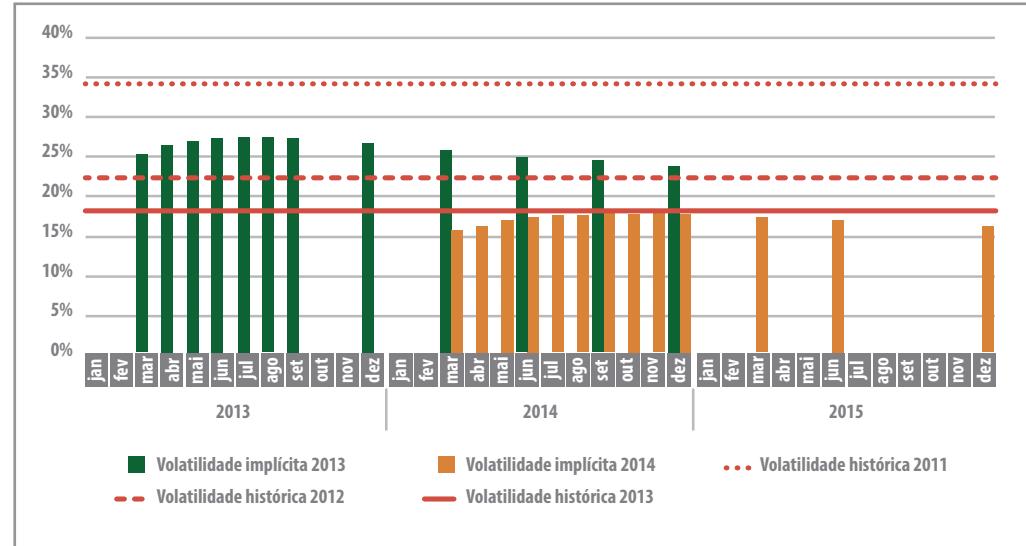
É importante notar, adicionalmente¹⁵, que o exame das volatilidades implícitas dos preços para 2014 situam o comportamento dos principais preços do mercado internacional em patamares próximos à média de 2013, sugerindo que os agentes projetam volatilidade dos preços do WTI próxima àquela observada no ano passado (e inferior, portanto, às dos anteriores) – ou seja, projetam também para os próximos anos uma menor volatilidade dos preços.

As volatilidades implícitas das opções do WTI na NYMEX (New York Mercantile Exchange) estão indicadas no Gráfico 3. Para efeitos de comparação, foram incluídos também os valores dos índices de volatilidade histórica para o período de 2011 a 2013.

¹⁴Cabe ressaltar aqui que, para comparações entre os diferentes índices de volatilidade, tomou-se por suposto um modelo determinístico. Em função disso, não foram realizadas análises de variância para verificar se os resultados eram estatisticamente significativos para um determinado nível de confiança.

¹⁵As volatilidades implícitas são obtidas diretamente dos valores das opções negociadas nos mercados financeiros, o que serve de medida mais consistente do que recorrer, por exemplo, ao índice de volatilidade histórica. Contudo, apesar dessa vantagem, a volatilidade esperada está assentada nas expectativas sobre o futuro que formulamos no presente. Assim, a volatilidade implícita, obtida por meio das expectativas formuladas pelos agentes no presente, dificilmente coincidirá com a volatilidade futura dos preços.

Gráfico 3 – Comparação dos indicadores de volatilidade histórica (WTI 1st) e implícita (opções NYMEX)



Fonte: Platts e EIA. Elaboração própria.

Nota: os cálculos da volatilidade implícita foram efetuados para os meses com vencimento de opções e, portanto, não contemplam todos os meses do ano.

A volatilidade histórica dos preços em 2013 atingiu seu nível mais baixo em mais de uma década, com o diferencial entre o preço mínimo observado no ano (US\$ 97,69/bbl em 17 de abril) e o preço máximo de fechamento (US\$ 118,90/bbl em 8 de fevereiro) tendo apresentado seu menor valor desde 2006 (US\$ 21,21/bbl).

É importante notar, entretanto, que esta é uma tendência que vem se desenhando desde 2008/2009, quando a volatilidade do preço do petróleo elevou-se em função da crise econômica mundial. Desde então, embora tenha mantido patamares elevados, os indicadores de volatilidade dos preços vêm reduzindo. Particularmente, em 2011, a volatilidade do preço do petróleo foi fortemente influenciada por fatores geopolíticos que afetaram a oferta do produto (choques de oferta a partir da Primavera Árabe e as interrupções de fornecimento da Líbia).

A redução da volatilidade dos preços do petróleo em 2013, embora não necessariamente signifique cotações do petróleo mais estáveis no futuro, parece corroborar aqueles que defendem a hipótese de ocorrência de mudanças estruturais no mercado mundial de petróleo. Se a tendência crescente do consumo de petróleo por parte dos países asiáticos e a menor capacidade ociosa de produção da Arábia Saudita fazem com que o mercado de petróleo seja mais suscetível a choques, por outro lado, a progressiva redução das importações norte-americanas e as perspectivas de ampliação da oferta de países como Brasil e Iraque podem fazer com que seja delineado num futuro próximo – a depender do ritmo de crescimento do consumo mundial de petróleo – um cenário favorável à queda das cotações. Entretanto, é importante notar que esta avaliação assume que o declínio de produção de áreas maduras será compensado por novas descobertas, hipótese que pode não se confirmar.

A baixa volatilidade dos preços observada em 2013 e a expectativa de que o indicador permaneça nestes patamares pelos próximos anos deriva, na verdade, do fato de que a maior parte dos fatores que afetaram a instabilidade dos preços do petróleo foram mitigados: o aumento da produção de petróleo norte-americano não só ajudou a compensar parte da diminuição da oferta de óleo em outros mercados como foi fundamental para reduzir as pressões de demanda sobre o mercado internacional; da mesma forma, apesar de problemas geopolíticos que provocaram interrupções de fornecimento em alguns países da OPEP, a Arábia Saudita foi capaz de elevar sua produção de modo a suavizar os efeitos dessas interrupções; por fim, a recuperação da economia mundial tornou-se mais evidente, reduzindo as incertezas quanto à demanda futura.

Assim, a característica mais relevante do comportamento dos preços internacionais no ano de 2013 foi a redução da volatilidade. Com o intuito de avaliar melhor esse aspecto, é necessário entender os seguintes fatores de natureza econômica e geopolítica: i) modificações nas condições de oferta no mercado internacional de petróleo; ii) redução da dependência externa norte-americana e manutenção da dependência externa dos países da Zona do Euro; iii) crescimento da economia dos países asiáticos e da demanda de petróleo; e iv) questões geopolíticas isoladas no Oriente Médio e o papel da Arábia Saudita como *swing producer*¹⁶.

1.1.2 Modificações estruturais nas condições de oferta no mercado internacional de petróleo

O panorama da indústria mundial de hidrocarbonetos mudou significativamente nos últimos 10 anos, especialmente com o crescimento da produção de fontes não convencionais¹⁷. Ao longo da última década, a produção de petróleo cru de fontes convencionais no mundo apresentou comportamento estável, enquanto a produção de fontes não convencionais aumentou expressivamente (com o aumento da produção, por exemplo, do *tight oil* norte-americano e de areias

¹⁶ São conhecidos como *swing producers* aqueles produtores capazes de atuar como reguladores de mercado, alterando rapidamente seu volume de produção de acordo com a variação da demanda e da oferta dos demais produtores. Na indústria do petróleo, historicamente, a dinâmica dos preços de petróleo tem sido influenciada pelo poder de mercado exercido por alguns países, em particular, a Arábia Saudita. Graças não somente à sua participação de mercado, mas, principalmente, à expressiva capacidade ociosa detida por estes tipos de produtores, eles são capazes de afetar os movimentos de preços no mercado internacional.

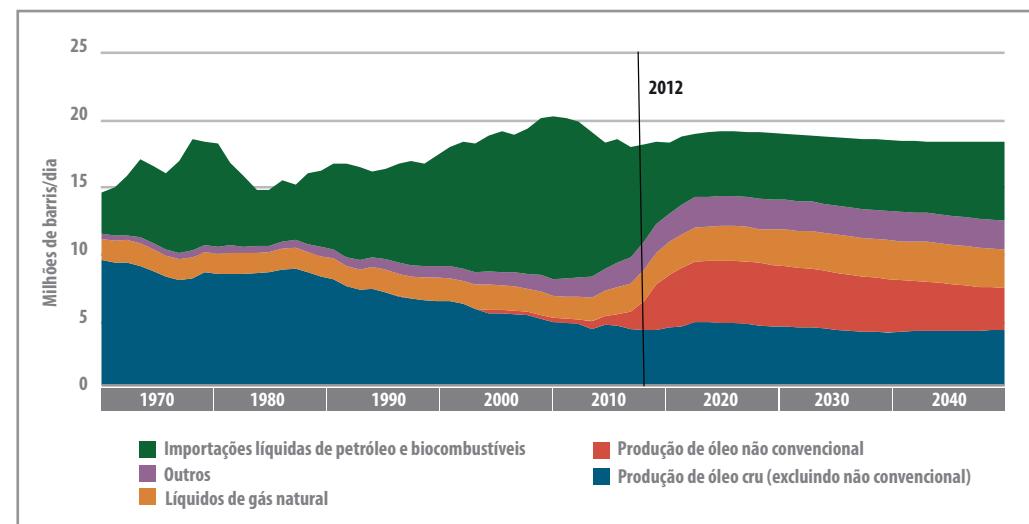
¹⁷ De modo geral, são ditos não convencionais os recursos (petróleo e gás) que se encontram em condições que não permitem o movimento do fluido, por se encontrarem presos em rochas pouco permeáveis, por se tratarem de óleos com uma viscosidade muito elevada, ou, de modo geral, aqueles produzidos a partir de rochas tradicionalmente consideradas incapazes de gerar volumes comerciais de hidrocarbonetos (REPSOL, 2012), de modo que a extração de recursos requer o emprego de tecnologia especial. No caso do petróleo, são ditos não convencionais os seguintes recursos: i) petróleos extra-pesados; ii) *shale oil* (ou petróleo de folhelho); iii) *oil sands* ou areias betuminosas; iv) *tight oil*: petróleo produzido a partir de reservatórios com baixa porosidade e permeabilidade. Já no caso do gás natural, são ditos não convencionais os seguintes recursos: i) *shale gas*; ii) *tight gas*; iii) *coalbed methane*; e iv) gás proveniente de hidratos de metano. Alguns autores, entre os quais Maugeri (2012), relacionam ainda os recursos em águas ultraprofundas como recursos não convencionais em função do alto custo de exploração e produção.

betuminosas no Canadá). Da mesma forma, a produção de gás natural de fontes não convencionais (notadamente o *shale gas*) modificou o panorama da indústria mundial de gás natural.

Só nos EUA, pioneiro na produção de hidrocarbonetos a partir de fontes não convencionais, entre 2008 e 2012 a produção de *shale gas* cresceu mais de 10 vezes. No caso do petróleo, a produção de fontes não convencionais aumentou quase quatro vezes entre 2008 e 2013, provocando uma inflexão na curva de produção de petróleo norte-americana e gerando impactos significativos sobre as importações daquele país.

O gráfico 4 ilustra a mudança no perfil de produção de hidrocarbonetos nos EUA e seu impacto sobre a produção total de petróleo naquele país.

Gráfico 4 – Oferta de petróleo nos EUA, por fonte (1970 a 2040*)



Fonte: EIA, Annual Energy Outlook 2014 Early Release.

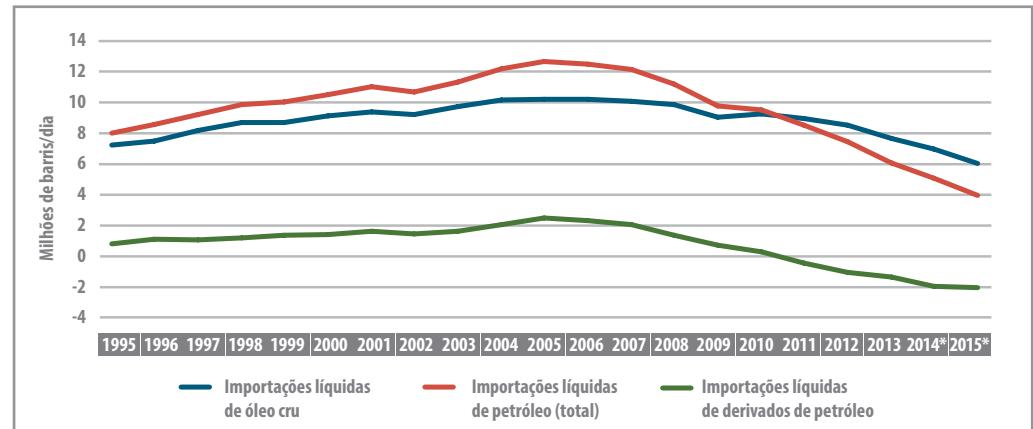
*Os dados relativos ao período 2013-2040 são projeções.

Como pode ser observado, a partir de 2011, há uma inflexão significativa na curva de produção de petróleo norte-americano, em função principalmente do aumento expressivo da produção de petróleo de fontes não convencionais, estimulado pelos elevados preços do petróleo no mercado internacional. É importante notar que, até 2009, a maior parte dos estudos apontava um declínio de longo prazo na produção total de petróleo norte-americana, com a capacidade de crescimento da produção daquele país limitada pelo tamanho das descobertas potenciais em águas profundas, tidas como principal fonte de aumento da produção futura norte-americana (EIA/DOE, 2009). Em 2010, o próprio governo norte-americano, embora reconhecendo que os avanços tecnológicos na exploração de petróleo de fontes não convencionais (notadamente avanços na perfuração horizontal e nas técnicas de fraturamento hidráulico) vinham contribuindo para o aumento da produção nacional ao longo dos últimos anos, apontava para o início da produção comercial de petróleo de fontes não convencionais apenas em 2023 (EIA/DOE, 2010).

Não obstante a evolução da produção de óleo cru e outros líquidos nos Estados Unidos, mudança de mesma envergadura vem ocorrendo pelo lado da demanda por petróleo naquele país, em virtude de políticas públicas destinadas a reduzir o consumo de combustíveis fósseis no setor de transportes norte-americano, responsável por dois terços do consumo doméstico de petróleo do país. Tais políticas permitiram uma redução do ritmo de crescimento do consumo de combustíveis líquidos nos EUA¹⁸. Mesmo antes da implementação destas políticas, os níveis de eficiência no consumo de combustíveis por veículos de passeio nos EUA¹⁹ avançaram substancialmente, resultado que pode ser atribuído à elevação dos preços do petróleo na década passada, que deslocou a preferência dos consumidores na direção de modelos mais econômicos.

Ainda assim, até 2011, as projeções do EIA/DOE indicavam que a demanda por petróleo do país continuaria a crescer (especialmente no setor de transportes e no setor residencial) (EIA/DOE, 2011a), de forma que, na ausência de políticas de racionalização do consumo de energia, os EUA se tornariam ainda mais dependentes da importação de petróleo (e, consequentemente, mais vulneráveis à volatilidade dos preços futuros). Com isso, além de incentivos a tecnologias alternativas (veículos híbridos convencionais, veículos híbridos do tipo *plug in* e veículos elétricos), foi também adotado um programa de fontes renováveis que incluiu, entre outras medidas, a imposição de misturas obrigatórias de biocombustíveis com derivados de petróleo. Estes dois efeitos, conjugados, reduziram drasticamente as importações norte-americanas de petróleo, como pode ser observado no Gráfico 5.

Gráfico 5 – Importação líquida de petróleo nos EUA - 1995 a 2015*



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EIA, Short-Term Energy Outlook.

*Dados estimados de 2014 e 2015.

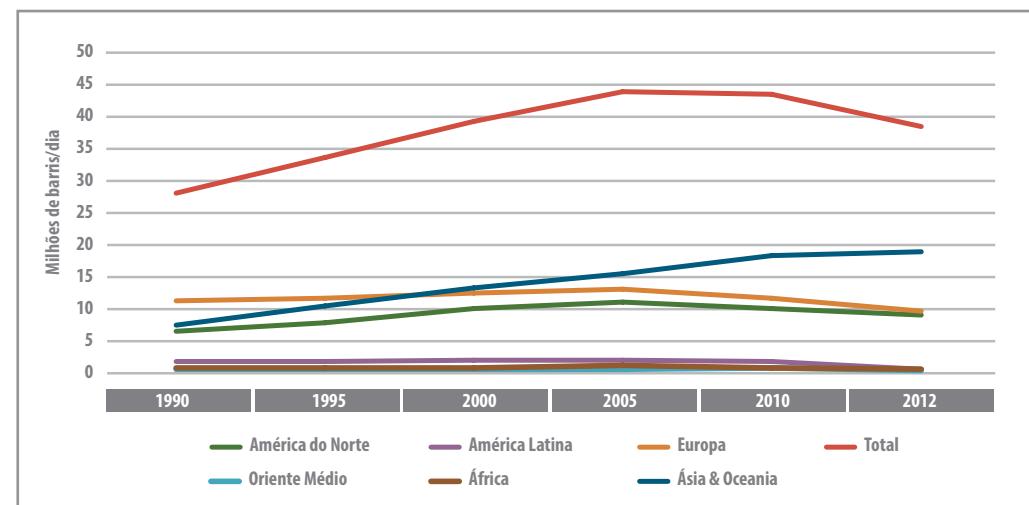
¹⁸ A partir de 2007, com a promulgação do *Energy Independence and Security Act*, o Governo Federal Norte-Americano iniciou uma reforma no setor de transportes, com o objetivo de ampliar o grau de renovabilidade e diversificar a matriz energética setorial, reduzir a demanda e tornar mais eficiente o uso da energia, com foco na redução do consumo específico da frota veicular. Em seguida, como apontado em ANP (2013), em maio de 2009, a administração Obama anunciou a Política Nacional de Eficiência no Consumo de Combustíveis, com vistas a diminuir a emissão dos gases causadores do efeito estufa e melhorar a eficiência do consumo de combustível dos veículos.

¹⁹ Atualmente, os veículos de passageiros e os caminhões leves representam mais de 60% do consumo de petróleo do setor de transportes norte-americano.

A redução das importações norte-americanas teve impactos não desprezíveis sobre o mercado internacional de petróleo. Isto porque, como apontado pela ANP (2013b)²⁰, desde os anos 60, essencialmente em virtude da combinação do declínio de sua produção interna com o elevado consumo de energia *per capita* necessário à manutenção do “American Way of Life”, os EUA são fortemente dependentes do petróleo estrangeiro, em particular daquele fornecido pelos países membros da OPEP (não obstante a diversificação das importações norte-americanas desde o segundo choque do petróleo, as importações do Oriente Médio ainda representam cerca de 20% do total de petróleo importado dos EUA).

O impacto das alterações no mercado mundial de petróleo nos padrões de produção e consumo de petróleo nos EUA pode ser percebido quando se analisa a evolução das importações de petróleo no mundo, apresentada no Gráfico 6.

Gráfico 6 – Evolução das importações de petróleo por região – 1990 a 2012



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EIA (International Energy Outlook).

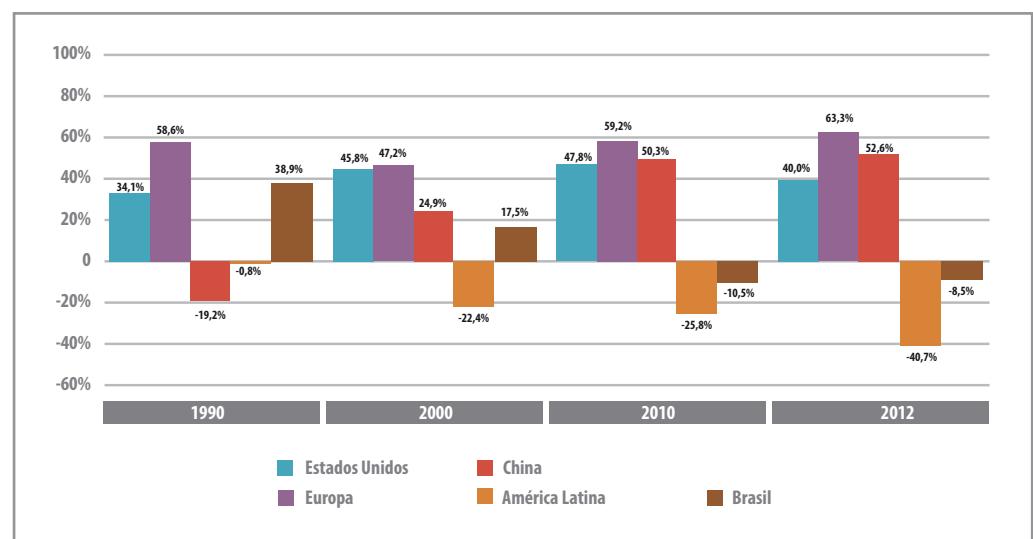
Note-se que, após um crescimento constante entre 1990 e 2005, a partir de 2005, as importações totais de petróleo no mundo permaneceram relativamente estáveis (apresentando, na verdade, um leve declínio, de 1%), não obstante o crescimento expressivo da Ásia e Oceania, impulsionado pelo aumento das importações chinesas. Em 2012, entretanto, as importações já apresentavam clara trajetória descendente (que se acentuou em 2013).

Os fatores anteriormente destacados, associados à estrutura de oferta e demanda, re-

sultaram, ao longo da última década, em movimentos relevantes no que se refere à redução da dependência por petróleo de alguns países. Se a relação entre as importações líquidas e o consumo de petróleo norte-americano vinha aumentando desde 2000, apenas entre 2010 e 2013 a relação caiu de 50,4% (em janeiro de 2010) para 33% (em setembro de 2013²¹).

Por outro lado, a Europa, apesar da redução em seu consumo na última década, ampliou sua dependência em relação às importações em decorrência da queda na produção na região, sobretudo no Mar do Norte, e a China passou de um país exportador, no início dos anos 90, para um dos principais importadores de petróleo do mundo. Já no caso da América Latina, entre 2000 e 2010, a região ampliou a exportação de petróleo em relação ao seu consumo, impulsionada pelo crescimento do volume de vendas dos principais produtores da região no mercado internacional. Estes movimentos encontram-se sintetizados no Gráfico 7.

Gráfico 7 – Evolução da relação entre importações líquidas de petróleo e consumo em países e regiões selecionados – 1990 a 2012



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EIA, BP (2013) e ANP.

A forte ampliação do consumo na China fez com que o país se tornasse cada vez mais dependente do petróleo importado e, ao longo das duas últimas décadas, não apenas passou de exportador líquido para importador líquido de petróleo, mas também se tornou dependente de mais de 50% do petróleo importado para atender à demanda interna. O consumo total de petróleo proveniente de fontes importadas no país passou de 24,9% (em 2000) para 52,6% (2012), um movimento oposto àquele observado nos Estados Unidos.

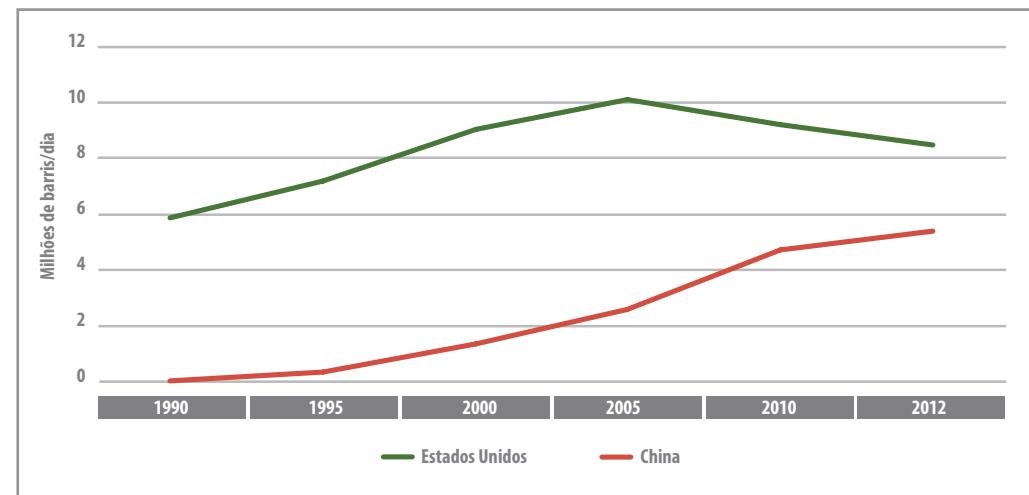
²⁰ Superintendência de Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico - Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Penetração de Novas Tecnologias Automotivas nos Estados Unidos. Estudo Temático 07/2013/SPD. Setembro de 2013.

²¹ Em setembro de 2013, as importações líquidas norte-americanas atingiram a marca de 6,3 milhões de barris diários, retornando a níveis comparáveis ao início da década de 1990.

De fato, a maior parte dos analistas aponta que foi justamente este movimento de redução das importações norte-americanas que permitiu ao mercado mundial de petróleo acomodar o aumento na demanda chinesa, na medida em que a Arábia Saudita foi capaz de ampliar a sua produção, sem que isto significasse um aumento dos níveis de preços internacionais, bem como da sua volatilidade.

Um exame mais detalhado do papel crucial da redução das importações norte-americanas de petróleo na compensação do aumento das importações chinesas do produto é ilustrado no Gráfico 8.

Gráfico 8 – Evolução das importações de petróleo – China vs. EUA (1990 a 2012)



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EIA (International Energy Outlook).

O forte aumento das importações chinesas a partir dos anos 2000, ilustrado no Gráfico 8, sem dúvida afetou o comportamento dos preços no mercado internacional de petróleo nos últimos anos, questão examinada no BAP 2012. Como pode ser notado, desde 2005, os EUA apresentaram uma redução de cerca de 15% (ou 1,7 milhão de barris diários) em suas importações totais de óleo cru. No mesmo período, as importações chinesas ampliaram-se em 2,8 milhões de barris diários. Em 2013, este movimento se aprofundou, com as importações norte-americanas recuando mais de 14% apenas no último ano²², o que fez com que apenas em 2013, em média, as importações líquidas norte-americanas recuassem em 1,2 milhão de barris diários.

De fato, a redução das importações norte-americanas, sobretudo a partir de 2012, contrabalançou o impacto do aumento das importações chinesas, o que foi preponderante para não gerar pressões sobre os atuais preços internacionais.

²²Entre janeiro e setembro de 2012, as importações líquidas norte-americanas foram, em média, de 7,7 milhões de barris diários, contra os cerca de 6,5 milhões de barris diários observados no mesmo período de 2013.

1.1.3 Crescimento da economia dos países asiáticos e da demanda de petróleo da região

Embora a volatilidade dos preços internacionais de petróleo tenha sido inferior àquela observada nos anos anteriores, ainda assim os preços dos principais tipos de petróleo comercializados no mundo mantiveram-se em níveis elevados em 2013, em decorrência de alguns fatores. Pelo lado da demanda, os analistas apontaram especialmente a forte demanda global por combustíveis, com destaque para o crescimento da economia dos países asiáticos e da demanda de petróleo da região, e os baixos níveis de estoques observados.

As economias dos países do leste asiático e da região do pacífico tiveram projeção de crescimento de 7,1% em 2013, um pouco abaixo dos 7,5% registrados no ano anterior. Embora o ritmo de crescimento tenha desacelerado em relação aos anos anteriores, a região contribuiu com cerca de 40% do crescimento global e com um terço do comércio mundial no ano de 2013, maior do que qualquer outra região do mundo²³.

Na China, segundo maior consumidor mundial de petróleo, e que vem sendo o pivô de elevação do consumo de petróleo na região, o crescimento, ainda que elevado, foi abaixo das expectativas – com PIB oficial de 7,7%²⁴, o mesmo índice registrado no ano anterior e abaixo das projeções iniciais de 8,3% para o ano de 2013. O principal desafio do país asiático é manter-se equilibrado, implementando, por exemplo, reformas no setor financeiro para seguir sua trajetória de crescimento econômico. Num cenário de médio prazo, o crescimento da China deverá manter-se em torno de 7,5%²⁵.

No que se refere ao petróleo, a Ásia foi responsável por 66% do crescimento da demanda global nas duas últimas décadas. Atualmente, seis dos dez maiores consumidores da *commodity* são países asiáticos (China, Japão, Índia, Arábia Saudita, Rússia e Coreia do Sul). Tal fato não apenas vem mudando o fluxo de petróleo no mercado internacional, como alterando a geopolítica do óleo na região.

A participação da Ásia no crescimento de consumo de petróleo, nos últimos 20 anos, foi bastante expressiva, tendência que deve permanecer também nas próximas duas décadas. Grandes consumidores asiáticos como China, Índia, Japão e Coreia do Sul ainda são fortemente dependentes de importações de petróleo, principalmente do Golfo Pérsico, e a tendência é que esse cenário não se altere em curto e médio prazos. Desses países, aquele que tem o maior potencial para afetar os mercados de petróleo é a China, que se tornou, em setembro de 2013, o maior importador mundial de petróleo (posição anteriormente ocupada pelos Estados Unidos).

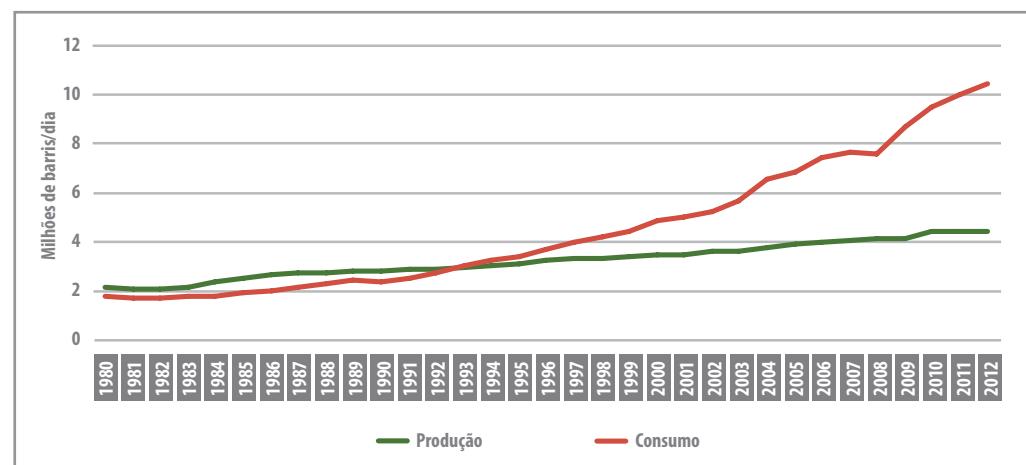
²³De modo geral, a Ásia tem conseguido se desenvolver num ritmo bem superior ao do crescimento global. Sem contar a China, os países asiáticos em desenvolvimento vêm crescendo a taxas acima de 6% em média (BANCO MUNDIAL, 2013).

²⁴Trading Economics (<http://www.tradingeconomics.com/china/gdp-growth-annual>).

²⁵Idem nota 12.

O Gráfico 9 ilustra a evolução da produção e do consumo de petróleo da China.

Gráfico 9 – Evolução da produção e do consumo de petróleo da China – 1980 a 2012



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EIA (International Energy Outlook).

Como pode ser observado, a produção de petróleo chinesa vem apresentando crescimento. Em 2012, o país atingiu cerca de 4,5 milhões de b/d (um patamar 50% superior àquele observado nas décadas de 1980 e 1990), e o aumento da produção de óleo no país tem vindo basicamente de novos campos *offshore* e do emprego de técnicas de recuperação avançada de petróleo em campos terrestres. O aumento da produção nacional, entretanto, não foi suficiente para alterar o quadro de dependência chinesa de petróleo importado, de modo que o país se tornou, em setembro de 2013, o maior importador líquido de óleo cru do mundo (e há projeções de ampliação dessa dependência)²⁶.

Especialistas ressaltam não apenas a China, mas outras nações asiáticas, como importadores de peso relevantes no comércio internacional de petróleo nos próximos 20 anos. As projeções apresentadas no *BP Statistical Review 2013* para as exportações do Oriente Médio, por exemplo, apontam que a mudança do fluxo do petróleo no mercado global está acelerando em direção ao leste. Assim, se em 2012 cerca de 70% das exportações de petróleo do Oriente Médio foram direcionadas para a Ásia (BP, 2013), em 2035 este percentual deve chegar a 90% das exportações de petróleo do Oriente Médio.

É importante destacar que, não obstante a redução da dependência energética dos Estados Unidos em relação aos países do Golfo Pérsico, a região continua sendo estratégica tanto para o mercado mundial de petróleo quanto, particularmente, para os norte-americanos (que, em 2013, importaram 25% de seu petróleo do Oriente Médio).

²⁶Fonte: EIA (2014).

1.1.4 As questões geopolíticas no Oriente Médio

A situação geopolítica do Oriente Médio transcende os fluxos de exportação de petróleo: as tensões entre xiitas e sunitas, a concorrência entre as potências regionais, o conflito árabe-israelense, as revoltas populares nos países árabes e as enormes capacidades geoeconómicas de países exportadores de petróleo da região continuam a afetar os preços internacionais. Em 2013, o impacto destas questões sobre os preços internacionais foi menor do que o observado em anos anteriores.

Conforme ressaltado na segunda edição do Boletim Anual de Preços (BAP 2013), EUA e União Europeia, tendo como mote as ameaças decorrentes do programa nuclear iraniano, decidiram estabelecer sanções económicas ao Irã em 2012. Como consequência dessas sanções, o país persa teve suas exportações de óleo cru reduzidas pela metade.

Em 2013, o país continuou sofrendo sanções multilaterais lideradas pelos Estados Unidos, as quais afetaram os preços do petróleo tipo *Brent* no primeiro bimestre do ano. Particularmente, em fevereiro de 2013, a imposição de novas sanções fez com que os preços do petróleo se elevassem. Este movimento, entretanto, não afetou permanentemente os preços em 2013.

Em um ambiente de instabilidade política, o país passou por problemas orçamentários, oriundos da queda de receita proveniente da comercialização de petróleo. Apesar de em novembro de 2013, o Irã e os países P5 +1²⁷ assinaram um acordo provisório que poderia abrir o caminho para um acordo definitivo e a remoção de sanções (que permitiria a comercialização de maiores volumes de petróleo iraniano no mercado internacional). Com isso, no final do ano, houve um pequeno incremento nas exportações, notadamente para países do mercado asiático, como China, Japão e Índia, o que afetou positivamente os preços do petróleo (permitindo uma queda dos preços do petróleo tipo *Brent* no final de 2013).

Também em 2013, tensões políticas no Oriente Médio e no Norte da África geraram instabilidade na produção de hidrocarbonetos, notadamente no segundo e terceiro trimestres. Além disso, eventuais interrupções nas exportações, por meio do Estreito de Ormuz e do Canal de Suez, contribuíram para que fossem observados aumentos pontuais nos preços do petróleo no período.

Como destaque, pode-se citar o recrudescimento das relações entre os Estados Unidos e a Síria, que vive em guerra civil desde 2011. O governo norte-americano propôs, em resposta à alegada utilização pelo governo sírio de armas químicas contra os re-

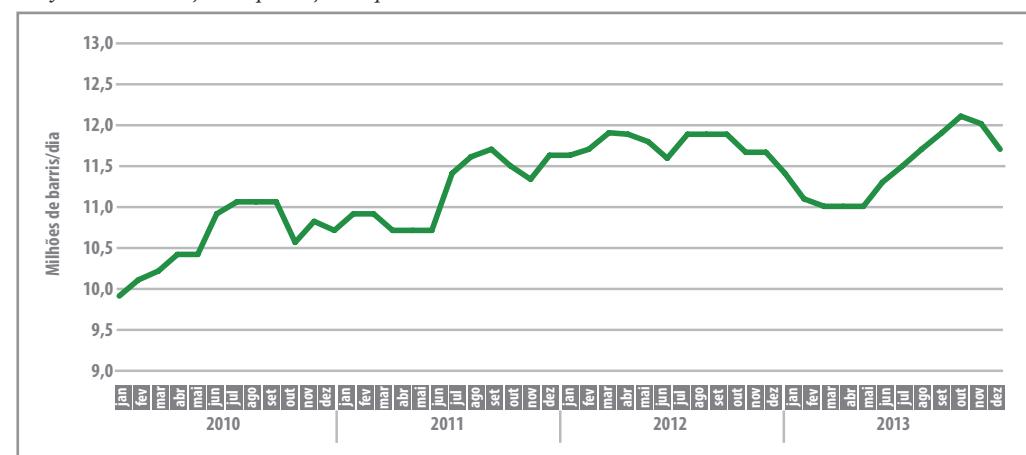
²⁷O P5+1 é um grupo de países que, desde 2006, empreende esforços diplomáticos para negociações sobre o programa nuclear iraniano. O termo refere-se aos cinco membros permanentes do Conselho de Segurança da ONU (China, Estados Unidos, França, Reino Unido, Rússia) mais a Alemanha.

beldes, armar e treinar os rebeldes sírios, além de implementar uma zona de exclusão aérea no espaço aéreo sírio²⁸.

Em agosto de 2013, a real possibilidade de ataque liderado pelos EUA contra a Síria, desde que os conflitos começaram entre as forças de Bashar al-Assad e os rebeldes, acarretou a alta dos preços internacionais. Nesse período, com o temor de uma repressão ocidental sobre a Síria, a cotação do WTI atingiu pico de quase US\$ 110/bbl, a maior desde 2011 (lembrando que tal preço começou o ano cotado a um pouco mais de US\$ 90/bbl), enquanto o Brent voltou aos níveis mais elevados do ano, chegando a US\$ 120/bbl. O ímpeto do movimento de alta do petróleo foi mitigado pela rejeição, por parte do Parlamento do Reino Unido, de envolvimento militar na Síria e pelas preocupações sobre a interrupção de abastecimento de óleo cru. As negociações diplomáticas sobre a questão síria avançaram no final de setembro, fato que colaborou com a queda nas cotações da *commodity* registrada no último trimestre do ano.

Em 2013, entretanto, as instabilidades políticas de países exportadores (em particular Irã, Líbia, Nigéria e Iraque), que resultaram em redução do fornecimento de petróleo para o mercado internacional, afetaram apenas conjunturalmente os preços e, dessa forma, geraram menos impactos sobre os patamares dos preços internacionais do que nos anos anteriores. Isto porque, se em anos anteriores os agentes do mercado pareciam desconfiar da capacidade saudita de compensar as reduções na oferta decorrentes de problemas geopolíticos (como já apontado anteriormente), em 2013 esta percepção não foi observada. De fato, ao longo do ano, a Arábia Saudita foi capaz de ampliar sua produção de modo a compensar eventuais interrupções na oferta de países exportadores, como ilustrado no Gráfico 10.

Gráfico 10 – Evolução da produção de petróleo na Arábia Saudita



Fonte: elaboração própria a partir de dados do EIA (International Energy Outlook).

²⁸ Neste contexto, a produção de petróleo, que é um dos produtos mais importantes da pauta de exportação, caiu pela metade (200 mil barris diários) em dois anos, quando a produção da Síria superava os 400 mil barris diários.

Apesar de a produção atual do país estar próxima à sua capacidade máxima (tendo atingido o maior nível de produção nos últimos trinta anos), a Arábia Saudita está investindo na ampliação de sua capacidade produtiva, o que deve resultar em 1,75 milhão de barris diários adicionais até 2017 (UPI, 2013).

A nova política energética saudita representa uma mudança importante não apenas no campo energético, mas também no que se refere aos objetivos estratégicos do país, que vêm se ajustando às mudanças decorrentes do aumento de produção de óleo cru nos Estados Unidos (que pode, para alguns analistas, ameaçar a posição da Arábia Saudita como maior produtor de petróleo do mundo, o que será examinado na seção 2). Adicionalmente, o desenvolvimento econômico vem aumentando o consumo interno de petróleo do país (especialmente para os segmentos de transporte e geração de energia elétrica), como apontado pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2012), o que pode afetar a capacidade saudita de se manter como *swing producer* a médio e longo prazos²⁹.

Em suma, a redução na volatilidade dos preços internacionais de petróleo foi um traço marcante no ano de 2013, que pode ser justificada não só pela estabilidade das importações totais, na medida em que o incremento das importações chinesas foi compensado pela retração das importações dos EUA, mas também pela capacidade de a Arábia Saudita ampliar a sua produção e contrabalançar as reduções no fornecimento de países exportadores.

1.1.5 Diferentes cenários do mercado de petróleo para 2014

Ao longo de 2013, por diversos motivos, o comportamento dos preços dos principais benchmarks do mercado mundial de petróleo confirmaram as previsões que apontavam níveis de preços mais elevados, com o petróleo tipo Brent fechando o ano com preço médio anual de US\$ 109/bbl e o WTI, de US\$ 98/bbl (ressalta-se que, mesmo mantendo um preço médio abaixo de US\$ 100/bbl, o WTI superou este patamar no segundo semestre de 2013).

Para o ano de 2014, as principais projeções relativas aos preços internacionais do petróleo apresentam menor discrepância, conforme pode ser visualizado a partir da Tabela 2.

²⁹ Segundo analistas da *Global Risk Insights*, para atender à demanda doméstica e global prevista até 2020, a Arábia Saudita terá que elevar sua produção para um patamar em torno de 12,5 a 15 milhões de barris de petróleo diários. Ainda que o país seja capaz de ampliar sua produção, isso não será suficiente para manter sua capacidade de agir como estabilizador dos preços do petróleo no mercado internacional, já que a indústria petrolífera saudita deveria ampliar ainda mais sua capacidade produtiva, a fim de manter o mesmo nível atual de capacidade ociosa (UPI, 2013).

Tabela 2 – Previsões dos preços do petróleo tipo Brent e WTI para 2014 (em US\$/barrel)

Tipos	EIA/DOE	Deutsche Bank	Credite Suisse	Morgan Stanley	Barclays	Bank of America	Commerzbank AG
WTI	93,00	88,75	104,00	96,50	100,00	92,00	100,00
Brent	105,00	97,50	110,00	110,00	103,00	105,00	106,00

Fonte: elaboração própria a partir de dados da Bloomberg (2013), WSJ (2013), EIA/DOE (2014) e outros³⁰.

Comparando as principais previsões, realizadas para 2013, dos preços médios do petróleo tipo *Brent*, que oscilaram entre US\$ 110/bbl e US\$ 125/bbl, com as apresentadas na Tabela 1, destaca-se que a maior parte dos analistas de mercado espera uma queda na cotação média do barril do petróleo tipo *Brent* para o ano de 2014. Adicionalmente, excluindo-se a previsão do Deutsche Bank, todas as estimativas selecionadas mantêm o preço do WTI em patamares similares àqueles observados em 2013, indicando que a queda prevista do *spread* entre esses dois preços seria decorrente de um movimento de redução dos preços do *Brent*, e não através da elevação dos preços do WTI.

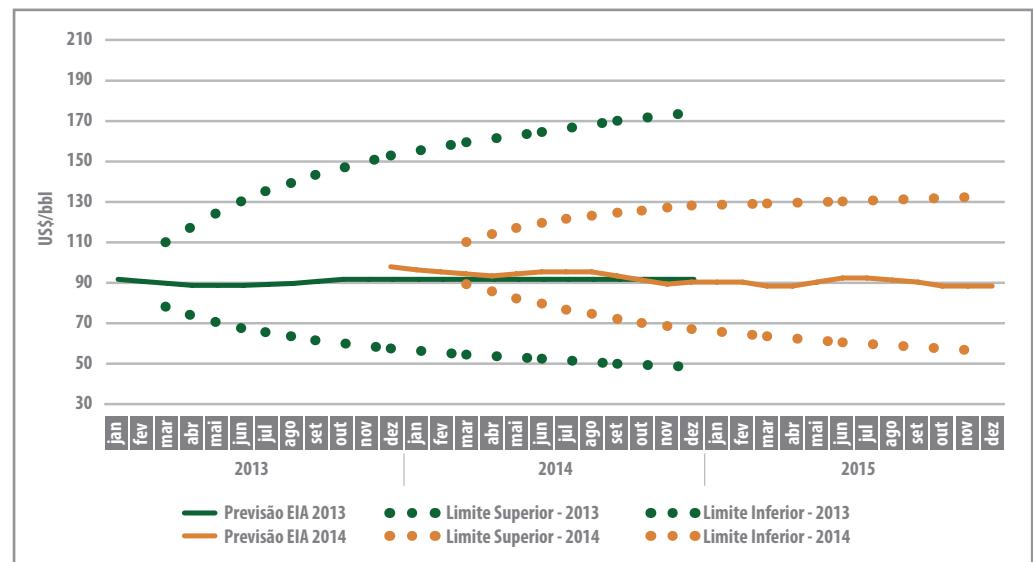
Cabe ressaltar que o “Short-Term Energy Outlook” do EIA/DOE prevê que o preço do *Brent*, após atingir um patamar médio de US\$ 111 por barril em dezembro de 2013, deve cair, permanecendo ao redor de US\$ 105/bbl em 2014, enquanto o petróleo tipo WTI atingiria uma cotação média de US\$ 93/bbl. De acordo com a EIA, o *spread* médio entre os preços do *Brent* e WTI deve ficar em torno de US\$ 12/bbl no decorrer de 2014. Este valor é um pouco inferior ao verificado ao final de 2013, de US\$ 13/bbl, e cerca de 35% menor do que o *spread* médio observado no primeiro trimestre de 2013, de US\$ 18/bbl.

Já a do Deutsche Bank foi, entre as previsões selecionadas, aquela que se situou nos menores patamares de preços, com a projeção, tanto para o *Brent* quanto para o WTI, de cotações médias por barril inferiores a US\$ 100. Os principais fatores apontados pelo banco para tal projeção provêm da elevação da produção norte-americana e da retomada da produção de alguns países exportadores (notadamente o Irã), que poderia resultar em elevação da oferta, obrigando a OPEP a efetivar cortes em sua produção.

O Gráfico 11 traz as previsões mensais do preço do petróleo realizadas pelo EIA para os anos de 2014 e 2015 e seus respectivos intervalos de confiança para os preços dos contratos futuros negociados na NYMEX, bem como as projeções formuladas no ano anterior. É interessante notar como a redução dos índices de volatilidade em 2013 impactou diretamente a amplitude do intervalo de confiança de 95%³¹. Com o menor nível de incerte-

za, foi possível reduzir a distância entre os limites superior e inferior da faixa de preços (mantendo-se o mesmo nível de confiança de 95%).

Gráfico 11 – Projeções para o preço do petróleo WTI e respectivos intervalos de confiança (2013 a 2015)



Fonte: EIA/DOE. Elaboração própria.

Assim, embora a estimativa central da EIA para os preços do petróleo WTI tenha sido mantida no mesmo nível daquela elaborada no início de 2013, com os preços da *commodity* caminhando para o patamar de US\$ 90/bbl até o fim de 2014 e mantendo-se em torno dele ao longo de 2015, as faixas dentro das quais eles podem variar alteraram-se significativamente. Segundo os novos cálculos do EIA/DOE, os preços do petróleo devem se situar, até o final de 2015, acima de US\$ 55,00/bbl, porém não superiores a US\$ 132,00/bbl, dentro do intervalo de confiança de 95%, resultado que contrasta bastante com a previsão anterior, na qual o limite superior era de quase US\$ 170/bbl para o final de 2014.

Em síntese, pode-se dizer que, apesar da redução da volatilidade dos preços do petróleo em 2013, não necessariamente cotações do petróleo mais estáveis estão por vir. Do ponto de vista estrutural, a tendência crescente do consumo de petróleo por parte dos países asiáticos e a menor capacidade ociosa de produção da Arábia Saudita fazem com que o mercado de petróleo seja mais suscetível a flutuações. Por outro lado, a progressiva redução das importações norte-americanas e as perspectivas de ampliação da oferta de países como Brasil e Iraque podem fazer com que seja delineado num futuro próximo – a depender do ritmo de crescimento do consumo mundial de petróleo – um cenário favorável à queda das cotações.

³⁰ Oil N' Gold Focus Reports (2013).

³¹ Ou seja, existe probabilidade de 95% de os preços do petróleo se situarem dentro deste intervalo, caso se confirmem os pressupostos do modelo, como a volatilidade implícita utilizada no cálculo.

No que se refere às projeções do mercado de petróleo em 2014, algumas instituições admitem níveis de produção sem grandes excedentes, o que pode ocasionar tensões ao longo do ano, mantendo o preço do petróleo acima do esperado. De fato, enquanto a Agência Internacional de Energia projeta um cenário um pouco mais folgado para a relação entre oferta e demanda em 2014 (com a possibilidade de um excesso de oferta pressionando para baixo os preços do petróleo), a OPEP (Organização dos Países Exportadores de Petróleo) e alguns bancos de investimento acreditam que a demanda crescerá mais do que a maioria dos analistas indica³².

1.2 Preços do gás natural no mercado internacional

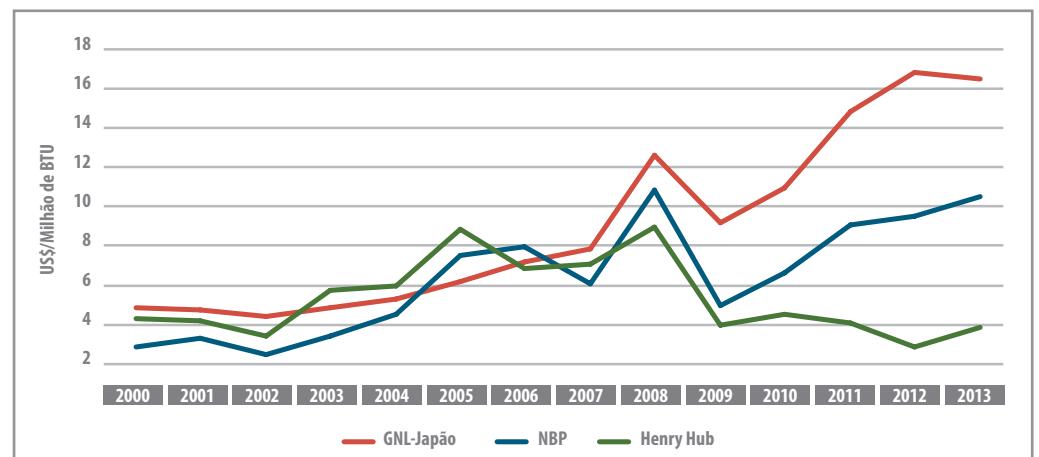
Bruno Conde Caselli
Luis Eduardo Esteves

Ao longo de 2013, a análise dos preços *spot* dos principais *hubs* internacionais de gás natural indicou a forte influência dos efeitos do clima no consumo do combustível. Tal fato foi caracterizado nos EUA, no Reino Unido e no mercado asiático. Tanto as baixas temperaturas do inverno quanto o intenso verão na Ásia ampliaram a demanda por calefação e geração de termoelectricidade, respectivamente.

Especificamente no tocante ao mercado internacional de GNL, vale mencionar o incremento do consumo do energético no Brasil no ano de 2013. Como será observado adiante, este ano foi recorde nas importações brasileiras de GNL, demonstrado pela maior taxa de crescimento na importação de GNL dos países americanos, 61,6%, fato que alçou o mercado brasileiro à terceira posição quanto ao volume importado de GNL do continente americano³³.

Inicialmente, é interessante observar a evolução histórica dos três principais mercados internacionais. O Gráfico 12 apresenta os preços médios anuais considerando os três *hubs*: NBP, Henry Hub e GNL japonês e sul-coreano, no período de 2000 a 2013.

Gráfico 12 – Comportamento dos preços médios do gás natural nos mercados europeu, asiático e norte-americano – 2000 a 2013



Fonte: elaboração própria a partir de dados de Platts e ICE.

A partir do Gráfico 12, verifica-se que, no ano de 2013, os preços do gás natural no *hub* NBP mantiveram a trajetória de crescimento (iniciada em 2009), com a cotação média de US\$ 10,48/milhão de BTU, valor 10,7% superior ao do ano de 2012. Este fato ampliou a diferença de preços entre o mercado europeu e o norte-americano, o qual, em 2013, apresentou valor médio de US\$ 3,76/milhão de BTU. Vale notar que, embora a cotação média do Henry Hub tenha sido 36% superior à de 2012, os preços permaneceram inferiores ao período de 2003 a 2011, permitindo inferir que o mercado norte-americano mantém a atratividade econômica do energético gasífero.

O preço médio do GNL-Japão, por sua vez, apresentou pequena redução quando comparados os dois últimos anos: em 2013, o gás natural foi cotado a US\$ 16,42/milhão de BTU, enquanto em 2012 a média atingiu US\$ 16,75/milhão de BTU, reduzindo-se em cerca de 2%. Vale notar que, embora a redução verificada não seja expressiva, ela interrompe a trajetória de forte crescimento observada de 2009 a 2012, período em que os preços subiram cerca de 85%.

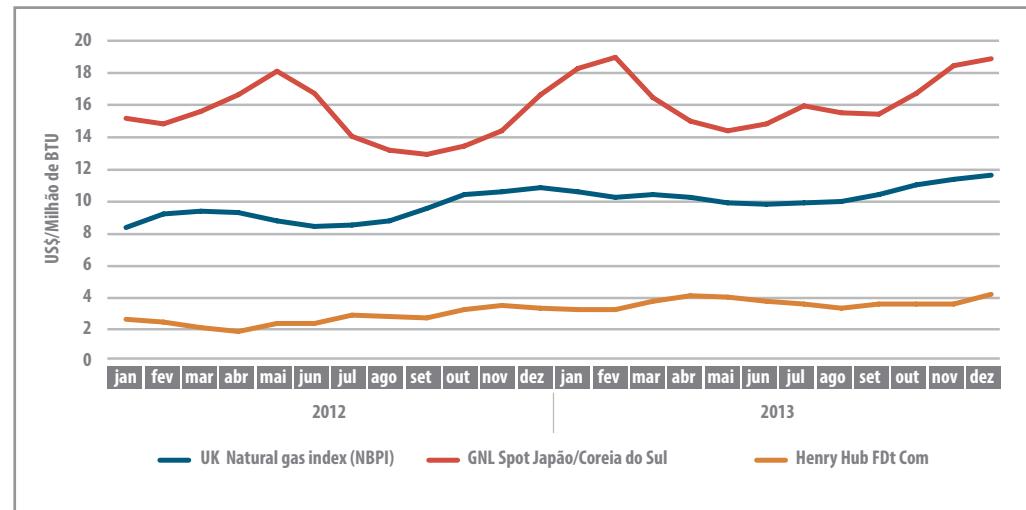
Já com relação ao comportamento dos preços do gás natural ao longo de 2013, mostra-se relevante examinar a evolução da média mensal para o período de janeiro de 2012 a dezembro de 2013, conforme explicitado no Gráfico 13, que contempla os três prin-

³²Neste ponto é interessante destacar que a OPEP representa o conjunto dos maiores produtores mundiais, que organizaram-se para constituir um cartel de exportadores de petróleo, enquanto a AIE foi fundada com o objetivo de aumentar a segurança energética dos países importadores. Assim, cada previsão realizada por parte destes entes deve ser visualizada ponderando-se os interesses que os países controladores das instituições defendem.

³³O mercado brasileiro importou, no decorrer do ano de 2013, 5,1 bilhões de metros cúbicos, enquanto México e Argentina importaram, respectivamente, 7,8 e 6,9 bilhões de metros cúbicos. A taxa de crescimento das importações mexicanas foi pouco abaixo da apresentada pelo mercado brasileiro, tendo atingido 61,2% (BP, 2014).

cipais *hubs* internacionais: Henry Hub (EUA), NBP (Reino Unido) e GNL-Japão.

Gráfico 13 – Preços spot dos principais hubs de comercialização de gás natural (jan./2012 a dez./2013)



Fonte: elaboração própria a partir de dados de Platts e ICE.

O Gráfico 13 demonstra que os maiores preços no decorrer do ano de 2013 foram observados no mercado asiático (Japão e Coreia do Sul), partindo de US\$ 18,26/milhão de BTU em janeiro. Neste mercado, o GNL atingiu seu valor máximo no mês de fevereiro, sendo cotado a US\$ 18,98/milhão de BTU, motivado pela elevada demanda do combustível frente às baixas temperaturas que caracterizaram o inverno de 2012-2013 no hemisfério norte. Nas cotações diárias do mês de fevereiro, de acordo com Platts, o pico do ano foi observado em 15/02/2013, quando atingiu US\$ 19,85/milhão de BTU. Em momento seguinte, o preço do GNL apresentou trajetória de redução até o mês de maio, chegando a US\$ 14,38/milhão de BTU (valor cerca de 20% inferior ao verificado no começo do ano). Em julho, o preço teve leve aumento, sendo cotado a US\$ 15,99/milhão de BTU, tendo em vista o incremento da demanda por geração elétrica resultante dos recordes de temperatura do verão japonês e sul-coreano.

Sob a ótica da demanda, os dados do primeiro semestre de 2013, quando comparados com o mesmo período de 2012, indicaram que o mercado asiático foi impulsionado pelo crescimento da demanda da Coreia do Sul (16,1%) e da China (22,6%), em detrimento do Japão, que reduziu suas importações de GNL em 2%. O consumo sul-coreano foi intensificado pelo fechamento de três reatores de usinas nucleares do país, que foram desativados por questões de segurança operacional (as autoridades locais identificaram a utilização de equipamentos críticos à produção de energia nuclear com certificados de segurança falsificados). Este fato, ao restringir a oferta de energia elétrica de origem nuclear, incrementou a demanda de GNL para a geração de termoelectricidade, especialmente no verão, como verificado em meados de 2013 (Platts, 2013a; NYT, 2013).

Após o verão no hemisfério norte, o preço do GNL no Japão e na Coreia do Sul apresentou

certa estabilidade até o início do inverno, período caracterizado por aumento da demanda do energético. Entre os meses de outubro e dezembro de 2013, as cotações do combustível passaram de US\$ 16,70/milhão de BTU para US\$ 18,85/milhão de BTU, respectivamente, terminando o ano em nível próximo ao observado no mês de janeiro de 2013.

Adicionalmente à maior necessidade energética no inverno, a demanda asiática no segundo semestre de 2013 elevou-se devido à necessidade de manutenção do único reator nuclear em operação no Japão, o que determinou o seu desligamento no mês de setembro. Este fato ampliou a demanda por GNL, elevando o referido combustível à posição de principal fonte energética para a produção de eletricidade no Japão, sendo o responsável por, aproximadamente, 43% da eletricidade gerada no país (OilPrice, 2013; Reuters, 2013c).

Por sua vez, as cotações do gás natural observadas no *National Balancing Point* (NBP), hub virtual de referência para o mercado britânico e europeu³⁴, apresentaram pouca oscilação ao longo do ano de 2013. No mês de janeiro, o preço do energético foi de US\$ 10,66/milhão de BTU, valor 27% superior ao mesmo período de 2012. Nos meses seguintes, o preço seguiu uma trajetória de queda até junho de 2013, chegando a US\$ 9,84/milhão de BTU. Mesmo com a redução da demanda por cargas de GNL no Reino Unido (Platts, 2013c), o preço do energético voltou a crescer a partir do mês de julho, atingindo a cotação média de US\$ 11,63/milhão de BTU em dezembro de 2013, valor mais alto em mais de quatro anos. Para conter o aumento dos preços e a possível substituição da fonte energética, o Catar³⁵ assinou novos contratos de fornecimento de gás natural, o que poderia vir a reduzir a pressão sobre os preços do combustível no ano de 2014 (Bloomberg, 2013).

Cabe destacar que a crise na Ucrânia³⁶ poderá trazer repercussões sobre os preços do

³⁴ Conforme destacado por Almeida e Ferraro (2013), após o processo de liberalização da indústria de gás natural na Inglaterra, o NBP passou a ser o principal centro de comercialização de gás natural no Reino Unido, possibilitando a determinação, de forma eficiente, dos preços dos contratos de venda do combustível. Como consequência, a International Petroleum Exchange (IPE) passou a utilizar, desde 1997, o NBP como indexador dos contratos futuros de gás natural, transformando o mencionado hub virtual em referência de preço na Europa.

³⁵ Quanto à oferta mundial de GNL, o Catar continua sendo o país com a maior capacidade de liquefação de gás natural do mundo, quase atingindo a plenitude de utilização da sua capacidade no ano de 2012 (IGU, 2013), quando exportou 105,2 bilhões de m³ de GNL. Não obstante, a Austrália poderá ser o principal concorrente daquele país, considerando a construção de plantas com a mesma capacidade de liquefação, cuja previsão de entrada em operação ocorre entre o período 2015-2020. Como informação adicional, cabe mencionar que, conforme os dados de IGU (2013), no decorrer do ano de 2012, o Catar atingiu 101% da sua capacidade de liquefação; a Indonésia, 56%; a Malásia, 97%; a Nigéria, 92%; e a Austrália, 91%. Destaca-se que os dois primeiros países detêm quase 1/3 do total da capacidade mundial de liquefação e os 5 países juntos detêm, aproximadamente, 2/3 da capacidade mundial.

³⁶ A crise política se inicia em novembro de 2013, quando o presidente ucraniano Viktor Yanukovich desiste da associação política e econômica com a União Europeia, alinhando-se às posições estabelecidas pela Rússia. Diversos fatores levaram a Ucrânia a perder o controle sobre a Crimeia, região autônoma que, após referendo realizado no ano de 2014, transformou-se em território Russo. Ainda que o maior ponto de tensão já tenha sido superado, poderá haver novas repercussões e possíveis sanções, principalmente se ocorrerem maiores desdobramentos próximos da fronteira Russa.

energético, primeiramente sobre o mercado europeu, porém podendo-se alastrar para os demais mercados mundiais através dos preços dos contratos de GNL. Isto porque a Ucrânia é uma região estratégica para o transporte de gás do território russo para os mercados consumidores europeus. Em 2013, cerca de 16% do consumo de gás total da Europa passou por território Ucraniano (cerca de 85 bilhões de m³) e, aproximadamente, 50% do gás total exportado pela Rússia. Portanto, o acirramento das tensões entre o bloco Ocidental, representado pela União Europeia e a Rússia, poderá repercutir sobre os preços do energético no mercado europeu.

No que tange ao consumo de gás natural, vale mencionar que, de acordo com os dados de Platts (2013b), o mercado europeu de GNL reduziu a sua demanda em 25% no primeiro semestre de 2013, quando comparado com o mesmo período de 2012 (que já havia caído), trazendo perspectivas negativas para a demanda do energético no decorrer do ano. Adicionando este fato com os dados da EU (2014), observa-se que na Europa houve preferência por gás natural fornecido através dos gasodutos³⁷ em detrimento do gás importado através de GNL ao longo do ano. No entanto, ao contrário do comportamento observado nos seis primeiros meses do ano, a IEA (2014) apresentou dados consolidados para o ano de 2013 que resultaram em uma pequena desaceleração na demanda bruta total de gás natural para os países europeus que compõem a OCDE³⁸. Não obstante, os dados referentes à demanda bruta de GNL apresentaram forte contração, para o ano de 2013, passando de 69,3 bilhões de m³ no ano de 2012 para 51,5 bilhões de m³ em 2013, ou seja, uma contração de 25,68% (BP, 2014).

Neste escopo, para o ano de 2013, merecem destaque dois fatores explicativos quanto ao comportamento ascendente dos preços do gás natural no mercado europeu: o rigoroso inverno verificado no hemisfério norte e a restrição da capacidade de produção do campo norueguês de Troll. Este campo é o responsável por cerca de 35% da produção total de gás norueguês e, segundo seu operador, terá sua capacidade produtiva ainda mais restrita ao longo do ano de 2014 (Reuters, 2013b; Platts, 2013c).

O mercado norte-americano, por seu turno (representado no Gráfico 13 pelo preço do Henry Hub), iniciou o ano com preço de US\$ 3,31/milhão de BTU, sendo observada uma trajetória ascendente até o mês de abril, quando alcançou o valor de US\$ 4,16/milhão de BTU, 24% superior ao primeiro mês do ano. A partir de maio, os preços

³⁷ Quanto às importações através dos gasodutos, é importante destacar que, mesmo ainda existindo a especificação da molécula por contratos de longo prazo ao estilo *take-or-pay* e contratos indexados a uma cesta de óleos, parece haver tendência, mesmo que inicial, para a adoção de preços *spot*, ainda que movimentados através de gasodutos. Neste sentido, destaca-se que, em 2008, cerca de 15% do total de gás importado pela Europa tinha seu preço determinado pelo mercado *spot*. No ano de 2012, este indicador subiu para 44%. Em 2013, o índice apontava para 70% do volume total importado. Observando esta tendência, a Statoil, empresa estatal norueguesa, atualmente exporta metade de suas cargas indexadas ao preço *spot*. Este fato tem enfraquecido a posição da Gazprom, empresa russa fornecedora de gás natural à Europa, de especificação de seu gás a partir de uma cesta de óleos (The Economist, 2014a e 2014b).

³⁸ Cabe destacar que o consumo de gás natural por parte dos países europeus integrantes da OCDE foi de 507,845 bilhões de m³ no ano de 2011; 502,340 bilhões de m³ em 2012; e de 500,452 bilhões de m³ em 2013. Portanto, uma redução do consumo de apenas 0,37% do ano de 2012 para o ano de 2013 (EIA, 2014).

voltaram a declinar, chegando a US\$ 3,43/milhão de BTU em agosto. Nos três meses seguintes, as cotações permaneceram estáveis, a US\$ 3,60/milhão de BTU. O preço mais elevado do energético foi observado no mês de dezembro de 2013, quando atingiu US\$ 4,26/milhão de BTU, valor 90% superior ao mesmo mês do ano anterior.

Este comportamento do preço no mercado norte-americano, com aumento do valor do combustível em relação a 2012, foi resultado de cinco fatores principais: (i) o inverno rigoroso pelo qual os EUA passaram no ano de 2013, com temperaturas mais baixas do que as verificadas no decorrer do ano de 2012; (ii) a redução no nível do estoque de gás natural no país; (iii) a elevação do consumo industrial de gás natural, principalmente devido ao seu preço competitivo frente aos seus concorrentes energéticos; (iv) as dificuldades logísticas de deslocamento do gás natural das regiões produtoras aos centros consumidores; e (v) o crescimento mais lento da oferta de gás natural, resultado dos preços do bem, que não estariam em um nível suficientemente elevado para remunerar perfurações em novos campos. Tais fatores associados impulsionaram o preço do gás natural no mercado dos EUA, principalmente no primeiro semestre de 2013 (EIA, 2013a; EIA, 2013b; EIA, 2013c).

Cabe destacar que o mercado norte-americano é caracterizado pela sazonalidade no preço do gás natural, o que decorre, principalmente, da maior demanda durante os meses de inverno (EIA, 2013d). No entanto, a sazonalidade do preço tende a reduzir devido ao crescimento do mercado de termoelectricidade, que garantirá uma demanda relativamente constante ao longo do ano, suavizando os ciclos da demanda do energético nesse mercado.

Ainda no âmbito da análise do mercado internacional de gás natural, especialmente sob a ótica da oferta, cabe destaque à possibilidade de exportações do energético por parte dos EUA. O *Department of Energy* – DoE, após longas análises, aprovou a construção de quatro terminais de liquefação de gás natural – GNL - no país, a maioria localizada na costa do golfo do México³⁹, onde há elevada oferta de gás natural. Não obstante, ainda estão em análise mais de vinte pedidos para exportação de GNL a parceiros comerciais norte-americanos que não assinaram um acordo de livre comércio com o país. Caso todas as solicitações de exportação sejam autorizadas, o conjunto de terminais de liquefação representaria uma capacidade nominal de até 1/3 da atual produção norte-americana de gás natural. As autorizações de exportação já concedidas representam um acréscimo de, aproximadamente, 20% do volume total de GNL comercializado no mundo (considerando o ano de 2012), ou seja, aproximadamente 65 bilhões de m³ por ano.

³⁹ Um no Texas (Freeport LNG, em 10/05/2011, capacidade de 1,4 Bcf/d), dois na Louisiana (Cheniere's Sabine Pass LNG Terminal, em maio de 2011 e capacidade de 2,2 Bcf/d; e Lake Charles Exports em 07/08/2013, capacidade de 2 Bcf/d) e o último em Maryland (Dominion Cove Point LNG, em 11/09/2013, capacidade de 0,77 Bcf/d) (Energy, 2013; Natural Gas Europe, 2013).

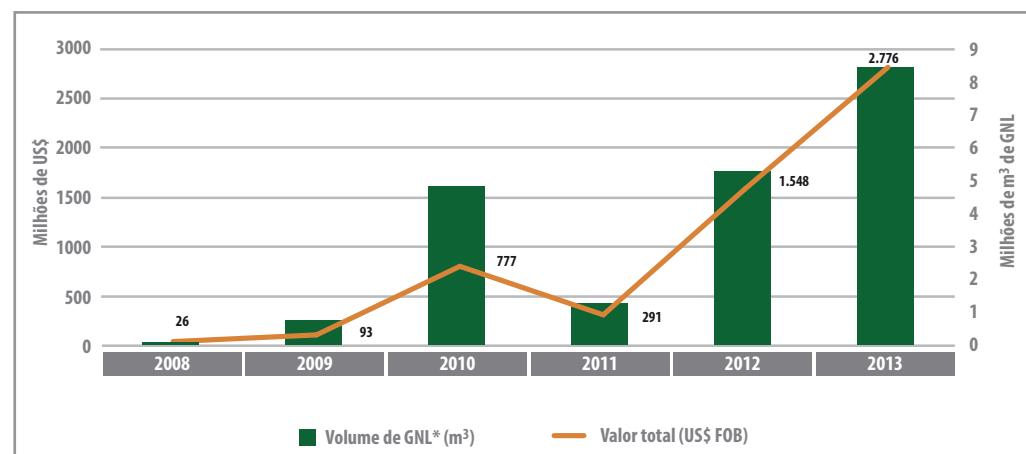
1.2.1 O mercado internacional e a demanda brasileira

Em 2013, a demanda de GNL brasileira demonstrou forte crescimento, passando de 5,09 milhões de m³, em 2012, para 8,29 milhões de m³, em 2013, representando um incremento de 62,86%. O respectivo volume importado correspondeu a uma média diária de 14,57 milhões de m³ de gás natural⁴⁰ (MME, 2014).

Conforme dados do Ministério de Minas e Energia (MME), tal elevação, quando comparada ao ano de 2012, pode ser explicada pela alta demanda térmica para a geração de energia elétrica, bem como pelo incremento da demanda industrial. Destaca-se que, pela primeira vez, a demanda térmica foi superior à demanda industrial durante o primeiro semestre de 2013, mantendo-se em nível superior ao observado no ano de 2012 (Reuters, 2013a; MME, 2014).

O Gráfico 14 traz a série histórica das importações brasileiras de GNL, de 2008 a 2013.

Gráfico 14 – Volume de importações de GNL e valores totais gastos



Fonte: elaboração própria através de dados do MME (2014).

*Representa a quantidade de GNL convertida para metros cúbicos.

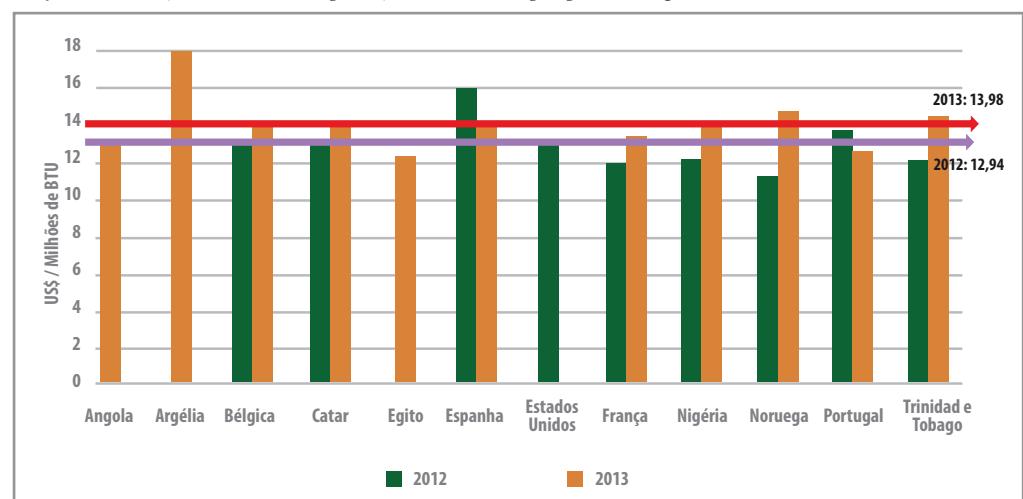
No âmbito do mercado internacional, os países que mais forneceram GNL para o Brasil, no decorrer do ano de 2013, foram Trinidad e Tobago, responsável por 43,01% do total de importações; Espanha (15,94%); Nigéria (15,62%); e Noruega (8,47%). É interessante notar que 21,44% do GNL desembarcado no Brasil foram originários de reexportações de países europeus que não possuem terminais de liquefação⁴¹.

⁴⁰ É importante notar que existe uma proporção entre m³ de GNL e os m³ do gás natural, situada aproximadamente em 600:1 (após a regaseificação). Entretanto, podem ocorrer perdas associadas ao processo de regaseificação e transporte que fazem com que os volumes não sejam exatamente idênticos.

⁴¹ Espanha, Bélgica, França e Portugal.

O Gráfico 15 apresenta um comparativo entre os preços médios⁴² de importação de GNL no Brasil, considerando os países de origem e os volumes importados nos anos de 2012 e 2013.

Gráfico 15 – Preços médios das importações brasileiras, por país de origem - 2012 a 2013



Fonte: elaboração própria através de dados de MME (2014).

O Gráfico 15 demonstra que, em 2013, para a maioria dos países fornecedores, houve elevação nos preços médios⁴³ de GNL quando comparados com a média de 2012 (exceções são Espanha e Portugal). O preço médio em 2013 atingiu US\$ 13,98/milhão de BTU, enquanto que, em 2012, foi de US\$ 12,94/milhão de BTU, representando um incremento de 4%.

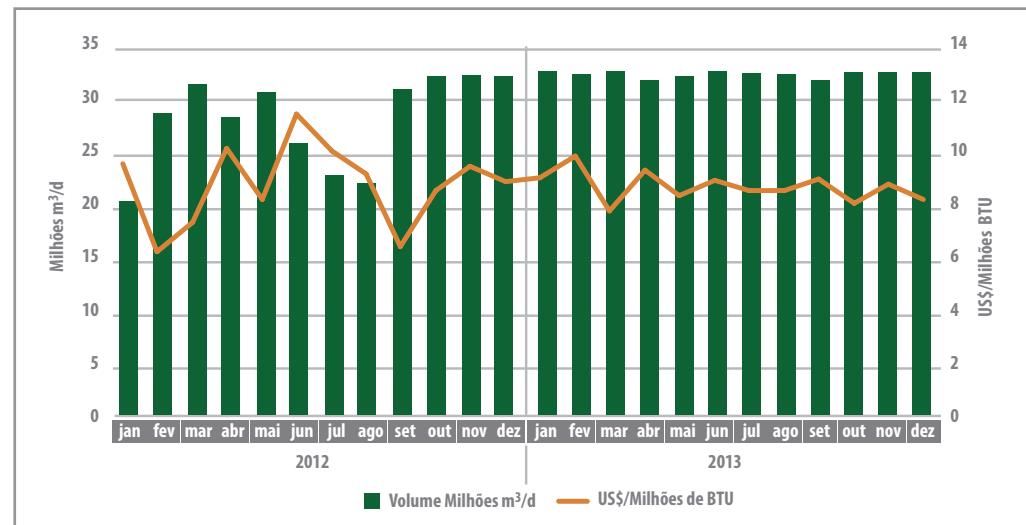
Este aumento da demanda de GNL no Brasil, ao longo dos últimos três anos, tende a reforçar a perspectiva de, pelo menos no curto e médio prazos, alterar o padrão de oferta nacional de gás natural. Isto porque o GNL se mostra como alternativa energética para a geração de energia elétrica, atendendo aos despachos das usinas termoelétricas nacionais determinados pelo ONS.

Ainda com relação à importação de gás natural, o Gráfico 16 explicita os volumes importados do energético por meio do gasoduto Brasil-Bolívia, considerando as médias diárias de cada mês, no período de 2012 a 2013, e os respectivos preços médios.

⁴² Os valores são calculados considerando-se a massa específica do GNL de 456 kg/m³, à razão de conversão volume gasoso-líquido de 600:1.

⁴³ Foi realizada média simples, ponderando o preço da carga pelo volume total da carga.

Gráfico 16 – Volume de importações de gás natural boliviano e seus preços - 2012 a 2013



Fonte: elaborado a partir de dados do MME (2014) e MDIC (2014).

A observação do Gráfico 16 permite inferir que houve incremento no volume importado da Bolívia, passando de uma média de 27,56 milhões de m³/dia no ano de 2012 para 31,75 milhões de m³/dia em 2013, representando uma elevação de 15,2%. Os dados de preço do energético indicam que, apesar da maior oscilação ao longo de 2012, a cotação média (ponderada pelo volume de importações) foi muito semelhante nos dois anos analisados: US\$ 8,86/milhão de BTU, em 2012, e US\$ 8,88/milhão de BTU, em 2013.

Por fim, vale salientar que o gás natural importado já ocupa posição mais importante do que o gás produzido nacionalmente. No decorrer do ano de 2013, o gás importado foi responsável por 50,5% do gás total ofertado ao mercado, tendo atingido o pico de 54,1% nos meses de maio e outubro e seu vale ocorre no mês de dezembro, quando é o responsável por 45,7% (MME, 2014).

No entanto, tal configuração, caracterizada pelo incremento da importação do gás natural para atendimento da demanda nacional, traz impactos à balança comercial brasileira, especialmente tendo em vista os custos mais elevados de aquisição do energético na modalidade GNL. A parte 2 – Mercado Nacional, deste Boletim, irá apresentar, de forma consolidada, os impactos das movimentações de petróleo, derivados e gás natural na balança comercial brasileira.

1.3 Preços do etanol nos EUA

Bruno Conde Caselli
Bruno Valle de Moura

No setor de biocombustíveis estadunidense mereceu destaque, em 2013, a forte oscilação dos preços de créditos de etanol, os chamados *Renewable Identification Numbers* (RINs). Estes créditos estão inseridos na política de incentivo ao uso de combustíveis renováveis daquele país: o *Renewable Fuel Standard* (RFS), descrito mais adiante.

Assim como realizado nos anos anteriores, a análise do comportamento dos preços de etanol abrange as informações de produção, comércio externo e preços do biocombustível nos EUA e no Brasil, observando-se os mercados de forma comparada. Em seguida, será contextualizado o mercado de RINs norte-americano, destacando-se as flutuações atípicas observadas nos preços de créditos de etanol ao longo de 2013. Ao final, serão apresentadas as perspectivas do mercado, à luz das metas de mistura obrigatória de combustíveis renováveis propostas para 2014, no âmbito do RFS.

1.3.1 Produção de etanol nos EUA e no Brasil

Estados Unidos e Brasil respondem conjuntamente por cerca de 85% da produção mundial de etanol, que totalizou aproximadamente 92 bilhões de litros do biocombustível em 2013 (RFA, 2014; USDoE, 2014; e MAPA, 2014)⁴⁴. A trajetória de cada país, no entanto, mostrou-se distinta, conforme apresentado no Gráfico 17. A produção norte-americana ultrapassou a brasileira em 2006 e cresceu aceleradamente entre 2007 e 2010, especialmente em virtude das políticas de combustíveis renováveis e dos altos preços de petróleo. Em 2013, assim como no ano anterior, foi observado um declínio do volume total de etanol produzido, atingindo 50,4 bilhões de litros (valor muito próximo ao de 2012, quando foram produzidos 50,3 bilhões de litros). Na medida em que o etanol nos EUA é comercializado somente misturado à gasolina⁴⁵, é possível inferir que essa estagnação da produção esteve relacionada às limitações da demanda interna, tanto por questões de infraestrutura de abastecimento para misturas superiores a E10, quanto pela fraca demanda de gasolina, que vem apresentando tendência de queda desde 2008, sobretudo como resultado das políticas de eficiência veicular desenvolvidas⁴⁶.

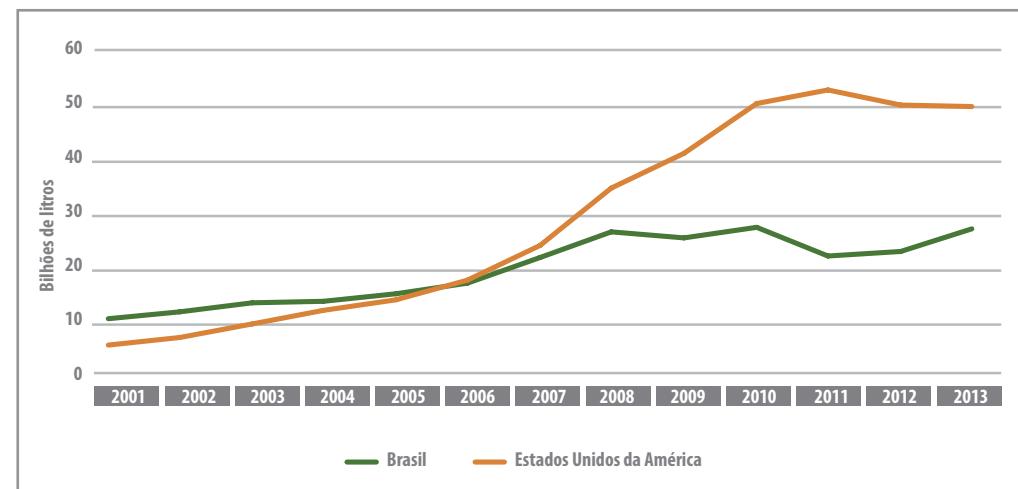
⁴⁴Em 2013, os EUA produziram 50,4 bilhões de litros (USDA, 2014), enquanto o Brasil produziu 27,6 bilhões de litros (MAPA, 2014).

⁴⁵Ou seja, diferentemente do Brasil, no mercado norte-americano não há venda de etanol hidratado (aproximadamente 5% de água em base volumétrica) para uso direto nos motores dos veículos. O etanol é vendido sempre misturado, na forma anidra (máximo de 1% de água em base volumétrica; no Brasil o anidro tem aproximadamente 0,5%), à gasolina.

⁴⁶Mais informações sobre o desenvolvimento de tecnologia para motores veiculares podem ser obtidas no Estudo Temático 07/2013/SPD, intitulado “Penetração de Novas Tecnologias Automotivas nos Estados Unidos”, disponível na página da ANP em <<http://www.anp.gov.br/?dw=68266>>.

Já a produção no Brasil vem enfrentando obstáculos desde 2009, quando a crise financeira se abateu sobre os produtores e condições climáticas mostraram-se desfavoráveis em 2010 e 2011. Em 2013, todavia, houve recuperação do volume produzido, que retornou ao patamar de 2010, atingindo 27,6 bilhões de litros. A retomada foi possível graças ao clima mais favorável, aos investimentos em renovação dos canaviais (com condições especiais de financiamento estatal), à queda dos preços internacionais de açúcar, ao aumento da mistura compulsória de etanol anidro à gasolina e à preexistência de infraestrutura de abastecimento para hidratado (herdada do Proálcool dos anos 70). Além disso, o crescimento acentuado nas vendas de veículos leves, ao longo dos últimos anos no país, tem contribuído para a elevação do consumo de combustíveis do ciclo Otto, o que, por conseguinte, também impacta positivamente a demanda de etanol (hidratado e anidro).

Gráfico 17 – Evolução da produção de etanol no Brasil e nos EUA, entre 2001 e 2013



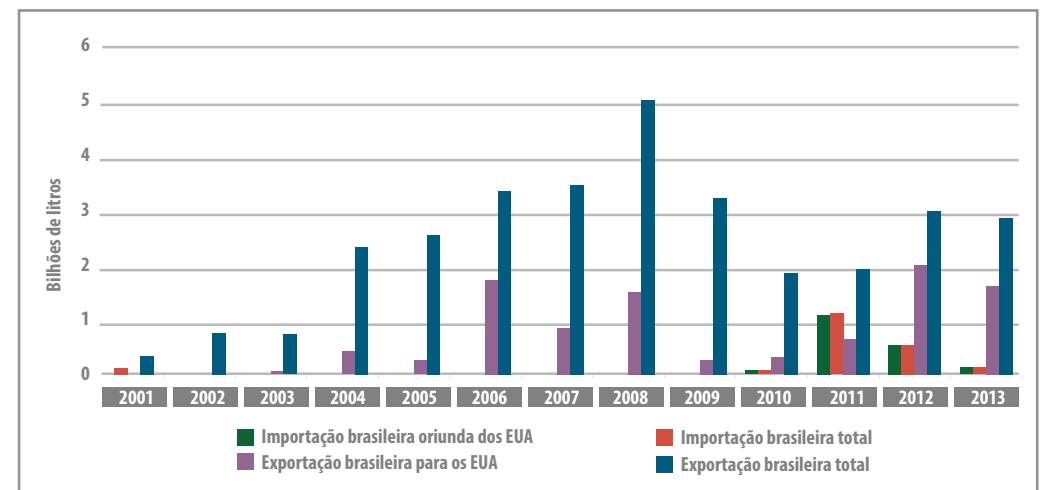
Fonte: elaboração própria a partir de dados do Ministério de Agricultura, Pecuária e Abastecimento – MAPA e Energy Information Administration – EIA/DOE.

Vale mencionar que, apesar de o etanol se constituir de um produto relativamente homogêneo quanto à qualidade, há diferenças a serem ressaltadas nos processos produtivos. Enquanto o etanol no Brasil é feito principalmente com base na cana-de-açúcar, nos EUA a matéria-prima é o milho. Essa diferenciação acaba por afetar as produtividades, os rendimentos energéticos e as reduções de emissões de gases de efeito estufa (GEE) frente aos combustíveis fósseis substituídos. O etanol de cana demonstra-se superior ao de milho nos três quesitos (Wang, 2012). Como veremos adiante, estas características possibilitam a definição, no âmbito do programa RFS norte-americano, do etanol brasileiro como biocombustível avançado, ampliando as possibilidades de exportação do produto.

1.3.2 Fluxos de etanol entre EUA e Brasil

Na observação dos fluxos do produto entre os dois países, conforme Gráfico 18, percebe-se que, em momentos de restrição na produção interna (2011 e 2012), o Brasil recorreu basicamente ao etanol norte-americano para complementar a oferta interna de anidro. Já no sentido inverso, as exportações brasileiras possuem destinos mais diversificados, ainda que, nos anos de 2006, 2012 e 2013, os EUA tenham recepcionado mais de 50% dos embarques de etanol brasileiro.

Gráfico 18 – Evolução das importações e exportações de etanol do Brasil: totais e com os EUA, entre 2001 e 2013



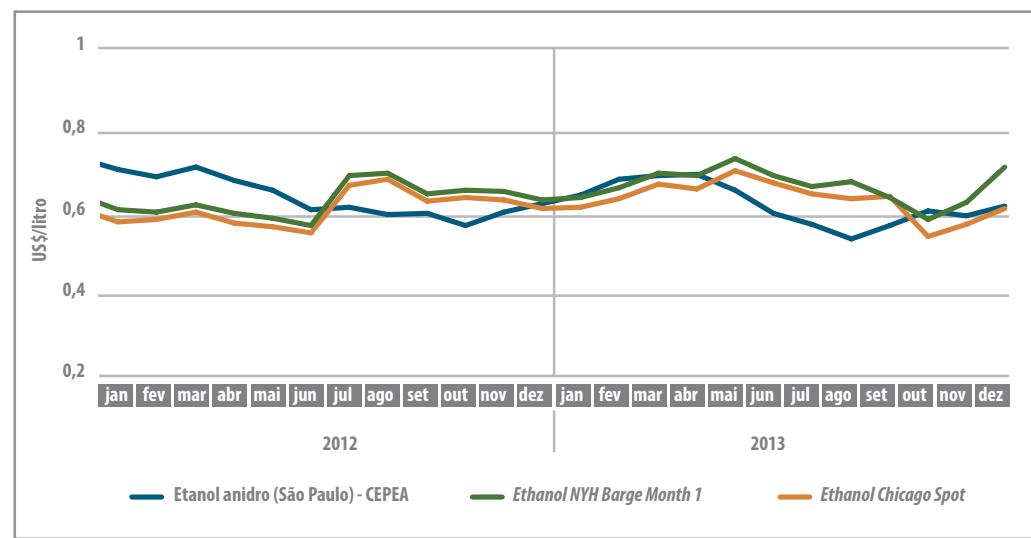
Fonte: elaboração própria a partir de dados da Secretaria de Comércio Exterior – Secex/MDIC.

Em 2013, os EUA importaram 2,3% do etanol consumido internamente, sendo 79% do volume importado oriundo do Brasil. Do etanol consumido no Brasil em 2013, 0,64% foi importado, sendo quase a totalidade com origem nos EUA. As exportações brasileiras para os norte-americanos totalizaram 1,7 bilhão de litros em 2013, o equivalente a 6% da produção nacional.

1.3.3 Preços de etanol nos EUA e no Brasil

O Gráfico 19 apresenta o comportamento dos preços de etanol cotados no mercado à vista em Chicago, no mercado a termo em Nova Iorque e no mercado à vista em São Paulo.

Gráfico 19 – Comportamento dos preços médios de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA (mercado à vista), entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013



Fonte: elaboração própria a partir de dados do Platts e do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada - Cepea/Esalq/USP.

O preço de etanol anidro no Brasil, tendo como referência o Estado de São Paulo, descreveu trajetória sazonal em 2013, elevando-se 12,7% até abril (durante a entressafra) e decrescendo de maio até agosto, quando atingiu US\$ 0,524/litro, menor valor desde junho de 2010. A colheita de cana na região Centro-Sul inicia-se tradicionalmente em abril, embora a produção de etanol anidro se intensifique um pouco mais tarde. Em setembro, o preço iniciou nova alta e fechou o ano em US\$ 0,614/litro, patamar muito próximo ao atingido em 2012⁴⁷.

Nos EUA, por sua vez, os preços do anidro atingiram o pico do ano em maio (US\$ 0,684/litro em Chicago e US\$ 0,701/litro em Nova Iorque), fundamentados no alto patamar de preços do milho (ainda em decorrência do fraco desempenho da safra em 2012) e na forte demanda por mistura de combustíveis renováveis, que foi impulsionada pela alta acentuada do preço do chamado RIN D6 (detalhado no próximo subitem). No momento seguinte, com a redução dos preços do RIN, as cotações caíram até chegar, em outubro, a US\$ 0,531/litro em Chicago e US\$ 0,577/litro em Nova Iorque, equivalente a reduções de 12,7% e 9,2%, respectivamente, em relação ao começo do ano.

Já nos dois últimos meses do ano, o preço de etanol no porto de Nova Iorque apresentou elevação, descolando do preço em Chicago, em razão, especialmente, de restrições logísticas no transporte de etanol do meio-oeste – principal região produtora – até a costa leste (Parker, 2013). Na média de 2013, os preços de etanol anidro nos EUA estiveram 4,3% e 6,6% (Chicago e Nova Iorque, respectivamente) acima dos preços médios de 2012.

⁴⁷ Mais detalhes acerca do comportamento do preço de etanol no Brasil podem ser observados no capítulo 1 da parte 2 deste BAP 2014.

1.3.4 Preços dos créditos RIN

Desde 2005, com a promulgação do *Energy Policy Act*, os EUA têm desenvolvido políticas de incentivo à mistura de combustíveis renováveis aos derivados de petróleo utilizados na frota de veículos do país⁴⁸, notadamente gasolina e diesel. A Agência de Proteção Ambiental americana (EPA – *Environmental Protection Agency*, na sigla em inglês), no âmbito da regulamentação do já mencionado *Renewable Fuels Standard Program* (RFS), tem estabelecido metas anuais de venda de combustíveis renováveis, considerando as categorias de biocombustíveis convencionais, celulósico e avançado, e diesel de biomassa⁴⁹. As metas anuais de consumo de biocombustíveis são estabelecidas de acordo com a capacidade de redução de emissões de GEE dos diferentes biocombustíveis em relação a níveis de referência de 2005: o etanol de cana e o biodiesel enquadram-se como combustíveis avançados (50% de redução de emissões), enquanto o etanol de milho é considerado apenas como combustível renovável (20% de redução de emissões).

O programa tem como objetivo estabelecer as bases para a redução das emissões de GEE e para a diminuição da importação de petróleo, assim como incentivar o desenvolvimento e a expansão do setor de combustíveis renováveis nos Estados Unidos⁵⁰. Além de se relacionar diretamente com os interesses do setor agrícola norte-americano, em especial no que tange ao cultivo de milho (utilizado para produção de etanol) e de oleaginosas (para a produção de biodiesel), a execução de tal política de uso de combustíveis renováveis impacta outros setores da economia norte-americana, como a produção de derivados de petróleo (em particular, as refinarias), as empresas automobilísticas (no desenvolvimento de tecnologias para motores veiculares) e o mercado financeiro (por exemplo, com relação às negociações dos denominados RINs – *Renewable Identifications Numbers* - ver box 1).

⁴⁸ Em 2007, após aprovação pelo Congresso Americano, o programa de incentivos ao uso de combustíveis renováveis foi fortalecido pelo *Energy Independence and Security Act*.

⁴⁹ O padrão de combustíveis renováveis (RFS), criado pelo *Energy Policy Act* de 2005 e expandido a partir do *Energy Independence and Security Act* de 2007, define metas e prazos para quatro categorias de biocombustíveis a serem adicionados no fornecimento de combustíveis veiculares do país. Cada categoria deve atender aos requisitos específicos quanto à sua matéria-prima e suas emissões de gases de efeito estufa do ciclo de vida. As quatro categorias são: biocombustíveis convencionais (etanol), celulósico e avançado, e diesel de biomassa. A meta para os biocombustíveis convencionais está prevista para chegar ao seu limite máximo de 56 bilhões de litros até 2015, enquanto as demais categorias continuam crescendo até o RFS total previsto de 136 bilhões de litros até 2022 (EPA, 2013).

⁵⁰ Informações disponíveis no website do programa www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/index.htm.

BOX 1 - O SISTEMA DE RINS NOS EUA

O sistema de RINs foi criado pela EPA para facilitar o cumprimento do RFS. O RIN é um código numérico de 38 caracteres que corresponde a um volume de combustível renovável produzido ou importado pelos Estados Unidos. Os RINs permanecem atrelados ao combustível renovável ao longo do sistema de distribuição, mesmo após trocar de propriedade. Uma vez que o combustível renovável é misturado com o combustível fóssil, o RIN pode ser “destacado” do combustível renovável e destinado a uma das três finalidades: atender metas correntes do RFS, ser guardado para atendimento de metas futuras ou comercializado (USDA, 2011).

Os mandatos do RFS são rateados entre as ditas “partes sujeitas à obrigação” – produtores e/ou importadores de gasolina e diesel – com base na sua produção e/ou importação anual. A cada ano, as partes sujeitas à obrigação têm de cumprir com a sua parcela proporcional dos mandatos RFS acumulando RINs, seja misturando combustível renovável ou mediante a compra de RINs no mercado (USDA, 2011).

Em 2013, conforme pode ser observado no Gráfico 20, o preço do RIN D6 (etanol convencional) apresentou comportamento completamente atípico, saindo do patamar habitual de menos de US\$ 0,10/galão para o de US\$ 0,30/galão em fevereiro, ultrapassando US\$ 1,00/galão no mês seguinte e atingindo US\$ 1,40/galão em julho de 2013.

A principal motivação por trás desse movimento brusco dos preços de RIN D6 foi o receio de aproximação da barreira volumétrica de mistura E10⁵¹, o chamado *blendwall* (USDA, 2013). Isto estaria ocorrendo devido à redução, desde 2008, do consumo de gasolina nos EUA⁵² (contrariando as estimativas feitas quando da criação do RFS) e a questões de infraestrutura de abastecimento e de garantia dos automóveis pelas montadoras, que dificultam o avanço do uso de misturas superiores a 10% de etanol na gasolina.

Gráfico 20 – Evolução dos preços de créditos de etanol (RIN D6) e biodiesel (RIN D4), entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013



Fonte: Platts, 2014.

As elevações abruptas dos preços de créditos de etanol, conforme o Gráfico 20, têm reflexos nos desembolsos das refinarias⁵³, que não conseguem atingir as metas do RFS via mistura e têm de comprar créditos no mercado. Na medida em que estes custos são repassados ao preço da gasolina, o consumidor final norte-americano pode sentir os impactos da elevação dos preços de crédito de etanol. No entanto, não há consenso acerca deste repasse de custos. Alguns estudos⁵⁴ argumentam que o efeito líquido de metas ambiciosas do RFS sobre os preços do E10 pode ser bastante ameno, se não negativo, na hipótese de redução do preço e aumento do consumo do E85⁵⁵, o que iria ao encontro do cumprimento das metas ambiciosas.

O comportamento dos preços do RIN D6, descrito no Gráfico 20, pode ser explicado pelo modelo proposto por Irwin (2013) e ilustrado no Gráfico 21. De acordo com o modelo, a curva de demanda em função dos preços relativos de etanol (sobre os da gasolina) tem um segmento vertical (perfeitamente inelástica) em 5 bilhões de galões⁵⁶, que representa a demanda mínima por etanol como um substituto do MTBE. Entre 5 e 13 bilhões de galões, a curva de demanda torna-se horizontal (perfeitamente elástica) para preços de etanol iguais a 110% dos preços da gasolina. E volta a ser vertical (perfeitamente inelástica), refletindo o *blendwall* do E10 situado, por hipótese, em 13 bilhões de litros.

⁵¹ Nos EUA, as misturas mais comuns de etanol anidro e gasolina são: E10, E15 e E85, em que a parte numérica representa o percentual de etanol. E10 é a mistura majoritariamente utilizada. A mistura E15 foi aprovada em 2011 para automóveis fabricados de 2001 em diante. Misturas superiores a E15 são direcionadas somente a veículos dotados da tecnologia flex. No inverno, o teor de etanol no E85 é reduzido a fim de se evitarem problemas na partida a frio, mas mantém-se a sigla.

⁵² Entre 2007 e 2012, o referido consumo retraiu-se 7,6%, efeito concomitante da crise econômica e do aumento de eficiência energética dos veículos novos (SPD, 2013). Em 2013, houve ligeira expansão de 1,4%.

⁵³ Aspectos logísticos trazem complicações adicionais, pois a mistura de etanol à gasolina não pode ser transportada via dutos, necessitando de instalações para a realização da mistura em terminais rodoviários.

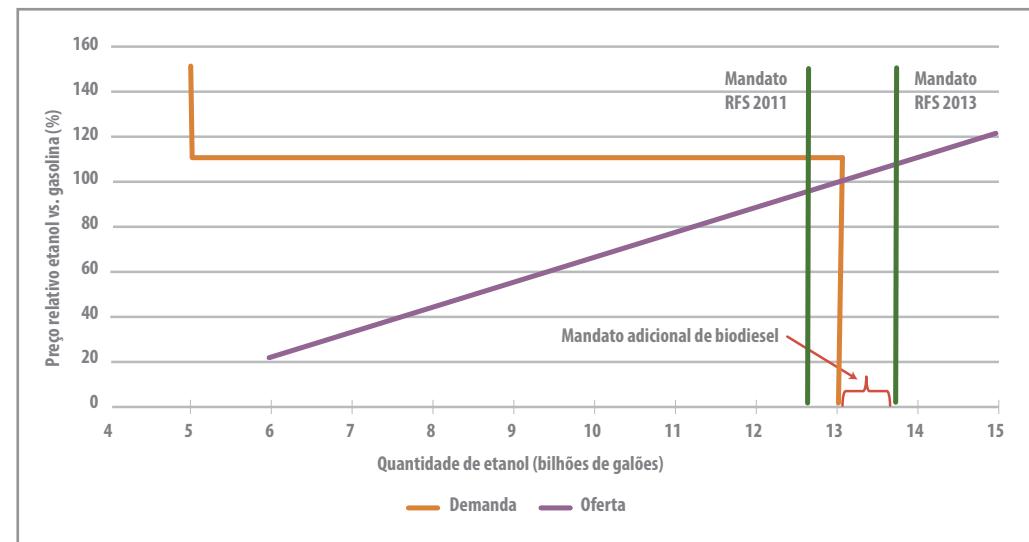
⁵⁴ Pouliot (2014) e Informa (2014) são exemplos.

⁵⁵ Segundo Pouliot (2014), para haver expansão da demanda de E85, o preço de etanol teria de cair, o que afetaria negativamente o preço do E10; concomitantemente ao aumento de demanda por E85, haveria uma redução da demanda por E10 pelos veículos flex, o que também pressionaria para baixo os preços de E10.

⁵⁶ Este representaria o volume mínimo de consumo de etanol, independente do preço relativo entre os dois combustíveis. Ela é vertical porque os preços de oxigenantes alternativos são proibitivos.

As linhas verticais verdes representam os mandatos de etanol do RFS para 2011 (12,6 bilhões de galões) e para 2013 (13,8 bilhões de galões). Assim, é possível observar que o mandato para 2011 não acarretou problemas do ponto de vista da demanda, tendo em vista que o volume é inferior ao *blendwall*. Já para o ano de 2013, considerando o mandato RFS de 13,8 bilhões de litros, a mistura obrigatória definida pela EPA excede a *blendwall* do E10 localizado em 13 bilhões de galões (Irwin, 2013).

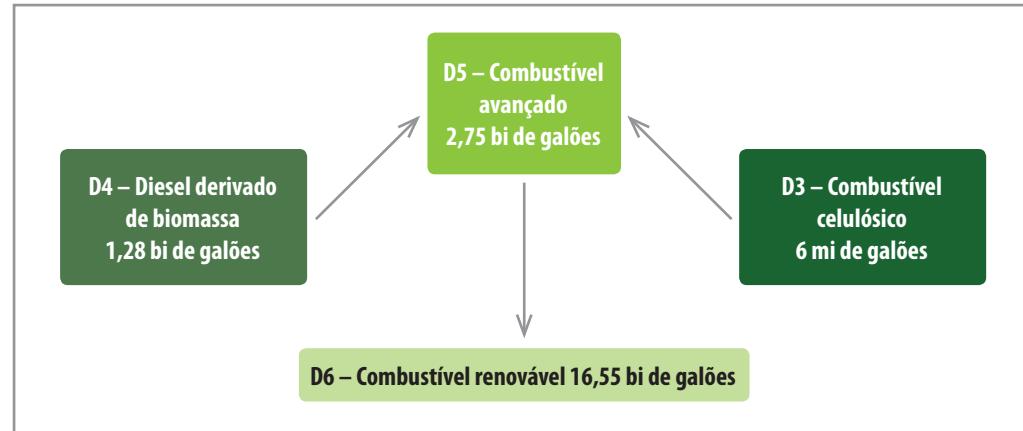
Gráfico 21 – Modelo de oferta e demanda de etanol condicionado ao preço de gasolina e à barreira do E10



Fonte: Irwin, 2013.

Se, por um lado, existem as limitações de mistura de etanol já mencionadas, por outro, o RFS possui certa flexibilidade, pois permite o acúmulo de estoques de RINs para o cumprimento de mandatos do ano seguinte e a utilização de RINs aninhados mais elevados para atender mandatos de RINs inferiores (ver Figura 1).

Figura 1 – Mandatos⁵⁷ aninhados do RFS para 2013



Fonte: elaboração própria a partir de dados de EPA, 2013.

Obs.: como indicado pelas setas, um determinado tipo de RIN pode contribuir para o cumprimento de outros mandatos nos quais ele está contido. Por exemplo, o biocombustível celulósico (D3) também pode ser usado para atender ao mandato de biocombustível avançado (D5) e ao mandato geral do RFS (D6). No entanto, um biocombustível avançado não celulósico (D5) – por exemplo, o etanol de cana-de-açúcar – não pode ser utilizado para atender ao celulósico (D3) ou a mandatos de diesel derivado de biomassa (D4). Da mesma forma, o etanol de milho só pode ser utilizado para atender ao mandato total de RFS (D6) e não ao de avançado (D5), de celulósico (D3) ou de diesel derivado de biomassa (D4).

Com base neste mecanismo, se o estoque de RINs D6 for zero, a lacuna de 800 milhões de galões (decorrente da diferença entre o mandato de 13,8 bilhões de galões para 2013 e o *blendwall* de 13 bilhões de etanol) será preenchida pela categoria aninhada logo acima. No decorrer de 2013, o biodiesel era o único combustível renovável candidato a esse papel, por estar disponível em grandes quantidades. Dessa forma, para que o biodiesel atenda à lacuna mencionada anteriormente, além do mandato estabelecido pela EPA para o biodiesel em 2013 (1,28 bilhão de galões), o volume necessário deste combustível renovável subiria para 1,81 bilhão de galões⁵⁸ (Irwin, 2013).

Na realidade, há um grande estoque de RINs de etanol (D6) que pode ser utilizado para atender à lacuna de renováveis criada pelo *blendwall*. O ponto interessante mostrado pela análise é que o valor dos RINs D6 estocados deve ser basicamente igual ao preço dos RINs de biodiesel (D4), uma vez que, na ausência de estoque de RINs D6, a lacuna teria de ser preenchida mediante a produção e mistura de biodiesel (Irwin, 2013). Na especificação dos RINs D4, contudo, pode ocorrer um prêmio, pois estes podem atender também aos mandatos de diesel derivado de biomassa e de combustível avançado, além do mandato geral de combustíveis renováveis (EIA, 2013).

Na iminência do *blendwall* para o etanol, portanto, os preços dos RINs D6 passaram a ser governados pelos preços dos RINs D4. Estes, por sua vez, são determinados pela

⁵⁷ Volumes expressos em etanol-equivalente, exceto o diesel derivado de biomassa.

⁵⁸ Para converter o biodiesel em etanol-equivalente multiplica-se por 1,5. Sendo assim, a lacuna de 800 milhões de etanol seria equivalente a 533 milhões de galões de biodiesel.

margem de mistura do biodiesel ao diesel mineral⁵⁹. Esta rede de inter-relações revela, em última instância, que, nesse contexto, o mecanismo do RIN conferiu aos preços de biodiesel papel crucial na configuração dos preços de créditos de etanol.

Por outro lado, há opiniões entre os analistas que atribuem as oscilações acentuadas em 2013 à atuação especulativa de grandes agentes do mercado financeiro na comercialização dos créditos RIN. A opacidade do mercado de crédito de etanol torna difícil determinar até que ponto os grandes agentes financeiros têm negociado os créditos, uma vez que regras comuns a quase todos os outros mercados – sobre transparência e limites de posição, por exemplo – não se aplicam ao comércio de RINs. Por não serem negociados em bolsa, a dificuldade de comprar e vender os créditos torna a intermediação lucrativa e enseja a atuação dos bancos (NYT, 2013).

Como verificado no Gráfico 20, entre o fim de julho e meados de novembro, porém, os preços dos créditos de etanol arrefeceram, refletindo a acomodação das expectativas do mercado em relação aos preços futuros, promovida por especulações acerca da proposta da EPA de redução das metas volumétricas para 2014 no âmbito do RFS. Após a divulgação oficial, os preços sofreram uma pequena correção para cima.

1.3.5 Expectativa de metas do RFS2 para 2014

Após o intenso debate ocorrido, em 2013, nos EUA, a EPA divulgou, em novembro, a proposta de metas volumétricas para mistura de combustíveis renováveis em 2014, no âmbito do RFS (Tabela 3). Os números foram submetidos a consulta pública durante 60 dias. O volume proposto para a categoria do etanol de milho representa uma redução de 16% em relação ao volume originalmente estabelecido, confirmando as expectativas do mercado. A meta para biocombustíveis avançados foi diminuída em 41% e a de biocombustível celulósico, em 99%. Já a meta para diesel derivado de biomassa foi elevada em 28%.

Tabela 3 – Volumes do RFS propostos para 2014 (bilhões de galões)

Categoria	Volume proposto	Volume original
Biocombustível celulósico	0,017	1,75
Diesel derivado de biomassa	1,28	1
Biocombustível avançado	2,2	3,75
Combustível renovável	15,21	18,15

Obs.: volumes em etanol-equivalente, exceto diesel derivado de biomassa. 1 galão = 3,78541178 litros

Fonte: EPA, 2013b.

⁵⁹ A margem dessa operação é calculada com o preço do diesel mineral menos o preço do biodiesel mais o crédito governamental (quando aplicável).

Conforme pode ser extraído das discussões travadas, os defensores da redução do volume proposto para combustíveis renováveis, em consonância com as expectativas da indústria petrolífera, argumentam que metas próximas ao *blendwall* poderiam provocar no mercado uma “espiral decadente”, em que cada parte sujeita a obrigação, a fim de cumprir com as metas do RFS, teria de reduzir a oferta de combustíveis fósseis, resultando, por fim, num aumento dos preços dos derivados de petróleo (diesel e gasolina) ao consumidor final. A redução efetiva das metas beneficiaria diretamente as refinarias, pois, além de eliminar a necessidade de investimento em infraestrutura, preservaria a participação da gasolina no mercado. Além disso, outros grupos contrários ao etanol de milho alertam sempre para o risco de aumento dos preços do milho e da inflação dos preços dos alimentos (Babcock, 2013).

As posições opostas ficaram nítidas nos comentários que o American Petroleum Institute (API), a Renewable Fuels Association (RFA) e o grupo Growth Energy encaixaram a um *white paper* publicado pelo *House Energy & Commerce Committee* do Congresso Norte-Americano em julho de 2013⁶⁰. O documento discutiu a implementação e a condução do programa, listando seus prós e contras, e questionou se haveria problemas com a produção de combustíveis renováveis que justificassem a intervenção legislativa e se a fixação de volumes obrigatorios anuais por parte da EPA estaria ocorrendo adequadamente.

Aqueles contrários à redução das metas argumentam que o gargalo para a expansão do biocombustível se encontra na distribuição, cujos agentes são tradicionalmente ligados às empresas de petróleo. Seriam necessários investimentos em novas bombas para abastecimento com misturas superiores a E10 e o melhor incentivo para isto seria a manutenção de metas ambiciosas para o consumo de combustíveis renováveis (Babcock, 2013).

No setor de combustíveis renováveis, os biocombustíveis celulósicos ou de segunda geração representam a fronteira tecnológica e, há anos, vêm prometendo fornecer energia renovável para transporte, sem impactos sobre a segurança alimentar e com efeitos ambientais positivos. Todavia, os empreendimentos nessa área não têm conseguido corresponder às expectativas iniciais, pois os produtos ainda não estão disponíveis em grandes volumes e a preços competitivos. As opiniões favoráveis ao avanço desse segmento alegam que metas arrojadas são indispensáveis ao desenvolvimento da produção em escala comercial.

⁶⁰ Ao longo do primeiro semestre de 2013, o Comitê publicou uma série de *white papers* como um primeiro passo na revisão do programa de combustíveis renováveis (RFS). Segundo o Comitê, após cinco anos de sua última revisão, e com os dados disponíveis a partir da observação de sua implementação real, surgiram vários desafios, os quais receberam pouca ou nenhuma consideração antes da aprovação do *Energy Independence and Security Act* de 2007. Esta constatação, somada à percepção de mudança no cenário energético global desde 2007, fez com que o Comitê julgasse apropriada uma avaliação do programa, consubstanciada em cinco *papers*: *Blend Wall / Fuel Compatibility Issues* (publicado em 20 de março de 2013), *Agricultural Sector Impacts* (publicado em 18 de abril de 2013), *Greenhouse Gas Emissions and Other Environmental Impacts* (publicado em 9 de maio de 2013), *Energy Policy* (publicado em 7 de junho de 2013) e *Implementation Issues* (publicado em 11 de julho de 2013). Todos os trabalhos estão disponíveis em <http://energycommerce.house.gov/rfs>.

Se prevalecerem os números propostos pela EPA, os preços dos RINs D6 podem descolar dos preços dos RINs D4 e arrefecer, não apresentando em 2014 o comportamento volátil do ano anterior. Contudo, as contribuições apresentadas à proposta da EPA e eventuais contestações jurídicas podem reavivar a discussão, desorientar as expectativas e provocar turbulências no comportamento dos preços em 2014.

As novas metas também podem trazer impactos sobre as exportações brasileiras, reduzindo-as drasticamente. Isso porque a meta volumétrica proposta para biocombustíveis avançados em 2014 (8,3 bilhões de litros) é 20% menor que a meta correspondente de 2013 (10,4 bilhões de litros). Considerando que, em 2013, as exportações de etanol brasileiro para os Estados Unidos somaram 1,65 bilhão de litros, o biodiesel norte-americano foi responsável por atender 8,75 bilhões de litros de etanol-equivalente da meta de biocombustíveis avançados. Esse nível de consumo, se mantido em 2014, é mais do que suficiente para o atendimento da meta proposta, dispensando a importação de etanol brasileiro.

Além disso, a redução do preço do milho em 2013, tendo em vista a safra recorde do grão, com uma produção cerca 30% superior ao ano de 2012, ampliou a margem bruta de produção de etanol e, consequentemente, aumentou a atratividade do biocombustível (EIA, 2013b) nos EUA⁶¹. Este cenário, associado à perspectiva de redução dos mandatos de mistura obrigatória, coloca o mercado externo como uma opção de escoamento da produção de etanol norte-americano, afetando as exportações brasileiras do biocombustível. Assim, a expectativa de produção de etanol e a definição das metas de mistura de combustíveis renováveis nos EUA serão fatores de grande impacto no comportamento dos preços do biocombustível no mercado estadunidense no ano de 2014.

2 QUARENTA ANOS DO CHOQUE DO PETRÓLEO: O REDESENHO DO MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO E SEUS IMPACTOS SOBRE OS PREÇOS

Eduardo Roberto Zana

2.1 Introdução

Em 2013, completaram-se 40 anos do primeiro choque de petróleo, ocorrido em 1973. Tal marco oferece a oportunidade para aprofundar a reflexão sobre as principais transformações no mercado internacional de petróleo, ao longo desse período, e o papel da OPEP num cenário atual significativamente diferente em relação ao dos anos 70, porém caracterizado por preços do petróleo em níveis historicamente elevados. Deste modo, o objetivo desta seção consiste em mostrar as principais transformações no mercado internacional de petróleo, a partir do 1º choque, e avaliar em que medida a OPEP mantém a capacidade de influenciar os preços da *commodity* nos dias atuais.

Esta seção está subdividida da seguinte maneira: na subseção 2.2 será realizado um panorama histórico do primeiro choque do petróleo, mostrando os principais elementos deflagradores desse processo. Em seguida, na subseção 2.3, serão apresentadas as principais implicações do primeiro choque do petróleo, destacando a consolidação da OPEP como organização constituinte do mercado internacional de petróleo e as modificações no sistema de precificação da *commodity*. Já na subseção 2.4, será mostrado que a capacidade da OPEP de influenciar os preços flutua conforme as condições de oferta e demanda no mercado internacional, e em função da existência de capacidade excedente de produção do *swing producer*⁶² e da atuação coesa da OPEP. Por fim, a última subseção reúne as principais conclusões.

2.2 Panorama histórico do 1º choque do petróleo (1973)

Em 17 de outubro de 1973, o mundo experimentava o 1º choque do petróleo, fato que viria a redesenhar a distribuição do excedente econômico e a modificar não só o mercado mundial de petróleo, mas a própria configuração econômica global. Quarenta anos atrás, os ministros do petróleo dos países integrantes da Organização dos Países

⁶¹ O milho representa o insumo de maior impacto nos custos de produção do etanol americano. De acordo com EIA (2013), em média, um *bushel* (25,4 kg) de milho produz 2,8 galões (10,6 litros) de etanol.

⁶² Os *swing producers* são agentes chamados “reguladores de mercado”, geralmente na forma de oligopólios ou monopólios, que, por meio da utilização de capacidade ociosa, são capazes de ampliar ou reduzir rapidamente a produção e a oferta de determinada mercadoria.

Arabes Exportadores de Petróleo (OPAEP)⁶³ (menos o Iraque), reunidos no Kuwait, anunciam os cortes de produção progressivos de 5% a cada mês, em resposta à ajuda norte-americana a Israel no conflito deflagrado por Egito e Síria no feriado judaico de *Yom Kippur* (BOUSSENA, 2002). Os cortes continuariam a aumentar progressivamente até que os objetivos políticos fossem alcançados, quais sejam: o retorno das fronteiras de Israel às vigentes em 1967, antes da Guerra dos Seis Dias, e a restauração dos direitos legítimos do povo palestino. Além disso, uma resolução secreta do grupo impunha aos Estados Unidos cortes de fornecimento mais rigorosos (YERGIN, 1993).

O corte de produção ampliou o desequilíbrio entre a oferta e a demanda do mercado mundial de petróleo e o resultado foi a quadruplicação dos preços do petróleo, saltando de US\$ 2,90/bbl para US\$ 11,65/bbl em apenas três meses. Neste contexto, a combinação de estoques em célere queda, falta de capacidade excedente de produção, concentração da oferta nos países da OPEP, escassez de navios petroleiros, além do contexto marcado por inflação e especulação em torno do dólar norte-americano, ajuda a explicar por que o embargo impactou substancialmente os preços do petróleo (O&GJ, 2005).

A sinalização de maior escassez de petróleo já havia ficado clara antes mesmo da sua utilização como arma política. As negociações entre as petrolíferas internacionais e a OPEP em relação aos *posted prices* (preços do petróleo de referência para o pagamento de *royalties*)⁶⁴, iniciadas em 8 de outubro, já haviam chegado num impasse, diante da negativa das companhias ocidentais de aceitarem o reajuste de 100% reclamado pela OPEP, percentual muito superior aos 15% de reajuste tolerados pelas petrolíferas internacionais. Os países da OPEP decidiram, então, reajustar unilateralmente os *posted prices* do *Arabian Light* em 70%, de US\$ 3,65 para US\$ 5,119, marcando assim uma nova era em termos da política de definição dos preços (YERGIN, 1993).

Apesar da aliança estratégica entre Estados Unidos e Arábia Saudita, a divulgação pelo presidente norte-americano R. Nixon (1969-1974) de pacote de ajuda militar a Israel no valor de US\$ 2,2 bilhões, dois dias após o início do embargo árabe, não deixou outra saída ao rei saudita Faisal senão decretar embargo total aos Estados Unidos⁶⁵, ação

⁶³ Vale ressaltar que, rigorosamente, não foi a Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) que declarou o embargo, como é costumeiramente reportado por diversas fontes, mas sim a Organização dos Países Árabes Exportadores de Petróleo (OPAEP), formada por países pertencentes à OPEP (com exclusão do Iraque) mais Egito e Síria.

⁶⁴ Apesar de a negociação envolver os preços de petróleo de referência para o pagamento de impostos e não o preço do petróleo em si, na prática, o mesmo acaba funcionando concomitantemente como um piso (já que as petrolíferas provavelmente não aceitariam praticar preços menores, tendo em vista os maiores custos envolvidos com *royalties*) (SEYMOUR, 2002).

⁶⁵ O crescimento das pressões sobre a Arábia Saudita para a utilização do petróleo como arma política, bem como o crescimento das hostilidades no próprio país, não deixava outra saída ao regime saudita senão aderir à ideia do embargo. Porém, vale lembrar que o rei Faisal não deixou de alertar os EUA de que o petróleo seria usado como arma se Washington não reorientasse a sua política externa em direção mais favorável à comunidade árabe. Faisal tentava prevenir os Estados Unidos quanto à necessidade de agir para mudar a direção dos acontecimentos, caso contrário o regime saudita perderia o controle da situação e, desta maneira, os próprios interesses norte-americanos na região seriam fortemente atingidos. Aos empresários da indústria petrolífera, Faisal foi ainda mais enfático ao avisar “vocês perderão tudo”, explicitando que a Arábia Saudita não correria o risco de ficar isolada no mundo árabe, o que significava que o seu suporte aos EUA não era irrestrito (YERGIN, 1993).

imediatamente acompanhada pelos demais aliados árabes. Finalmente, o petróleo era utilizado como arma política pelos países árabes⁶⁶, surpreendendo as autoridades americanas que, até então, viam tal possibilidade como remota, apesar das várias advertências tanto da Arábia Saudita quanto das próprias empresas petrolíferas norte-americanas (YERGIN, 1993)⁶⁷. Os EUA foram obrigados a adotar, no período do embargo, racionamento de combustível, com fortes implicações sobre a economia e o modo de vida norte-americano.

Diante da sucessão de mudanças fundamentais no mercado de petróleo, surgem questões acerca de quais seriam os principais fatores condicionantes do choque e que haviam propiciado essa alteração na correlação de forças entre países consumidores e países produtores e, principalmente, qual a capacidade do sistema de resistir a choques de diversas naturezas. Para isso, faz-se necessário compreender a configuração do mercado de petróleo no imediato Pós-Guerra e as mudanças sucedidas no período antecedente ao choque.

► *O mercado internacional de petróleo antes do 1º choque*

Durante a Segunda Guerra Mundial, o petróleo norte-americano foi decisivo para o rebalanceamento das forças em prol dos países aliados e, por conseguinte, para o desfecho do conflito. Em 1940, os EUA eram os maiores produtores mundiais, responsáveis por 63% da oferta total e, em 1943, chegaram a exportar perto de 15% de sua produção.

Não obstante, antes do fim da Segunda Guerra Mundial já se previa que o centro da produção mundial de petróleo iria se deslocar para o Golfo Pérsico, tendo em vista as gigantescas reservas existentes na região, cabendo assim aos EUA criar as condições para isso. Deste modo, seria possível economizar o próprio óleo norte-americano, a fim de minimizar os problemas decorrentes de um eventual novo conflito mundial (YERGIN, 1993).

Contudo, os EUA não esperavam abandonar a condição de exportador líquido tão rapidamente. Já em 1948, o país passou a depender de importações para atender à demanda, e, às vésperas do primeiro choque, tal dependência por petróleo externo alcançara ao

⁶⁶ Vale lembrar que, na Guerra dos Seis Dias, em 1967, houve tentativa de um embargo seletivo por parte dos países árabes contra os EUA, o Reino Unido e a Alemanha Ocidental. Porém, naquele momento, tal expediente não se mostrou eficaz, devido tanto ao excesso de capacidade dos países fora do Golfo Pérsico quanto de navios petroleiros disponíveis para contornar os transtornos advindos do fechamento do Canal de Suez (MOMMER, 2002).

⁶⁷ O que se denomina “embargo” era composto por dois elementos: um, mais amplo, referia-se à restrição progressiva, de 5% da produção de petróleo, a cada mês, o que afeta todos os países. Outro elemento era a total proibição de exportações de petróleo, inicialmente imposta sobre EUA e Holanda, mas posteriormente ampliada para Portugal, África do Sul e Rodésia. Os cortes adotados foram da ordem de 5 milhões de b/d, do pico de 20,8 milhões na primeira quinzena de outubro e dezembro, no momento mais crítico, com produção de 15,8 milhões de b/d (YERGIN, 1993).

redor de 35% do consumo doméstico⁶⁸ (YERGIN, 1993)⁶⁹. Assim, os Estados Unidos tiveram que atuar para a criação da estabilidade no Oriente Médio, envolvendo-se na própria negociação entre as petrolíferas e os respectivos países (YERGIN, 1993)⁷⁰.

Até o início da década de 1970, os EUA dispunham de capacidade excedente de produção, possibilitando assim ao país atuar como *swing producer*. O controle governamental sobre a produção petrolífera remonta aos anos 30, quando o *boom* da produção petrolífera no Texas e a consequente expressiva redução dos preços fez com que a Railroad Commission of Texas passasse a controlar a produção. Desse modo, os Estados Unidos eram capazes de aumentar a produção quando necessário⁷¹, por meio do ajuste das quotas (THE OIL DRUM, 2011)⁷².

Outra característica do mercado de petróleo no período de 1945 a 1973 era a concentração de poder nas empresas petrolíferas internacionais, sobretudo pelas Sete Irmãs⁷³, as quais definiam e asseguravam preços relativamente estáveis e equilibravam individualmente, como empresas verticalmente integradas, a oferta e demanda – do poço (de petróleo) ao posto (de gasolina) (TORRES FILHO, 2004).

Os países produtores de petróleo, no entanto, passaram a ganhar relevância mundial no final dos anos 60, tendo como primeiro divisor de águas a formação da OPEP, “um cartel contra o cartel”⁷⁴, que representou uma reação à redução unilateral da parcela do *posted price* do petróleo repassado aos países produtores pelas empresas petrolíferas.

⁶⁸ Apesar da crescente dependência de importações de petróleo provenientes do Oriente Médio no período Pós-Guerra, como exposto nesta seção, os EUA ainda dispunham de capacidade excedente de produção, o que lhe permitia enfrentar melhor os choques de oferta e demanda.

⁶⁹ Segundo bem frisa Yergin, na ótica da administração Truman, o Plano Marshall - que destinava aos países europeus bilhões de dólares para fazer frente à demanda por divisas pelo continente (dos quais o petróleo consumia cerca de 20%) - seria de pouca valia se o Oriente Médio não tivesse sido capaz de aumentar sua produção petrolífera.

⁷⁰ Ainda nos anos 40, a ascensão de nova classe política na Venezuela forçou as concessionárias dos campos de petróleo a aceitarem o acordo *fifty-fifty* (denominado por Yergin como o “New Deal” do petróleo), que definia o rateio equânime dos lucros obtidos na atividade petrolífera. Em 1950, o mesmo acordo foi celebrado na Arábia Saudita e, a partir de então, se espalhou para os demais países exportadores de petróleo (YERGIN, 1993).

⁷¹ Como na nacionalização dos campos de petróleo no Irã em 1951 e durante a Crise do Canal de Suez em 1958.

⁷² Por exemplo, com a abundância de petróleo no mercado, no início dos anos 60, a Comissão cortou a produção petrolífera para apenas sete dias por mês em 1962. Porém, com a depleção posterior dos poços, a produção já não poderia mais ser aumentada em níveis capazes de suprir a demanda. Assim, durante a Guerra dos Seis Dias, os EUA já se encontravam numa situação mais fragilizada. Em 1972, um ano antes do primeiro choque, as quotas chegaram a 100%, o que significava o fim do excesso de capacidade de produção e do poder de influência sobre os preços do petróleo (THE OIL DRUM, 2011).

⁷³ Termo utilizado pela primeira vez por Enrico Mattei, então presidente da petrolífera italiana da Ente Nazionale Idrocarburi (ENI), em referência às empresas Exxon, Texaco, BP, Shell, Gulf, Standard Oil e Mobil Oil.

⁷⁴ Expressão formulada pelo então presidente venezuelano Perez Alonso. A OPEP, por ser uma organização formada por países e não por empresas, não pode ser classificada rigorosamente como um cartel. Além de seus objetivos transcederem os econômicos, os Estados Nacionais possuem o direito de exercer a sua soberania sobre os recursos naturais, o que implica adotar, por exemplo, quota de produção, não estando sujeita assim à aplicação da Lei de Defesa da Concorrência (UKPANAH, 2002).

Até então, nenhuma tentativa havia sido realizada para pressionar os preços do petróleo para cima como forma de aumentar a arrecadação (UNCTAD, 2004). Na verdade, os países integrantes da organização pressionavam as empresas petrolíferas no sentido de aumentar a produção, a fim de maximizar a arrecadação de *royalties*.

O segundo divisor emergiu no início dos anos 70, sendo caracterizado pelo fim da capacidade ociosa norte-americana – num contexto de rápido crescimento da demanda por petróleo e crescentes necessidades de investimentos para aumento da produção no setor – e com os países do Oriente Médio passando a assumir maior controle sobre a atividade petrolífera. Esta combinação criou as condições para o primeiro choque do petróleo, ocorrido em 1973, gerando forte impacto, via aumento do preço do hidrocarboneto, no ritmo de crescimento econômico mundial e nas contas externas de diversos países.

Como consequência, além de o tema segurança energética tornar-se uma das prioridades das agendas governamentais dos países dependentes do petróleo importado, o fomento à exploração petrolífera e de fontes alternativas, pelo lado da oferta, e a adoção de medidas visando à redução do consumo, pelo lado da demanda, passaram a integrar as estratégias e políticas a serem seguidas por cada país (em menor ou maior grau) com vistas à superação da crise energética vivenciada.

2.3 As implicações do primeiro choque: novas formas de precificação e consolidação da OPEP

Após o primeiro choque, o mercado internacional de petróleo sofreu profundas mudanças que alteraram a sua forma de funcionamento, com nítidas implicações sobre o processo de formação dos preços da *commodity*. As principais transformações na configuração do mercado internacional de petróleo estão sintetizadas na Figura 2.

Até o primeiro choque, os preços do petróleo (*posted prices*), usados como referência para o pagamento de impostos e na definição dos preços⁷⁵, não refletiam as alterações nas condições de oferta e demanda. A integração vertical no setor – apesar do início do surgimento de empresas independentes no final dos anos 50 – impedia o crescimento da oferta fora do domínio das Sete Irmãs. Assim, os preços de transferência⁷⁶

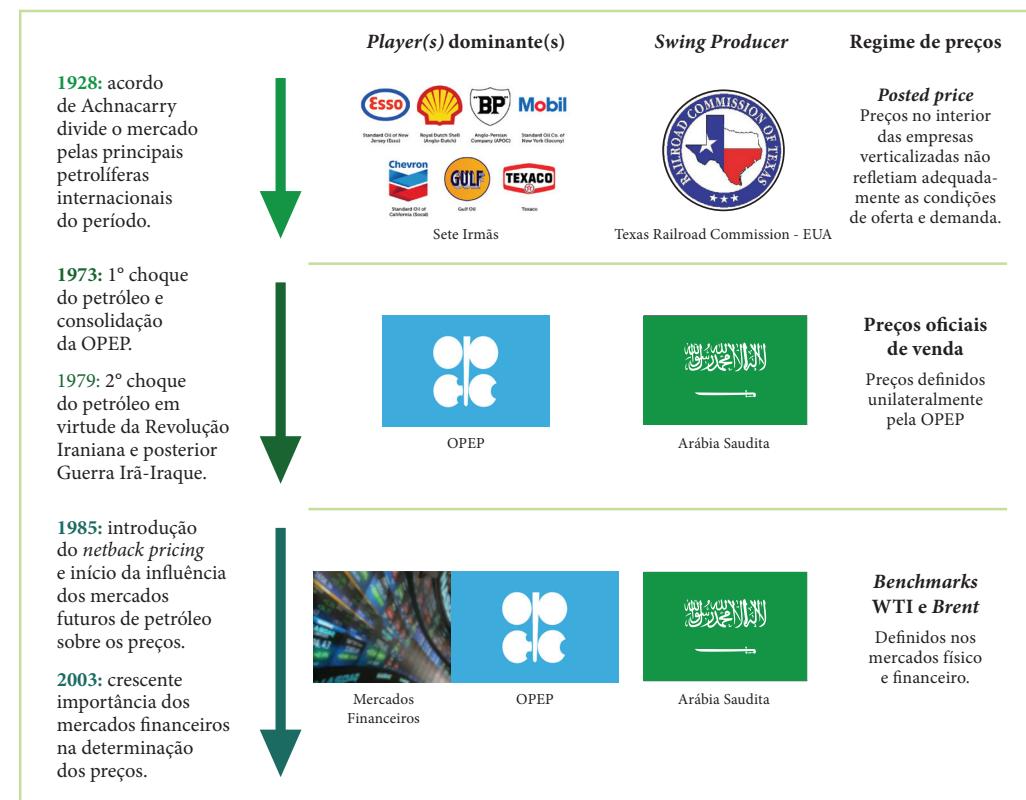
⁷⁵ Segundo Seymour (2002), a OPEP já estabelecia, de certo modo, uma espécie de piso para os preços do petróleo, uma vez que, com o aumento do valor da tributação das petroleiras, através do preço de referência, não tinham incentivos para vender petróleo extraído abaixo desse valor fixado no mercado internacional.

⁷⁶ Os preços de transferência, usados na comercialização do petróleo entre as subsidiárias da empresa verticalizada, não necessariamente eram equivalentes aos *posted prices*. Bernard e Weiner (1990), analisando o presente caso, constataram que o prazo de crédito, os custos de transporte e as características do óleo não eram suficientes para explicar as divergências entre os dois tipos de preços, o que evidencia a complexidade fiscal envolvida em cada transação.

no âmbito das próprias empresas verticalizadas não precisavam refletir os custos de aquisição do óleo, nem as condições de mercado, sendo definidos com o objetivo de minimizar o pagamento de impostos. Vale ressaltar ainda que, no período pré-choque, já eram efetuadas transações por meio de contratos de longo prazo. Todavia, esses preços não eram divulgados, mantendo-se assim como segredo comercial das empresas (MABRO, 1984; FATTOUTH, 2011)⁷⁷.

Após o primeiro choque, com a crescente participação das empresas estatais dos países exportadores na etapa de produção, seja por meio de participação acionária ou do controle efetivo, as petrolíferas internacionais deixaram de deter o controle de vastas reservas de petróleo e, consequentemente, passaram a depender dos suprimentos de óleo provenientes da OPEP (FATTOUH e MAHADEVA, 2013).

Figura 2 – Principais modificações na configuração do mercado internacional de petróleo



⁷⁷ Os preços definidos nos contratos de longo prazo geralmente situavam-se em níveis inferiores aos dos *posted prices* e, por isso, os países exportadores de petróleo não tinham incentivos também para adotá-los como referência para o pagamento de impostos (MABRO, 1984).

A implicação disso foi que os preços de transferência paulatinamente deixaram de balizar grande parte das transações. Os governos dos países produtores, neste novo contexto, passam a ter de definir os preços de venda do seu próprio óleo para terceiros, dando origem assim ao sistema de preços oficiais de venda. Dada a falta de experiência na comercialização do óleo e de capacidade para integrar o *downstream*, a opção mais conveniente para os vários países produtores passou a ser a revenda direta do óleo para as petrolíferas atuantes nos respectivos territórios, surgindo, daí, o *buy-back price*⁷⁸.

Deste modo, em 1974, havia emergido um complexo sistema de precificação do petróleo, com as companhias podendo adquirir óleo pelos três tipos diferentes de precificação (*posted prices*, preços oficiais de venda e *buy-back prices*), sem que houvesse qualquer mecanismo de convergência, o que, segundo Mabro (1984), levava a ineficiências relativas à menor transparência dos preços.

Não obstante, a convivência de variadas formas de precificação teve curta duração. No período de 1975 a 1985, a OPEP passou a definir os preços de referência do petróleo⁷⁹, usando o *Arabian Light*. Sob esse sistema, os países da organização definiam os seus respectivos preços de petróleo (dos mais variados tipos) com base no preço de referência da OPEP acrescido de um diferencial definido de acordo com as especificações de qualidade do óleo e de localização.

Complementarmente à política de precificação de cada país em relação ao *Arabian Light*, em 1982, foi introduzido o sistema de quotas de produção pela OPEP⁸⁰, de maneira a controlar a oferta de óleo no mercado pelos demais membros da organização e, com isso, evitar a queda dos preços do petróleo. A Arábia Saudita, como detentora das maiores reservas e com excedente expressivo de capacidade de produção, ficava excluída do sistema de quotas, de modo a cumprir – agora oficialmente – com a função de *swing producer*⁸¹, de amortecer os choques de oferta e demanda, sustentando os níveis de preços da *commodity* (NYT, 1983).

Concomitantemente, dava-se início ao desenvolvimento do mercado *spot* de petróleo. Com os choques do petróleo, os preços *spot* subiram mais do que os preços oficiais de venda da OPEP e, assim, os volumes acordados em contratos de longo prazo passaram

⁷⁸ É o preço de recompra do óleo que a petrolífera paga à parcela da produção de propriedade do Estado. Por exemplo, em 1974, a participação do governo da Arábia Saudita era correspondente a 60% da produção total da Arabian-American Oil Company (ARAMCO). Assim, o *buy-back price* é o preço pago pela ARAMCO ao regime saudita por este óleo (GEORGETOWN, 2014). Em janeiro de 1974, o *buy-back price* correspondia a 94% do *posted price* (SKEET, 1988).

⁷⁹ Em 1º de janeiro de 1975, os *posted prices* como tal deixaram de existir. O novo sistema que emergia era o dos “preços oficiais de venda” do governo. Esses preços eram fixados num nível correspondente a 93% dos preços fiscais e indicavam os preços pelos quais os concessionários poderiam comprar de volta a parcela perdida de produção.

⁸⁰ Na oportunidade, foi definida uma cota de 18 milhões de b/d, pouco acima da produção naquele período de 17,4 milhões de b/d (SANDREA, 2003).

⁸¹ Essa função, na prática, já estava sendo exercida pela Arábia Saudita no período pós-choque, mas foi devidamente oficializada em 1983 (NYT, 1983).

a migrar para o mercado de curto prazo, permitindo que os países exportadores conseguissem auferir maiores lucros. Ademais, nos anos 80, o crescimento da produção não OPEP⁸² significou aumento da parcela da oferta de óleo comercializada fora do âmbito da OPEP e, em decorrência, o mercado internacional passou a contar com maior liquidez e maior diversidade de *players*.

Porém, é necessário ressaltar que, até 1985, a despeito da crescente resistência por parte dos compradores, a maioria dos países produtores continuava a oferecer contratos de longo prazo. A maior oferta de óleo também passou a pressionar para baixo as cotações no mercado *spot*, ampliando a atratividade deste tipo de transação. Nesse contexto, houve redução expressiva da produção dos países da OPEP, cuja participação de mercado passou de 51%, em 1973, para 28% em 1985, com a Arábia Saudita na condição de *swing producer*, concentrando os custos em termos de redução da produção⁸³.

Diante desse cenário, em 1985, a Arábia Saudita abandonou temporariamente a sua função de *swing producer* com o objetivo de reconquistar participação de mercado, deixando evidente que a sua atuação como estabilizador do mercado de petróleo não era irrestrita. Para alcançar esses objetivos de maneira imediata, a Arábia Saudita substituiu o sistema de preços administrados então em vigor pelo *netback pricing* (MABRO, 1986).

Neste novo sistema, os preços do petróleo (FOB⁸⁴) passaram a ser definidos a partir das cotações da gasolina no mercado futuro, subtraindo-se as margens de refino e os custos de transporte (de acordo com a distância em relação ao país consumidor). Assim, pela primeira vez, os preços estabelecidos no mercado futuro serviam de balizador para formação dos preços do petróleo.

O *netback pricing* teve rápida e ampla aceitação, uma vez que as refinarias, por exemplo, auferiam grandes vantagens nesse novo sistema, pelo fato de o mesmo garantir as suas margens de refino, o que contribuiu para o rápido aumento da produção da Arábia Saudita, mas que provocou, por outro lado, forte redução dos preços do petróleo de US\$ 28/bbl em 1985 para US\$ 14/bbl no ano seguinte⁸⁵.

Com isso, a Arábia Saudita aplicava uma punição aos demais membros da OPEP pelo reiterado descumprimento das quotas de produção acordadas anteriormente, o

⁸² Como destaca Bakhtiari (1999), a reciclagem dos petrodólares pelo sistema financeiro internacional com a sua conversão em empréstimos, ironicamente, serviu para financiar os investimentos na expansão da produção fora da OPEP.

⁸³ A produção de petróleo da Arábia Saudita caiu de 10 milhões de b/d, em 1981, para menos de 4 milhões de b/d em 1985 (BP, 2013).

⁸⁴ A sigla provém da expressão em inglês “Free on Board”, que significa que os preços acordados não incluem os custos de frete e seguro com o transporte da mercadoria vendida. Assim, nessa transação, todos os riscos e custos ficam a cargo do comprador, a partir do momento em que a mercadoria adquirida é colocada a bordo do navio.

⁸⁵ Para compreender melhor até que ponto a forte queda dos preços do petróleo se deve ao *netback pricing*, ver Mabro (1987).

que restabeleceria a sua liderança na OPEP, bem como a coesão⁸⁶ do “cartel”⁸⁷. Tendo em vista que a organização não possui nenhum instrumento para coibir o descumprimento das quotas de produção por parte dos países membros⁸⁸, o mecanismo de *enforcement* acaba sendo a própria capacidade ociosa de produção saudita. Em síntese, conforme manifestado por Calderón (2002), a OPEP pode ser considerada um caso paradoxal: uma organização formada por concorrentes que reconhecem, no entanto, a necessidade de cooperação.

Apesar de o *netback pricing* ter sido abandonado pela Arábia Saudita já no final de 1987, com o retorno dos preços fixos de venda, já havia sido demonstrado que não era mais possível a sobrevivência de sistemas de preços incompatíveis com as condições de oferta e demanda (FATTOUH, 2007). Desse modo, em 1988, os países produtores deixaram de definir os preços, inclusive os contratos de longo prazo com preços fixos deixando de existir (ECS, 2007).

Em seu lugar, os contratos passaram a especificar o óleo com base num preço de referência (*benchmark*; os mais utilizados são o WTI e o Brent), adicionando-se um diferencial determinado pelo próprio mercado para os diferentes tipos de óleo, que constitui o modelo de especificação dos dias atuais, conforme a fórmula a seguir (FATTOUH, 2011):

$$Px = Pb + \Delta Q$$

Px: preço do petróleo do tipo x (por exemplo, Marlim, óleo proveniente do campo de mesmo nome situado na Bacia de Campos);

Pb: preço do petróleo de referência (*benchmark*; exemplo: *Brent Dated*);

ΔQ: desconto ou acréscimo em relação à qualidade.

⁸⁶ A coesão da OPEP é dificultada em razão das disparidades socioeconômicas e da distribuição das reservas entre os países membros, o que faz com que as taxas de descontos entre eles sejam díspares em relação à valoração intertemporal dos recursos petrolíferos. Deste modo, alguns países preferem maximizar a renda no curto prazo e outros de longo. A Arábia Saudita, por exemplo, como detentora das maiores reservas, possui uma tendência de preferir preços mais comedidos, até porque maiores aumentos do consumo mundial no curto prazo tendem a beneficiá-la. Porém, países como o Irã e Líbia tendem a se posicionar a favor de maiores ganhos no curto prazo.

⁸⁷ Não se deve comparar, sem correr o risco de cometer uma série de equívocos, a OPEP com um cartel de empresas privadas, cujo objetivo é essencialmente econômico. De acordo com Fadhi Al-Chalabi (1992), ex-secretário executivo da OPEP, a organização convive com uma heterogeneidade de interesses nacionais conflitantes e os ministros do petróleo de cada país tendem a basear suas decisões mais nos compromissos políticos acertados do que propriamente numa estratégia econômica de longo prazo.

⁸⁸ Deve-se ter em mente que para os países da OPEP, como nações que gozam de soberania sobre os seus próprios recursos naturais, e na ausência de um sistema supranacional capaz de impor regras e punições, o regime de quotas possui caráter inteiramente voluntário. Segundo Williams (2008), a principal diferença entre a OPEP e a Texas Railroad Commission era que a primeira, diferentemente da Commission norte-americana, não possuía nenhum Texas Rangers (em alusão à força policial do Texas, integrante da mitologia do Velho Oeste norte-americano). Ou seja, a Arábia Saudita possui apenas como instrumento a utilização de sua capacidade ociosa de produção – capaz de impactar os preços do petróleo - para inibir a extração das quotas de produção acordadas entre os países-membros da OPEP.

Cabe salientar, porém, que as companhias petrolíferas geralmente referenciam os preços do petróleo usando mais de um *benchmark*, dependendo do destino final do óleo. Por exemplo, a Saudi Aramco, petrolífera estatal saudita, geralmente emprega o *Brent* nas suas exportações para a Europa e Dubai-Omã nas suas exportações para a Ásia, enquanto que, para os Estados Unidos, utiliza o índice Argus Sour Crude Index como *benchmark* (DUNN e HOLLOWAY, 2012).

Atualmente, o *Brent Dated* é usado como preço de referência por cerca de 65% das operações no mercado físico de petróleo em termos mundiais, apesar de este representar cerca de 1% da produção mundial (EIA/DOE, 2013). O WTI, por sua vez, historicamente tem dominado os mercados futuros, representando 65% destas operações. Contudo, em tempos recentes, com o aumento do *spread* entre os dois *benchmarks*, o *Brent* reforçou a sua posição como preço de referência, passando a aumentar a sua presença nos contratos de óleo negociados nos mercados futuros (FATTOUH, 2011).

Porém, a utilização de referenciais de preços formados no mercado físico (como o *Brent Dated*) não significa que os mesmos estejam sujeitos apenas a alterações dos “fundamentos” do mercado de petróleo. Desde os anos 2000, tem havido uma crescente financeirização dos preços do petróleo, em razão do aumento dos volumes negociados no mercado financeiro *vis-à-vis* os mercados físicos. Segundo estudo da UNCTAD (2011), a quantidade de óleo cru transacionado através de contratos de *commodities*⁸⁹ nos mercados organizados, em proporção à produção de petróleo mundial, cresceu quase ininterruptamente desde 2005 – quando a proporção não alcançava uma unidade –, alcançando proporção de 2,5 no terceiro trimestre de 2010, o que significa que as quantidades transacionadas nos mercados futuros de *commodities* eram duas vezes e meia superiores à produção mundial de óleo cru.

A preponderância dos mercados financeiros na definição dos preços do petróleo significa que estes passam a ser impactados por variáveis não associadas propriamente ao mercado de petróleo, tais como as oscilações da liquidez financeira internacional e as mudanças de composição dos portfólios dos agentes. Nesse cenário, a capacidade da OPEP de interferir no comportamento dos preços torna-se mais complexa, como será discutido mais adiante na subseção 2.4.4.

Na próxima subseção, será analisado de que maneira essa capacidade de influência sobre os preços do petróleo pela OPEP, em consonância com a perspectiva de Fattouh (2007), foi diferenciada ao longo do tempo em função tanto da conjuntura internacional quanto do excesso de capacidade do *swing producer* e da capacidade de a OPEP atuar de maneira coesa.

2.4 Redesenho do mercado internacional de petróleo e o papel da OPEP

Desde o primeiro choque do petróleo, em 1973, a capacidade da OPEP de influenciar o comportamento dos preços do petróleo tem sido tema de amplo debate. Vários modelos foram elaborados com o objetivo de compreender as ações da organização e os respectivos impactos sobre os preços da *commodity*. Apesar da validade de vários destes em identificar determinados padrões, o que se pode notar, ao longo destes últimos 40 anos, é que essa capacidade é mutável dependendo das condições de oferta e demanda no mercado internacional de petróleo e dos diversos aspectos que podem afetar a coesão dos membros da organização, sobretudo nos momentos de crise (FATTOUH, 2007). Além disso, o processo de financeirização dos preços do petróleo modificou a dinâmica de formação das expectativas dos agentes e os canais pelos quais a OPEP pode exercer a sua influência.

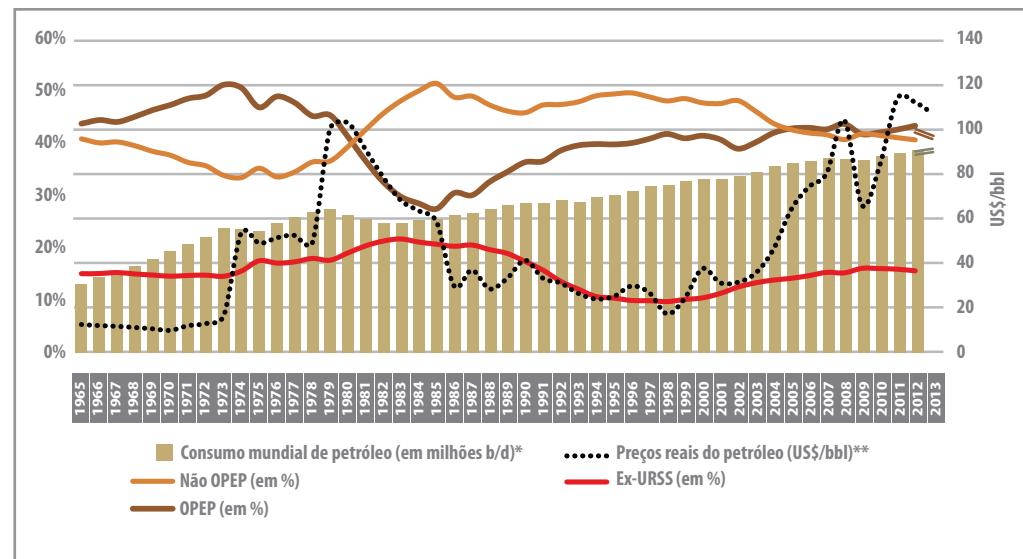
Numa análise de cunho estrutural, pode-se dizer que o poder da OPEP está calcado no enorme volume de reservas provadas de petróleo (72,6% do total) (BP, 2013), e de baixo custo, e nas próprias características do mercado de petróleo, com baixas elasticidades-preço da oferta (em razão do elevado período de maturação dos investimentos capazes de aumentar a produção) e da demanda (em função principalmente da ausência de combustíveis substitutos próximos no segmento de transporte individual). Assim, sem perder essa dimensão estrutural do mercado de petróleo, é necessário reconhecer, todavia, que os preços do petróleo no curto prazo são resultado das condições conjunturais geradas pela combinação dos fluxos de oferta e demanda. Nessa ótica, o fator mais relevante para a análise da capacidade de influência da OPEP sobre os preços do petróleo passa a ser a sua participação na oferta total e a sua capacidade de coordenar a entrada de novo fluxo de óleo no mercado. Essas questões que influenciam a dinâmica dos preços internacionais do petróleo serão avaliadas a seguir.

2.4.1 Oferta mundial de petróleo

O Gráfico 22 traz a evolução das participações da OPEP, ex-URSS e não OPEP na produção mundial de petróleo desde meados da década de 1960, bem como o comportamento dos preços da *commodity* no referido período.

⁸⁹ Segundo a United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), o petróleo representa grande parte dos contratos referenciados, mas infelizmente não estão disponíveis os dados desagregados.

Gráfico 22 – Evolução dos preços do petróleo e da participação da OPEP e demais áreas geográficas na produção mundial da commodity (1965-2013)



*Dados de 2012 e 2013 (nas linhas apenas com contorno) obtidos a partir do International Energy Statistics da EIA/DOE para a categoria de produção de óleo cru, líquidos de gás natural e outros líquidos.

**Preços calculados em dólares norte-americanos de 2012, com base nos dados da BP até o ano de 2012. Para 2013, o dado foi deflacionado com base do Consumer Price Index (CPI) norte-americano, obtido do Bureau of Labor Statistics. De 1945 a 1983, o preço de petróleo utilizado foi o Arabian Light em Ras Tanura. De 1984 a 2013, foi utilizado o Brent Dated.

Fonte: BP Statistical Review (2013).

Como se pode notar, no período antecedente ao primeiro choque, a participação da OPEP na produção mundial – num cenário de preços baixos e estáveis – cresceu rapidamente, atingindo mais de 50% em 1973, ao passo que a participação do grupo não OPEP caía para menos de 35% e a dos países integrantes da ex-URSS permanecia estável, em torno de 15%.

No período seguinte, de 1974 a 1979, a participação da OPEP caiu para 45% devido aos próprios cortes de produção promovidos pelos países-membros da organização e ao aumento da extração de óleo nos demais países, particularmente nas novas províncias petrolíferas (com destaque para Mar do Norte, México, Alasca (EUA) e China) (BP, 2013), estimulados pelo patamar de preços mais elevados da commodity. Porém, tal alteração na composição da oferta não foi suficiente para mudar significativamente a configuração de forças no mercado internacional do petróleo.

A partir do segundo choque do petróleo⁹⁰, em 1979, inicia-se uma nova fase caracterizada por maior disponibilidade de petróleo no mercado e retração da demanda em razão da crise da economia mundial, cujo resultado foi a redução significativa dos preços do petróleo, de US\$ 36,86/bbl em 1980 para US\$ 14,43/bbl em 1986, queda

intensificada em 1985 com a decisão da Arábia Saudita de buscar um *market share* mínimo e introduzir o *netback pricing*. Assim, de 1979 a 1985, a participação da OPEP sofre forte redução para 27,6%, em função da tentativa de manter os preços oficiais de venda em patamares superiores aos das regiões produtoras emergentes.

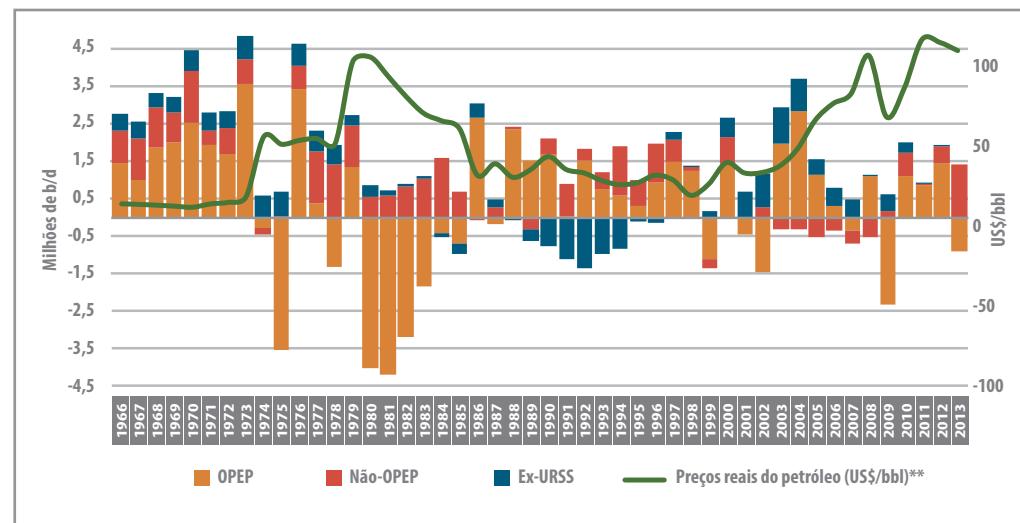
Não obstante, desde meados da década de 1980 até 2003, a participação da oferta dos países da OPEP apresentou tendência de elevação, em virtude da recuperação da produção de petróleo saudita e dos menores incentivos econômicos para a exploração de novas regiões produtoras, gerados pelos preços do petróleo mais baixos *vis-à-vis* ao período de 1973 a 1985. Deste modo, em 1998, a participação da OPEP já havia atingido 41,9%, o maior patamar desde 1980, e alcançado 43,4%, em 2012. Já a participação não OPEP, após ter atingido mais de 50% de participação em meados da década de 1980 e mantido patamar próximo a esta marca até início dos anos 2000, passou a apresentar trajetória declinante em razão da queda recorrente de produção, o que permitiu à OPEP, em 2005, retornar à liderança, que fora perdida em 1981. De 2008 em diante, nota-se, contudo, relativa estabilidade do percentual da parcela não OPEP, em níveis próximos a 40%, mesmo com o aumento expressivo da produção petrolífera dos EUA nesses últimos anos, como foi apontado na seção 1 da Parte Internacional.

No que diz respeito aos países da ex-URSS, com o choque do petróleo, aumenta-se consideravelmente a produção de petróleo da região, fazendo com que a sua participação na oferta global saísse de 14,8%, em 1973, para 21,9%, em 1983, percentual nunca superado desde então. Porém, com o crescente declínio de produção dos poços de petróleo e a falta de investimentos para a recuperação diante do cenário de crise da economia soviética nos anos 80, e na transição para o capitalismo nos anos 90 – crise retroalimentada pela própria redução da produção petrolífera (VATAN-SEVER, 2010) – a produção russa cai cerca de 5 milhões de b/d entre 1983 e 1996. Com isso, a sua participação na oferta mundial reduz-se para a mínima histórica de 10% em 1998. Já nos anos 2000, com o aumento das cotações do petróleo no mercado internacional, a produção volta a crescer em níveis acima da média mundial, e a participação desse grupo eleva-se para 16,3%, em 2010, mantendo-se desde então próxima desse percentual.

Com o intuito de avaliar a contribuição das regiões para o incremento anual da produção de petróleo, desde meados da década de 1960, foi elaborado o Gráfico 23.

⁹⁰ O segundo choque dos preços do petróleo é reflexo da redução da produção em 5 milhões de b/d, provocada pela Revolução Iraniana, e do início do conflito entre Irã e Iraque no ano seguinte.

Gráfico 23 – Evolução dos preços do petróleo e da participação da OPEP e demais áreas geográficas no incremento da produção mundial da commodity (1966-2013*)



*Dados de 2013, extraídos do International Energy Statistics da EIA/DOE.

**Preços calculados em dólares norte-americanos de 2012. De 1945 a 1983, o preço de petróleo utilizado foi o Arabian Light em Ras Tanura. De 1984 a 2013, foi utilizado o Brent Dated.

Fonte: BP Statistical Review (2013).

Como se pode ver, no período anterior ao primeiro choque, a contribuição da OPEP para o aumento da produção petrolífera mundial era bastante expressiva, na maioria dos anos, superior a 50%. Em 1973, a OPEP atingiu o ápice nesse quesito, sendo responsável por 74% do incremento total anual (com aumento na produção de 3,5 milhões de b/d), o que refletia a maior capacidade desses países para aumentar a oferta no curto prazo.

Porém, com a alta dos preços do petróleo pós-1973, os países da OPEP sofreram redução na sua contribuição para o aumento da oferta global, tendo essa tendência se intensificado nos anos 80, quando a oferta não OPEP passou a crescer mais rapidamente e a ocupar os mercados antes abastecidos com o petróleo proveniente do Oriente Médio. A decisão da Arábia Saudita, em 1985, de elevar a sua produção para reconquistar fatia de mercado resultou numa forte redução dos preços do petróleo, dando início a uma nova fase, marcada por preços bem mais baixos, não superiores a US\$ 30/bbl. Assim, de 1986 a 2000, com os preços do petróleo em patamares historicamente baixos e a queda da produção dos países da ex-URSS, a OPEP voltou a contribuir mais expressivamente para o aumento da produção mundial de petróleo. Nesse período, a parcela não OPEP continuou a apresentar resultados significativos, em alguns anos superiores inclusive aos da OPEP, em decorrência, principalmente, do aumento da produção *offshore* no Golfo do México.

Com o maior crescimento da economia mundial, entre 2003 e 2007, e a queda da produção nos demais países ofertantes, a parcela da contribuição da OPEP aumentou substancialmente, com destaque para o ano de 2008, quando a OPEP correspondeu à quase totalidade do aumento da produção ao mesmo tempo em que a oferta não OPEP apre-

sentava queda. Não por acaso, os preços do petróleo atingiram, em 2008, níveis recordes (acima de US\$ 140/bbl), superiores, em termos reais, aos registrados no segundo choque do petróleo no final da década de 1970.

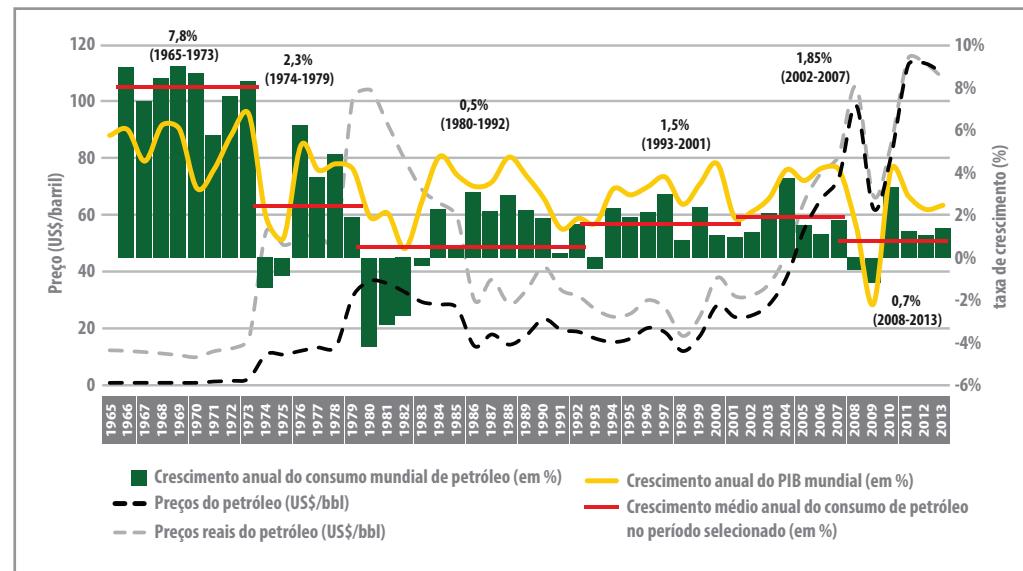
No período pós-2008, o aumento da produção petrolífera dos EUA em mais de 30% foi um dos principais responsáveis pela retomada da contribuição não OPEP no aumento da oferta mundial, o que ajudou a reduzir a pressão sobre o mercado de petróleo num contexto de redução da produção em várias regiões produtoras importantes, tais como Líbia, Irã, Nigéria e Sudão do Sul. Porém, como mostrado no Gráfico 23, a OPEP continuou decisiva para a estabilidade do mercado de petróleo internacional, tendo contribuído, no período de 2009 a 2012, com mais de 70% no aumento da oferta mundial, o que favoreceu a manutenção dos preços do petróleo em patamares historicamente elevados.

Entretanto, o aumento da contribuição da OPEP no incremento da oferta de petróleo não resultaria num aumento dos preços da *commodity* se houvesse capacidade excedente adequada para responder aos choques pelos lados da oferta e da demanda. A interrelação entre essas variáveis será analisada na subseção 2.4.4. Nas próximas subseções, serão analisadas as dinâmicas do consumo mundial (subseção 2.4.2) e do comércio internacional de petróleo (subseção 2.4.3), mostrando que, apesar de este último representar um subconjunto do primeiro, é a disponibilidade de petróleo no mercado internacional que predominantemente exerce influência sobre os seus preços.

2.4.2 Consumo mundial de petróleo

O Gráfico 24 exibe a evolução do consumo mundial de petróleo e o comportamento dos preços da *commodity* no período compreendido entre 1965 e 2013, a partir dos quais serão sublinhadas as principais mudanças de tendência no mercado, sobretudo a partir da ótica da demanda.

Gráfico 24 – Evolução da variação anual do consumo mundial e dos preços do petróleo (1965-2013)



Fonte: BP Statistical Review (2014) e Fundo Monetário Internacional (2014).

Como se pode visualizar, no período anterior ao choque (1965 – 1973), o ritmo médio de crescimento da demanda de petróleo foi extremamente elevado, de 7,8% a.a., puxado pelo forte crescimento da economia mundial, superior a 5%, na média anual. Essa expansão acelerada do consumo colocou bastante pressão sobre a ampliação da oferta, que se tornaria ainda maior com a sensível redução da capacidade ociosa dos países produtores no início da década de 1970, criando assim as condições propícias para o primeiro choque do petróleo.

O período subsequente, de 1973 a 1979, é caracterizado por um menor dinamismo da economia internacional, em razão do maior nível de incerteza dos agentes econômicos em relação à evolução de variáveis-chaves do sistema econômico (como taxas de câmbio e de juros e o preço da energia) (BELUZZO, 1995) e do esgotamento do ciclo de aumento de produtividade do Pós-Guerra, proveniente da introdução da produção em massa, o que permitia o aumento dos salários sem que isso resultasse em taxas mais altas de inflação (FAJNZYLBER, 1983). Com isso, o ritmo de crescimento do consumo de petróleo reduz-se substancialmente entre o primeiro e o segundo choque, para 2,3% a.a. Contudo, o comportamento do consumo de petróleo continua seguindo de perto a evolução do PIB, o que mostra que os avanços em termos de redução da dependência de petróleo ainda se mostravam diminutos.

O segundo choque do petróleo, em 1979, combinado com a forte retração das taxas de crescimento econômico – derivada do aumento dos juros norte-americanos e consequentes efeitos adversos principalmente sobre os países em desenvolvimento com elevada dívida externa –, provocou redução absoluta do consumo de petróleo nos quatro anos subsequentes (1980 a 1983), superior a 6 milhões de b/d (cerca de 10%

do consumo mundial). Essa diferença foi “recuperada” somente em 1988, quando o consumo mundial de petróleo superou os níveis registrados em 1979.

Essa lenta recuperação do consumo, a partir de 1984, expressa o menor dinamismo do mercado de petróleo em razão principalmente da “destruição de demanda” provocada por uma década de preços elevados da *commodity*⁹¹, uma vez que as taxas de crescimento do PIB, no período de 1984 a 1988, foram relativamente robustas (próximas a 4%, na média anual).

Assim, no período de 1980 a 1992, o consumo mundial de petróleo cresceu, em média, apenas 0,5% a.a., ritmo correspondente a pouco mais de um sexto da taxa registrada de expansão do PIB global. Não por acaso, os preços do petróleo apresentam redução significativa no período – passando de US\$ 37/bbl em 1980 para US\$ 19/bbl em 1992 –, influenciada pelo crescimento expressivo da oferta de petróleo dos países fora da OPEP, como visto na subseção 2.4.1.

Entre 1993 e 2001, o consumo mundial de petróleo volta a crescer em ritmo moderado (1,5% a.a.), longe de repetir o desempenho de 1974 a 1979 (2,3% a.a.), apesar do desempenho econômico relativamente próximo entre os dois períodos. Nesse período, o consumo norte-americano – impulsionado pelos preços relativamente baixos do petróleo e pela elevação das vendas de SUVs – aumenta em mais de 3 milhões de b/d (30% do aumento do consumo mundial no período), mais do que o incremento de China e Índia juntas (correspondente a 2,8 milhões de b/d) (BP, 2013).

No período subsequente, de 2002 a 2007, o crescimento da economia chinesa – cujo peso na economia havia se elevado substancialmente após sucessivos anos de crescimento rápido – alavancou o aumento dos preços das *commodities* minerais e agrícolas, contribuindo para impulsionar, pelo canal do comércio internacional, o crescimento de países em desenvolvimento (ANP, 2012). Esse crescimento mais espalhado da economia mundial fez com que o consumo mundial de petróleo apresentasse taxa média de crescimento de 1,85% a.a. entre 2002 e 2007 (porém, o comércio internacional cresceu a um ritmo duas vezes maior, como será visto na próxima subseção). Como já apontado na subseção 2.4.1, a maior dependência da OPEP nesse período para atender ao incremento da demanda mundial, aliada ao aprofundamento do processo de financeirização dos preços do petróleo, contribuiu para elevar as cotações do petróleo a máximas históricas em meados de 2008.

Porém, a partir da eclosão da crise financeira internacional em 2008, a economia mundial passa a apresentar menor dinamismo, com reflexos sobre o consumo mundial de petróleo, que, nessa nova fase (2008-2013), apresenta crescimento de apenas 0,7% a.a. Mesmo as taxas de crescimento do consumo registradas em 2012 e 2013, de 1,2% e 1,4%, respectivamente, são em geral inferiores às apresentadas no último ciclo de 2002-2007.

⁹¹ Tal comportamento é também conhecido na literatura como “efeito bumerangue”.

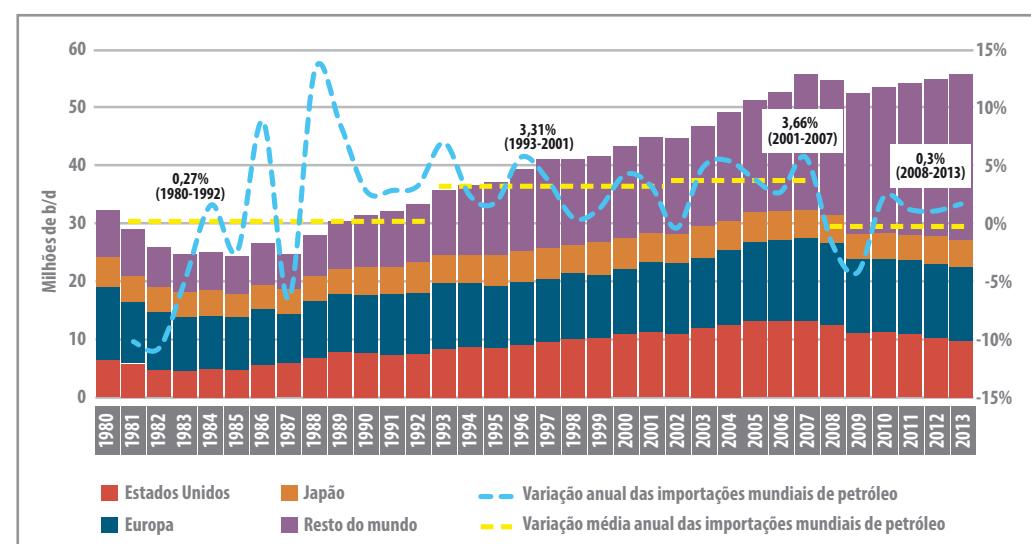
Com base no exposto, observa-se que o dinamismo atual da demanda mundial de petróleo situa-se em patamares bem distintos daqueles alcançados antes do primeiro choque. Mesmo no ciclo de 2002-2007, quando os preços do petróleo superaram US\$ 140/bbl, a taxa média de crescimento do consumo, de 1,85% a.a. no período, não chegou a superar a alcançada no ciclo de 1974-1979, de 2,3% a.a. O menor dinamismo da economia mundial, aliado a resultados importantes em termos de melhoria de eficiência energética e de uso de fontes alternativas, ajuda a explicar a redução do ritmo de crescimento da demanda de petróleo.

No entanto, a dinâmica do consumo mundial de petróleo, apesar de relevante sob o prisma da dependência da economia mundial *vis-à-vis* esta energia primária, não permite avaliar a real disponibilidade de petróleo no mercado e seus impactos sobre os preços, sendo necessário, para isso, analisar o comércio internacional de petróleo, conforme apresentado na subseção 2.4.3 a seguir.

2.4.3 Comércio internacional de petróleo

No que se refere ao comércio internacional de petróleo, observa-se, no Gráfico 25, que a evolução das importações mundiais de 1980 a 2013 segue comportamento semelhante ao do consumo mundial de petróleo, porém com dinâmicas distintas.

Gráfico 25 – Evolução das importações mundiais de petróleo para as regiões selecionadas e de suas respectivas taxas médias de variação anual – 1980 a 2013



Fonte: BP Statistical Review (2014).

Como é possível visualizar, a dinâmica do comércio internacional de petróleo é muito mais intensa se comparada à do consumo, para os diferentes intervalos de tempo analisados, o que demonstra que, nos períodos com menores taxas de crescimento da demanda (1980 a 1992, com variação média anual de 0,5%, e de 2008 a 2012, com 0,7% a.a.), esta tende a ser suprida em menor proporção com oferta externa (com as importações apresentando variação média de apenas 0,27% a.a. e 0,3% a.a. nos períodos respectivos), ao passo que, nos períodos mais dinâmicos (1993-2001 e 2002-2007), são as importações que crescem a um ritmo superior ao do consumo mundial.

Adicionalmente, nota-se que, num período recente (2008 a 2013), o comércio internacional de petróleo apresentou crescimento médio de apenas 0,3% a.a., em razão sobretudo da menor demanda dos países desenvolvidos e da significativa redução das importações dos EUA, devido ao incremento da sua produção doméstica (apesar da continuidade do crescimento do consumo dos países em desenvolvimento, com destaque para China e Índia). Tal desempenho das importações mundiais de petróleo, para efeitos de comparação, é semelhante ao do período de 1980 a 1992, quando as importações mundiais cresceram, em média, 0,27% a.a.

Fica patente, assim, que as pressões pelo lado da demanda são analogamente bem menores nos dias atuais do que as registradas nas duas últimas décadas, e não podem ser utilizadas como argumento robusto para explicar a manutenção dos preços do petróleo em patamares elevados desde meados de 2011. Os dados mostram que, enquanto no período de 2008 e 2013 as importações líquidas da China aumentaram perto de 2,4 milhões de b/d, as dos EUA diminuíram em 3,8 milhões de b/d, perfazendo um acréscimo líquido na oferta mundial de 1,4 milhão de b/d (BP, 2014). Se não fossem as interrupções no fornecimento de importantes países produtores a partir de 2011 – que somavam 2,5 milhões de b/d no final de 2013 –, o balanço de oferta e demanda tenderia a atuar em favor dos compradores da *commodity*.

Diante disso, torna-se fundamental deslocar o foco para o lado da oferta, com destaque para o papel da OPEP na atualidade e sua capacidade de responder aos choques e de influenciar os preços do petróleo no mercado internacional.

2.4.4 O poder de influência da OPEP sobre os preços do petróleo

Conforme apontado nas seções anteriores, a capacidade da OPEP de influenciar os preços do petróleo varia de acordo com a conjuntura do mercado internacional do petróleo. Um cenário mais aquecido da demanda, combinado com a menor capacidade de expansão da oferta, como no período imediatamente anterior ao primeiro choque do petróleo, tende a elevar o poder de influência da OPEP sobre os preços da *commodity*. Do mesmo modo, menor expansão da demanda aliada ao aumento da produção em países fora da OPEP, tal como nos anos 80, significa menor poder da OPEP para susten-

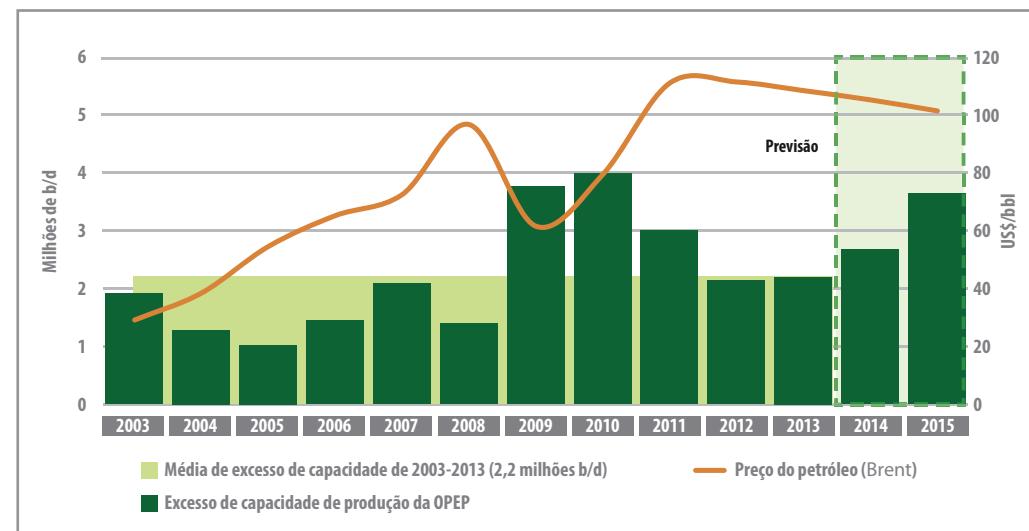
tação de preços em patamares considerados vantajosos.

No entanto, esse poder de influência da organização depende, além disso, da capacidade de a OPEP, mais precisamente da Arábia Saudita, atuar como *swing producer*. Tal atuação, por sua vez, depende de outros dois fatores: a) da existência de capacidade ociosa de produção para amortecer os choques de oferta e de demanda num contexto de crescente financeirização dos preços do petróleo; b) da atuação coesa da OPEP, pois, sem isso, crescem as chances de guerra de preços, o que seria desvantajoso para a organização como um todo. Essas questões serão tratadas a seguir.

► Capacidade excedente de produção

O Gráfico 26, a seguir, exibe a evolução tanto dos preços do petróleo quanto da capacidade excedente de produção dos países integrantes da OPEP, no período de 2003 a 2013, assim como as previsões dessas variáveis para o biênio 2014/15.

Gráfico 26 – Evolução do excesso de capacidade de produção de petróleo da OPEP e dos preços médios anuais do petróleo do tipo Brent



Fonte: elaboração própria a partir dos dados do Short-Term Energy Outlook 2014 – EIA/DOE.

Como se pode observar, o aumento dos preços do petróleo possui uma correlação negativa com o excesso de capacidade de produção de petróleo dos países da OPEP. No início dos anos 2000, a combinação de estoques baixos nos EUA com a perda de capacidade de produção da Venezuela e do Iraque fez com que houvesse sensível perda de excedente de capacidade, que passou de 6 milhões de b/d em meados de 2002 para apenas 2 milhões de b/d em meados de 2003, volume insuficiente para fazer frente a choques de oferta e/ou de demanda (WILLIAMS, 2009). Em função disso, em 2005, a OPEP abandonou o sistema de banda de preços (MABRO, 2005) e, em 2007, a Arábia

Saudita deixou de atuar como *swing producer*, em função dos receios de que o aumento da demanda especulativa por petróleo pudesse aumentar as pressões sobre o mercado (FATTOUH, 2010). No entanto, cabe frisar que parte expressiva do aumento dos preços nos últimos anos deve-se também ao aumento do custo marginal das novas fronteiras petrolíferas e da própria elevação dos preços dos bens e serviços requeridos para exploração e produção de petróleo, tema que será abordado na subseção 2.4.4. Além disso, não se pode ignorar os efeitos decorrentes da quebra da barreira psicológica quando os preços do petróleo alcançaram US\$ 140/bbl. A partir deste momento, os agentes econômicos passaram a se guiar por uma nova convenção: a de considerar como razoável a especificação do petróleo acima de US\$ 100/bbl, algo antes visto como insustentável para a economia global.

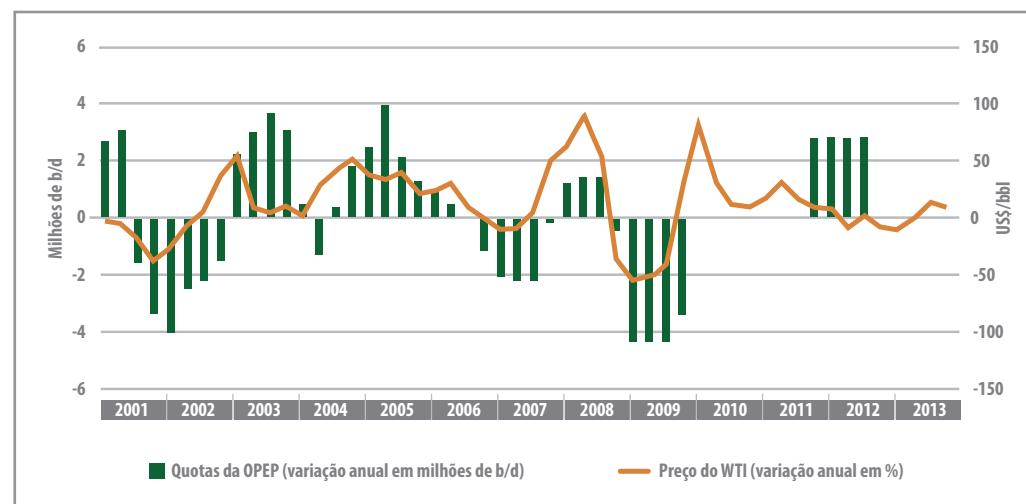
Porém, note-se o caráter paradoxal desse fenômeno: a OPEP aparentemente se tornaria mais forte quando, de fato, perderia o seu principal instrumento para influenciar o mercado de petróleo, isto é, sua capacidade ociosa de produção. Isso se deve à contradição inerente entre os objetivos de curto e longo prazo da OPEP: preços do petróleo mais altos no curto prazo contribuem para aumentar as receitas petrolíferas – e gerar a impressão de aumento de poderio da organização –, mas, por outro lado, tal sucesso inicial pode resultar, num segundo momento, em perda de receita decorrente da destruição de demanda futura e/ou viabilização econômica de novas regiões produtoras ou de fontes alternativas influenciadas pelos preços elevados do petróleo no presente, o que tenderia a reduzir posteriormente o poder de influência da OPEP sobre os preços.

A baixa capacidade excedente foi um dos principais impulsionadores da elevação dos preços do petróleo para patamares acima de US\$ 140/bbl em 2008. Porém, o advento da crise econômico-financeira internacional, no mesmo ano, e seu impacto negativo sobre a demanda mundial por petróleo permitiram que a capacidade excedente de produção saltasse de 1,4 para 4 milhões de b/d, maior patamar desde 2002.

Porém, com a série de interrupções no fornecimento no início dessa década, em razão da Primavera Árabe em 2011 – e seus desdobramentos – e das sanções econômicas impostas pelas potências ocidentais, desde 2012, contra o Irã, o excedente de capacidade voltou a cair para cerca de 2 milhões de b/d, nível compatível com a média dos últimos dez anos, o que contribuiu para a manutenção dos preços do *Brent Dated* em patamares acima de US\$ 100/bbl nos últimos anos. Contudo, com a perspectiva de retomada da produção em países como Iraque, Irã e Líbia, nos próximos anos, a EIA/DOE estima que a capacidade excedente deve subir para quase 4 milhões de b/d em 2015.

Frente a esse cenário de menor elasticidade da oferta de petróleo no curto prazo, surgem naturalmente questões relacionadas à capacidade da OPEP de influenciar os preços do petróleo de acordo com os seus interesses. O Gráfico 27, a seguir, mostra as mudanças nas quotas de produção definidas no âmbito da OPEP, no período de 2001 a 2013, e os correspondentes impactos sobre as variações das cotações do petróleo do tipo WTI.

Gráfico 27 – Evolução das mudanças nas quotas de produção da OPEP e da variação percentual dos preços do petróleo (2001-2013)



Fonte: EIA/DOE.

Como se pode notar, as variações das quotas de produção da OPEP, na maioria dos casos, mostram-se interdependentes em relação aos preços do petróleo (EIA, 2013), com as quotas podendo influenciar os preços e vice-versa. Elevações de preços do petróleo podem, por exemplo, levar a reações dos países da OPEP no sentido de aumentar as quotas de produção, o que, por sua vez, pode resultar, combinada com demais fatores, em queda posterior dos preços da *commodity*. Deste modo, apesar do reconhecimento de que diversas outras variáveis podem ter contribuído para a flutuação dos preços, no período de 2001 a 2013, a EIA/DOE (2013) aponta que a organização possui, ainda que limitada, capacidade de afetar o mercado de petróleo.

Contudo, é necessário reconhecer que a financeirização dos preços do petróleo, iniciada nos anos 80 e aprofundada a partir dos anos 2000, contribuiu para diminuir a capacidade da organização de afetar os preços, sobretudo nos movimentos de alta, em razão da baixa capacidade excedente de produção da OPEP. Por outro lado, os agentes no mercado financeiro agem no sentido de identificar elementos já presentes no setor petrolífero, como a baixa capacidade excedente de produção do *swing producer*, para potencializar a volatilidade dos preços e, com isso, aumentar seus lucros. Ou seja, a menor capacidade de influir no comportamento dos preços, em virtude da menor elasticidade da oferta no curto prazo, acaba sendo exacerbada sobretudo quando o fluxo de liquidez dirige-se no sentido de apostar no aumento das cotações da *commodity*.

A predominância dos mercados financeiros significa, muitas vezes, que o poder da OPEP para influenciar os preços torna-se mais limitado. De acordo com David L. Gol-dwyn, ex-coordenador de relações internacionais na área de energia do Departamento de Estado norte-americano, ao se referir sobre a continuidade de aumento de preços mesmo com o aumento da produção da OPEP em 2011, quanto mais a Arábia Saudita

aumenta a produção, menos capacidade ociosa a mesma passa a deter, o que, por seu turno, faz com que o nervosismo do mercado aumente e acabe anulando os benefícios do aumento de oferta de petróleo no mercado internacional (NYT, 2011).

Essa explicação deixa mais evidente que o poder da OPEP de influenciar os preços tornou-se um jogo muito mais complexo. No passado, bastava a organização reduzir a oferta de petróleo no mercado para que os preços reagissem, como no caso do primeiro choque. Atualmente, faz-se necessário que as ações da OPEP sejam capazes de alterar as expectativas dos agentes que operam no mercado financeiro. Isso decorre do volume negociado nos mercados futuros e de opções ser imensamente maior do que o mercado físico de petróleo (como mostrado na seção 2.3). Diferentemente dos bancos centrais, que são capazes, por exemplo, de realizar operações nos mercados futuros para influenciar na formação da taxa de câmbio (dada a constatação de que, em muitos casos, tais intervenções no mercado à vista seriam inócuas em virtude da menor liquidez se comparadas ao mercado futuro), a OPEP não possui condições de realizar operação semelhante, dependendo assim somente de intervenções no mercado físico.

Não obstante, Mabro (2005) lança dúvidas quanto ao verdadeiro desejo da OPEP de reduzir o movimento de alta dos preços do petróleo. Segundo o autor, o comportamento da OPEP, no que diz respeito às quotas, não é simétrico em relação às flutuações dos preços, uma vez que as bandas de preços, expressão da preferência da organização por determinada cotação, seriam ajustadas conforme o seu interesse. No começo dos anos 2000, segundo o autor, a OPEP não queria que os preços do petróleo caíssem abaixo de US\$ 22/bbl. Mas isso não significava que a OPEP atuaria para impedir uma queda dos preços abaixo desse nível. Significava apenas que a flutuação dos preços fora da banda iria desencadear uma resposta da organização em relação às quotas de produção. Porém, segundo Fattouh (2010), após a eclosão da crise de 2008-09, a OPEP conseguiu implementar significativos cortes de produção que propiciaram a reversão, a partir de 2009, dos preços da *commodity* (FATTOUH, 2010)⁹².

Todavia, quando a tendência é de alta dos preços do petróleo, a resposta da OPEP não é simétrica, pois, nos termos de Mabro (2005) “ninguém gosta de rejeitar o maná caindo do céu”. Deste modo, a organização só tenderia a mudar de estratégia se houvesse um choque de oferta que necessitasse de aumento da produção para “acalmar os mercados”. Atualmente, o preço desejado pela OPEP situa-se ao redor de US\$ 100/bbl, ao passo que o “preço justo” situava-se entre US\$ 18/bbl e US\$ 23/bbl em 2000 (MABRO, 2005).

⁹² Esse processo de reversão dos preços foi facilitado ainda pela expansão da demanda dos países emergentes e pela baixa expansão da oferta não OPEP.

► Heterogeneidade dos países-membros da OPEP

A capacidade da OPEP de atuar de maneira coesa em relação à determinação das quotas de produção depende de uma série de fatores de ordem política e econômica. Neste item, serão mostrados os principais empecilhos de natureza estrutural (montante de reservas, disparidades socioeconômicas e *break-even* fiscal e das contas externas) e conjuntural (perspectiva de aumento da produção dos países-membros) que dificultam esse processo de coordenação e, em seguida, será avaliada a possibilidade de guerra de preços no cenário de concretização do aumento de produção de Irã, Iraque e Líbia nos anos vindouros.

Do ponto de vista estrutural, uma das principais dificuldades para a elaboração de uma estratégia comum da OPEP são as disparidades socioeconômicas e da distribuição das reservas entre os países-membros, que resultam, por sua vez, em taxas de descontos díspares em relação à valoração intertemporal dos recursos petrolíferos, com alguns preferindo maximizar a renda no curto prazo e outros, a longo prazo. A Arábia Saudita, por exemplo, como detentora das maiores reservas provadas (265,9 bilhões de barris em 2012, ou 16% das reservas mundiais), tende a preferir preços mais baixos, com vistas a manter a competitividade do petróleo frente aos demais insumos energéticos (existentes ou não) por um prazo mais longo. Com isso, o regime saudita busca assegurar as condições adequadas em termos de preço e quantidade para a comercialização de seu produto no mercado internacional. Além disso, a manutenção dos preços do petróleo em patamares razoáveis no curto e médio prazos acaba beneficiando em maior proporção o governo de Riad, pois os aumentos de demanda tendem a ser supridos pelo *swing producer*.

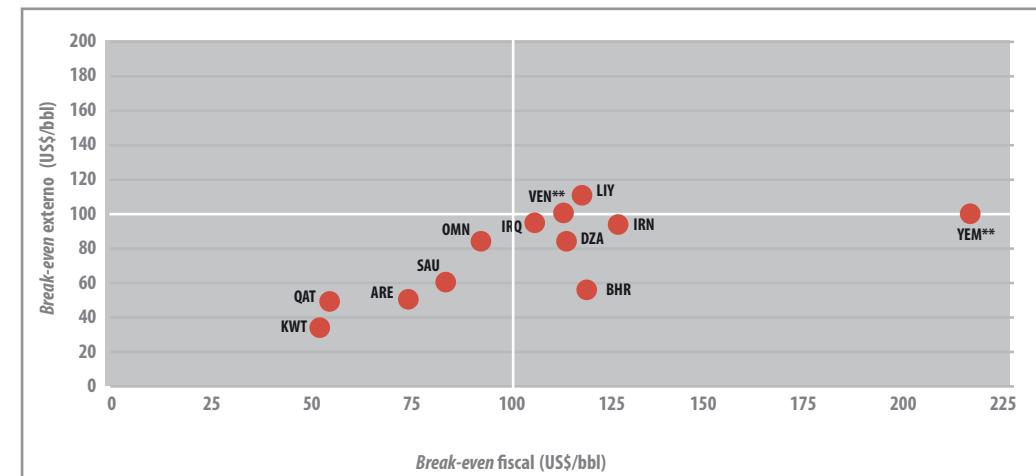
Do outro lado, países como o Irã e Iraque tendem a se posicionar a favor de preços do petróleo mais elevados no curto prazo, com o intuito de maximizar as receitas no presente, uma vez que esses países necessitam relativamente de maiores recursos para investimentos domésticos, dado que suas reservas provadas de petróleo, *vis-à-vis* ao contingente populacional, são relativamente pequenas (2 e 5 mil barris por habitante, respectivamente), se comparadas às da Arábia Saudita (26 mil barris por habitante).

Adicionalmente, do ponto de vista político, a organização tem que conviver, de acordo com Fadhi Al-Chalabi (1992), ex-secretário executivo da OPEP, com uma heterogeneidade de interesses nacionais conflitantes, o que dificulta a coesão do grupo. Os ministros do petróleo, sendo políticos, tendem a tomar as suas decisões com base mais nos compromissos acordados com os diferentes grupos de interesse do que propriamente numa estratégia econômica de longo prazo. Além disso, deve-se ter em mente que nos países da OPEP, como nações que gozam de soberania, e na ausência de um sistema supranacional capaz de impor regras e punições, a adoção das quotas acaba tendo caráter inteiramente voluntário, e por isso não se pode comparar com as quotas de produção estipuladas pela Texas Railway Commission nos EUA, que detinha um aparato de fiscalização e punição. Tendo em vista que a organização não possui nenhum instrumento para coibir o descumprimento das quotas de produção por parte

dos países-membros, o mecanismo de *enforcement* acaba sendo a própria capacidade ociosa de produção saudita.

Ressalte-se ainda que, do ponto de vista estrutural, somente os baixos custos de produção do petróleo nos países membros da OPEP não são condição *per se* suficiente para que os fluxos de petróleo migrem dos países produtores para os centros consumidores. Além da viabilidade econômica da extração petrolífera, é necessário que haja estabilidade social e política (como bem evidencia a “Primavera Árabe” de 2011) para que os níveis de produção se sustentem ao longo do tempo, e sem sofrer com constantes interrupções em decorrência de ataques às instalações petrolíferas por diversos grupos políticos rivais. Para isso, faz-se necessário observar a vulnerabilidade fiscal e das contas externas dos países produtores frente às oscilações do preço do petróleo, haja vista a enorme dependência de gastos públicos e de importações na maioria desses países. Esses condicionantes trazem, obviamente, implicações sobre a preferência dos países em relação aos preços do petróleo de curto prazo. O Gráfico 28 traz o preço do petróleo requerido para que seja obtido o equilíbrio fiscal e das contas externas para países selecionados do Oriente Médio e da África Setentrional.

Gráfico 28 – Break-even fiscal e externo para países selecionados do Oriente Médio e África Setentrional em 2013*



Siglas: ARE: Emirados Árabes Unidos, BHR: Bahrein, DZA: Argélia, IRN: Irã, IRQ: Iraque, KWT: Kuwait, LIY: Líbia, OMN: Omã, QAT: Qatar, SAU: Arábia Saudita, YEM: Iêmen.

*Linhas em negrito branco indicam o preço médio do petróleo em US\$ 100/bbl

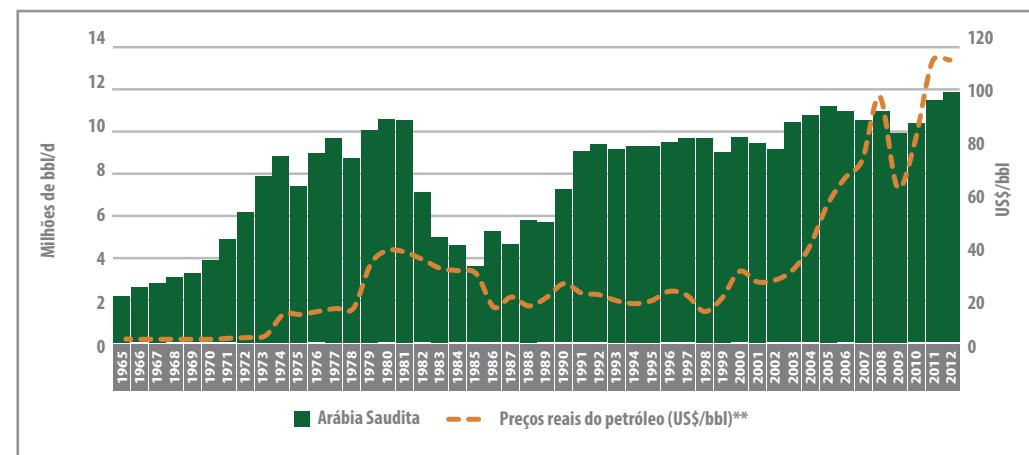
** Não há dados disponíveis de break-even externo para Iêmen e Venezuela, sendo que os dados deste último foram calculados, para o ano de 2012, pela Arab Petroleum Investment Corporation (APIC) em <http://crudeoilpeak.info/opec-fiscal-breakeven-oil-price-increases-7-in-2013>. Ambos os países apresentaram déficit em transações correntes em 2013, ou seja, o preço atual do barril do petróleo não foi suficiente para equilibrar as contas externas. Desse modo, optou-se por atribuir 100 como o mínimo preço do petróleo que equilibra as contas externas, porém este valor é provavelmente maior.

Fonte: International Monetary Fund (IMF).

Pode-se notar que, se por um lado há somente a Líbia em uma situação na qual preços do petróleo acima de US\$ 100/bbl não são suficientes para equilibrar as suas contas externas, por outro, diversos países (7 de um total de 12) apresentam déficit fiscal, mesmo com o preço do petróleo a US\$ 100/bbl. Vale frisar que, após a onda de movimentos populares de 2011, intitulada “Primavera Árabe”, os governos elevaram os níveis de gastos sociais, levando assim a um quadro de deterioração das contas públicas que se traduzem na necessidade de preços mais elevados do petróleo para assegurar o equilíbrio fiscal.

Destaca-se, nesse conjunto, a Arábia Saudita, que, mesmo tendo sido um dos mais beneficiados pela interrupção da produção em países como a Líbia, permitindo-lhe aumentar a produção de cerca de 10 milhões de b/d em 2010 para perto de 12 milhões em 2012 (o maior nível de produção da sua história) (Gráfico 29), possuía um *break-even* fiscal em 2013 de US\$ 80/bbl. Contudo, segundo Fattouh e Sen (2013), diferentemente dos demais países, a Arábia Saudita possui uma situação fiscal mais sólida, em virtude dos elevados superávits acumulados no passado e do baixo grau de endividamento doméstico e externo. Desse modo, a Arábia Saudita seria perfeitamente capaz de promover uma guerra de preços sem que sofresse de uma crise econômica de maiores proporções, assunto esse que será tratado no item a seguir.

Gráfico 29 – Evolução da produção de petróleo da Arábia Saudita e dos preços do petróleo



Fonte: BP Statistical Review (2013).

Em suma, pode-se afirmar que essa heterogeneidade estrutural entre os países-membros da OPEP revela-se como um elemento constante que atua para dificultar a coesão do grupo. O sucesso do grupo em agir de forma coordenada depende assim da situação conjuntural, que pode contribuir para esvair essa heterogeneidade ou acentuá-la.

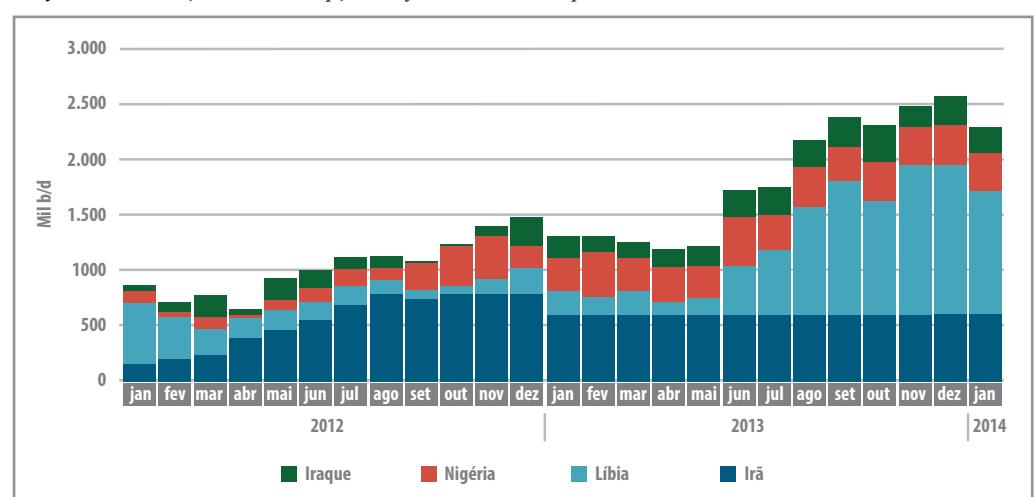
► A OPEP na atual conjuntura

Uma vez tendo analisado os fatores de natureza estrutural que contribuem para a formação de uma heterogeneidade de interesses no âmbito da OPEP, será realizada neste subitem uma avaliação dos fatores de natureza conjuntural atuantes no mercado internacional do petróleo, com destaque para as perspectivas de ampliação de oferta em países como Líbia, Iraque e Irã, uma vez que sua concretização é capaz de desencadear uma guerra de preços com a Arábia Saudita, caso não se consiga promover, no âmbito da OPEP, um acordo em relação às quotas de produção. Além disso, a mera incerteza em relação à concretização do aumento de produção nesses países já é capaz de afetar negativamente os investimentos na ampliação de capacidade, sobretudo os da Arábia Saudita, contribuindo assim para a manutenção da capacidade excedente de produção em patamares historicamente baixos, o que, consequentemente, se traduz em maior vulnerabilidade do mercado internacional frente a choques.

Complementarmente, será avaliado se os Estados Unidos, em função do aumento de produção cuja elasticidade da oferta é mais sensível ao comportamento dos preços, seriam capazes de reassumir o seu papel de *swing producer*, haja vista a baixa capacidade ociosa de produção da Arábia Saudita na atualidade. Na sequência, será estudado o limite imposto à baixa dos preços do petróleo pelo aumento dos custos de extração do óleo na última década, e os possíveis desdobramentos sobre a indústria parapetrolífera na atualidade.

Como dito anteriormente, no início desta década, o mercado internacional de petróleo sofreu significativos choques pelo lado da oferta, que resultaram em redução na produção em importantes países produtores (Irã, Líbia, Nigéria e Iraque), como pode ser visto no Gráfico 30, a seguir:

Gráfico 30 – Evolução das interrupções de fornecimento nos países da OPEP



Fonte: EIA/DOE. Short-Term Energy Outlook, Feb. 2014.

Conforme apresentado no Gráfico 30, as interrupções na produção no Irã, Líbia, Nigéria e Iraque chegaram a superar 2,5 milhões de b/d em dezembro de 2013. Para se ter ideia, tal volume é superior ao aumento de 2,4 milhões de b/d das importações líquidas chinesas no período de 2008 a 2013 (BP, 2014). Para fazer frente à piora da situação, em meados de 2013, a Arábia Saudita, na sua função de *swing producer*, elevou a sua produção em cerca de 1,5 milhão de b/d, volume equivalente ao que deixou de ser ofertado nesse período. Desde janeiro de 2011, a Arábia Saudita já elevou a sua produção em 2,2 milhões de b/d (EIA/DOE, 2014).

Com a possibilidade de retomada da produção de países como Líbia e Irã nos próximos anos, além do próprio Iraque, espera-se que a Arábia Saudita, por exercer o papel de *swing producer*, seja o mais impactado em termos de queda de produção, o que contribuiria para elevar o nível de capacidade excedente. Caso se efetive esse cenário de retomada da produção, a questão que surge é: em que grau a Arábia Saudita estaria disposta a continuar atuando como *swing producer*, considerando que o país seria obrigado a reduzir sua parcela de mercado?

Em relação a esse ponto, o ministro do petróleo saudita, Ali Al-Naimi, já declarou que a Arábia Saudita não arcará sozinha com o ônus de reduzir os atuais níveis de produção, e espera assim rever as quotas de produção de cada membro da OPEP (o Iraque, por exemplo, não possui quotas de produção desde março de 1998 (FATTOUH, 2007)). Com isso, a maior pressão fiscal sobre os países da região pode exercer um papel desagregador no âmbito da organização, aumentando as chances de guerra dos preços numa situação de maior expansão da oferta, seja dos países-membros da OPEP, seja dos países não OPEP (como os EUA). Na verdade, o governo de Riad tem indicado que o seu limite de atuação como *swing producer* está condicionado à manutenção dos preços do petróleo dentro de um determinado intervalo julgado aceitável, que nos últimos tempos saltou de US\$ 70-80/bbl para US\$ 90-100/bbl (WSJ, 2013).

Na sua última reunião de 2013, a OPEP decidiu manter as quotas de produção nos níveis atuais, de 30 milhões de b/d, mesmo diante do cenário de aumento da oferta global. Historicamente, a organização demonstra um comportamento mais reativo frente às alterações das condições de mercado, esperando que as tendências traçadas se materializem no mercado para posteriormente tomar qualquer decisão, inclusive no que diz respeito às quotas de produção.

No que tange à possibilidade de uma guerra de preços, há várias demonstrações no passado de que a Arábia Saudita nem sempre se mostra disposta a acomodar o aumento de produção dos demais membros da OPEP. Afora o caso particular de 1985, quando a Arábia Saudita não aceitou mais reduzir fortemente a produção, o caso menos longínquo de movimentos que resultaram em forte declínio dos preços foi registrado em 1998, quando o regime saudita respondeu ao aumento da produção da Venezuela com aumento da oferta de seu óleo no mercado. A partir da eclosão da crise asiática, em outubro de 1997, os preços do petróleo entraram em queda livre, com as cotações alcançando cerca de US\$ 10/bbl. Apenas quando os países da OPEP, em coordenação

com alguns outros países não integrantes da organização, implementaram cortes de grande magnitude é que os preços passaram a se recuperar, subindo para US\$ 18/bbl.

Deste modo, não se pode descartar a possibilidade de a Arábia Saudita não acomodar o aumento da produção dos demais países e deixar assim de atuar como *swing producer*, uma vez que a aceitação passiva dos desdobramentos no mercado provavelmente terá como resultado a redução de seu *market share* nos seus principais mercados de exportação (FATTOUH e SEN, 2013). No entanto, é importante ressaltar que o contexto do mercado petrolífero internacional nos anos 90, marcado por preços historicamente baixos da *commodity*, era radicalmente diferente do atual, o que diminuía a capacidade do regime saudita de aceitar redução do nível de produção. No contexto atual, as condições financeiras da Arábia Saudita, depois de sucessivos anos de preços do petróleo em níveis historicamente elevados, são extremamente mais favoráveis e, deste modo, as avaliações em relação à redução da produção saudita devem se concentrar na estratégia do país face aos possíveis impactos sobre os demais concorrentes e as prováveis reações destes últimos.

Com o objetivo de repelir qualquer possibilidade de guerra de preços, o Iraque já estudou propostas de rateio das quotas, de modo a manter a coesão da OPEP e garantir, ao mesmo tempo, relativa acomodação da produção saudita para níveis mais baixos e dando suporte, assim, ao aumento da produção iraquiana e dos demais países do bloco. Apesar de o primeiro ministro iraquiano, Hussain al-Shahristani, não ter mencionado, em fevereiro de 2014, quais seriam os novos critérios de cálculo, vale lembrar que, em meados da década de 1980, a OPEP tentou implementar um sistema de rateio das quotas com base na quantidade de reservas, capacidade de produção, população, PIB etc., mas não obteve êxito. Com isso, a Arábia Saudita buscou recuperar, no final de 1985, a sua participação de mercado, por meio de expansão da produção e introdução do *netback pricing*, o que resultou à época num colapso dos preços (PLATTS, 2014).

Mas por qual razão a pressão competitiva se mostra maior entre a Arábia Saudita e os demais países da OPEP? Não seria mais razoável supor que os países mais vulneráveis a uma guerra de preço seriam justamente aqueles com custos de produção mais elevados, como os Estados Unidos? Quanto a este ponto, cabe salientar que há diferenças no que diz respeito à capacidade de cada país, dependendo do seu custo marginal de produção de óleo cru, de conquistar *market share* nos centros consumidores no curto e no longo prazos. Por exemplo, enquanto o Iraque é um produtor de baixo custo – do mesmo modo que a Arábia Saudita –, os Estados Unidos apresentam custos mais elevados, o que significa que, numa eventual guerra de preços, a produção norte-americana tende a cair no médio prazo (sobretudo da parcela de *tight oil*, cuja elasticidade-preço da oferta é maior), ao passo que o mesmo não sucederia necessariamente com o Iraque. Ou seja, uma perda de mercado para o Iraque é algo que seria provavelmente duradouro, ao passo que, em relação aos EUA, pode ser temporário, a depender dos preços do petróleo, sobre os quais a Arábia Saudita detém relativo poder de influência. Além disso, o Iraque, como membro da OPEP, pode facilmente atuar junto aos demais países-membros, a fim de enfraquecer a posição saudita, com nítidos impactos negativos em relação à coesão da organização (FATTOUH e SEN, 2013).

Deste modo, pode-se afirmar que a capacidade que a OPEP tem de competir com os demais países produtores está relacionada à sua maior resistência a reduções dos preços do petróleo, em razão de a mesma concentrar grande parte do petróleo de baixo custo do mundo. Conforme será visto no subitem a seguir, os preços de nivelamento para se produzir um barril de petróleo são muito menores no Oriente Médio (próximo a US\$ 30/bbl) do que nos demais campos pelo mundo (o óleo extraído das areias betuminosas do Canadá, por exemplo, supera US\$ 100/bbl). Isso confere ao grupo sempre a possibilidade, apesar de custosa, de utilizar a capacidade excedente para promover uma guerra de preços, expulsando os óleos de custo mais alto. Porém, essa capacidade de promover uma guerra de preços pode não se revelar factível, dependendo das condições fiscais e de solvência externa de cada país. Na atualidade, a Arábia Saudita goza de solidez fiscal e das contas externas capaz de suportar uma guerra de preços, o que torna o cenário de guerra de preços factível (FATTOUH, 2011).

De fato, uma competição mais acirrada entre os países da OPEP já tem sido verificada em 2013. O Irã, por exemplo, com o fito de expandir as suas exportações para a Ásia – até em função das sanções econômicas impostas pelas potências ocidentais –, tem oferecido descontos, crédito fácil e frete zero para a compra de seu óleo. Se tais sanções forem de fato suspensas em 2014, como se previa no final de 2013⁹³, pode-se esperar uma postura ainda mais agressiva por ganhos de participação de mercado (REUTERS, 2013).

No passado recente, a redução das exportações iranianas, em decorrência das sanções econômicas aplicadas sobre o país, criou maiores facilidades para o aumento das vendas externas do Iraque, porém este último não se mostra disposto agora a devolver aos iranianos o *market share* recém-conquistado. Prova disso é que o Iraque já tem oferecido descontos de preços (variando de US\$ 0,40/bbl a US\$ 1,10/bbl em relação ao Arab Medium) para elevar as suas exportações de óleo cru, além de oferecer outras vantagens como o resarcimento aos seus clientes de longo prazo pelos custos com estadia dos navios, haja vista o elevado tempo de espera para se conseguir efetuar o carregamento de óleo nos terminais congestionados do país. Na declaração de uma autoridade iraquiana de alto escalão, “Nós vamos fazer o nosso melhor para comercializar o montante máximo de óleo. Nós não queremos deixar o nosso petróleo disponível ocioso. Logo, boa sorte para todos”⁹⁴ (REUTERS, 2013)⁹⁵.

Nesse processo de acirramento da competição por fatia de mercado, a principal arena de disputa tem sido a Costa do Golfo norte-americana. Diante do aumento superior a 30% da produção petrolífera nos EUA, entre 2008 e 2012 (BP, 2013), os países da OPEP, para não perderem *market share* no maior mercado consumidor mundial de petróleo, têm oferecido, nos últimos meses, descontos de preços significativos em relação aos praticados na Europa e Ásia. O Argus Sour Crude Index, utilizado pela Arábia Saudita e Iraque para precisar as suas exportações de óleo cru para os EUA, situava-se em US\$ 89,61/bbl no início de dezembro, ao passo que o *Brent Dated*, preço de referência para os mercados europeu e asiático, era cotada acima de US\$ 110/bbl, no mesmo período. Tal comportamento dos preços tem gerado impactos negativos sobre os preços de exportação de Venezuela e México (FT, 2013).

Vale lembrar que o mecanismo que permite a discriminação de preços para os diferentes mercados é o *destination clause*, que os países da OPEP utilizam em seus contratos e que possui a função de impedir que o petróleo comercializado para determinado país seja revendido para um terceiro. Por outro lado, esse mesmo instrumento dificulta a utilização desses óleos como *benchmarks* globais (FATTOUH, 2011)⁹⁶.

Com base no exposto, pode-se afirmar que o papel da Arábia Saudita continuará central para a determinação da evolução dos preços, sobretudo nas situações em que há maior oferta de petróleo no mercado. Contrariamente à visão de que os Estados Unidos, com o aumento da produção de *tight oil*, teria minado o poder da Arábia Saudita, Fattouh e Sen (2013) afirmam que as decisões de produção e exportação do país serão centrais para a definição do preço do petróleo nos próximos anos⁹⁷. Contudo, como afirma Yergin (2014), deve-se reconhecer que o crescimento da produção de óleo cru dos EUA em 1,8 milhão de b/d, entre janeiro de 2012 e janeiro de 2014 (EIA/DOE, 2014), tem sido crucial, nos últimos anos, para compensar parcialmente a queda de produção em regiões produtoras importantes (destacadas no Gráfico 30) – que em dezembro de 2013 superou 2,5 milhões de b/d –, evitando que as cotações do petróleo atingissem níveis ainda mais elevados.

As dúvidas relacionadas à retomada de produção em países como Líbia, Irã e Iraque e a possibilidade de guerra de preços, caso a Arábia Saudita decida não reduzir a sua produção para acomodar o aumento da produção nesses países, contribuem para moldar um quadro de maior incerteza em relação à evolução futura dos preços do petróleo, o que acaba repercutindo negativamente nas decisões de investimento para expansão

⁹³ O Joint Plan of Action (JPA), anunciado em novembro de 2013 e com implementação prevista para 20 de janeiro de 2014, não removeu ainda as principais sanções aplicadas sobre o setor petrolífero iraniano, sendo até então suspensas apenas as sanções sobre os serviços de transporte e seguro. A nova postura do regime de Teerã, no sentido de reduzir o grau de ambição no seu programa nuclear, aumenta as chances de que o diálogo com as potências ocidentais evolua ao longo de 2014, permitindo a retirada total das sanções contra o país persa. Para mais detalhes do acordo celebrado no final de 2013, ver <http://www.whitehouse.gov/sites/default/files/foreign/jointplanofaction24november2013thefinal.pdf>

⁹⁴ “We'll do our best to market the maximum amount of oil. We don't want to leave our available oil idle. So good luck to everybody” (REUTERS, 2013).

⁹⁵ Essa competição, por seu turno, tem estimulado países como Kuwait e Emirados Árabes Unidos a oferecerem também diversas outras vantagens (REUTERS, 2013).

⁹⁶ Deve-se ter em mente que a Arábia Saudita busca maximizar o lucro nas suas operações globais e não isoladamente em cada mercado. Além disso, como o país é um *player* importante no mercado internacional de petróleo, o redirecionamento das exportações dos EUA para Ásia, com o objetivo de aumentar as receitas, poderia gerar, na sequência, uma queda nas cotações no mercado asiático. No fim das contas, tal mudança de estratégia representaria um prejuízo para o regime saudita.

⁹⁷ O poder da Arábia Saudita, na visão dos autores, foi reforçado nos últimos anos, com o declínio progressivo da produção petrolífera de Irã e Venezuela, o primeiro, em razão das sanções econômicas contra o prosseguimento de seu programa nuclear, enquanto o segundo, por razões domésticas, como a menor disponibilidade de recursos para investimentos no *upstream* pela estatal PDVSA.

da produção da Arábia Saudita. Isso porque o país, ao atuar como *swing producer*, fica mais suscetível ao aumento da oferta mundial de petróleo, correndo assim o risco de realizar investimentos no *upstream* que não poderão ser revertidos em aumento de produção sem que isso provoque queda das cotações da *commodity* e das suas receitas de exportação provenientes do volume de óleo exportado atualmente (que pode não ser compensado pelo aumento do *quantum exportado*). Vale lembrar que o excedente de capacidade atual detido pela Arábia Saudita não foi planejado e nem construído com tal propósito, sendo na verdade resultado dos desenvolvimentos históricos (como o crescimento da oferta não OPEP, a partir, sobretudo, dos anos 80)⁹⁸.

Nesse cenário, apesar dos efeitos benéficos advindos com o recente aumento da produção de petróleo nos EUA, ajudando a amortecer os recentes choques de oferta, a incerteza quanto aos seus efeitos pode ter contribuído para arrefecer um ciclo mais pujante de investimento no *upstream*. Segundo Faith Birol, economista-chefe da IEA, “o sinal errado” (dado pelo recente aumento da produção de *tight oil* nos EUA) aos exportadores de petróleo do Oriente Médio talvez resulte numa queda dos investimentos no desenvolvimento de novos campos. Porém, após 2020, a produção de óleo norte-americana começará a ceder. E, nas palavras de Birol, “se quisermos o óleo do Oriente Médio em 2020, os investimentos devem ser feitos agora” (EURONEWS, 2013).

Apesar de a OPEP deter mais de 70% das reservas provadas mundiais de petróleo, deve-se ter em mente que investimentos se fazem necessários, ainda que bem inferiores aos das novas províncias petrolíferas, para efetivamente se traduzir em aumento de produção. Num cenário em que os orçamentos dos respectivos países integrantes do cartel situam-se bastante pressionados, sobretudo em virtude de atender as reivindicações populares deflagradas a partir da “Primavera Árabe”, há menores condições para o aumento de investimentos no setor petrolífero. Além disso, cada vez são necessários mais investimentos para simplesmente manter os níveis de produção atuais, uma vez que os campos em operação já apresentam longo período em atividade.

Um dos problemas também enfrentados pelos produtores é o longo período de matu-

⁹⁸ Assim, a capacidade de produção saudita no presente é praticamente a mesma do início dos anos 70. Vale ressaltar, no entanto, que a Arábia Saudita possui condições extremamente propícias para o aumento da produção em prazo reduzido de tempo e a um custo bem menor que, por exemplo, os países não pertencentes à OPEP. Por outro lado, é necessário apontar que, em virtude de os campos atuais estarem já por um longo período em produção, são necessários maiores investimentos para que o regime saudita consiga manter a produção corrente de petróleo. As estimativas do Ministério do Petróleo saudita são de que a taxa de declínio da produção dos campos é de apenas 2%, ao passo que a avaliação da Agência Internacional de Energia (AIE) indica que os campos existentes apresentam maior taxa de declínio médio anual, que varia de 6% a 8%. Segundo esta última estimativa, isso significa que o país necessitaria realizar investimentos para produzir mais 700 mil barris/dia apenas para manter a produção nos atuais patamares (EIA/DOE, 2012).

Se ainda não bastasse, a demanda de petróleo pela Arábia Saudita, assim como em outros países do Oriente Médio, cresce velozmente, impulsionada pelo aumento de quase 40% no consumo de energia elétrica entre 2003 e 2010, que é gerada, em grande parte, a partir de combustíveis fósseis. O aumento do consumo nesses países retirou 1 milhão de b/d da capacidade de exportação de petróleo.

ração dos investimentos, o que acaba criando um descompasso entre a oferta e demanda, cujo resultado é o aumento dos riscos dos investimentos. Como explica Maugeri (2010, p.12-3), “se o petróleo se torna escasso e não há capacidade ociosa... o preço do petróleo sobe. Este aumento de preços promove um novo ciclo de investimento do qual emergirá nova produção. Concomitantemente, o aumento de preços desencadeia ganhos em termos de eficiência energética e aumento das fontes alternativas de energia. No momento em que a nova produção chega ao mercado⁹⁹, a demanda por petróleo talvez tenha caído. Esse círculo vicioso tem sido uma característica de todas as crises do petróleo no passado”¹⁰⁰.

Ademais, deve-se ter clareza de que as estimativas de capacidade de produção da OPEP, como bem lembra Mabro (2005), tendem a ser superdimensionadas, em virtude de os respectivos países-membros buscarem aumentar a margem de negociação do rateio das quotas de produção no âmbito da organização. Com isso, o sistema atual pode se encontrar muito mais vulnerável a choque de preços do que as estimativas sugerem.

Em razão da baixa capacidade excedente de produção de petróleo da Arábia Saudita, foi aventada, em matéria recente da revista Economist (2014), a possibilidade de os Estados Unidos voltarem a atuar como um *swing producer*. Nessa perspectiva, isso se tornaria possível não somente pelo fato de o país ser um grande produtor de petróleo, mas sobretudo pela própria característica da exploração do *tight oil*, que necessita de grande número de perfurações para manter os níveis de produção, o que significa maior sensibilidade da oferta ao comportamento dos preços no mercado internacional. Deste modo, os Estados Unidos seriam capazes de aumentar a produção quando os preços se mostrassem em níveis mais elevados, já que isso incentivaria novas perfurações, o que tenderia a reduzir a volatilidade dos preços da *commodity*, tal qual já teria ocorrido no ciclo recente marcado por substanciais interrupções em importantes centros produtores, como já mostrado anteriormente. A única diferença agora, em relação ao período pré-choque, seria que a oferta de petróleo norte-americana responderia aos sinais de preços do mercado, e não às normas regulatórias da Texas Railway Commission.

Em relação a esse ponto, apesar de reconhecer que a elasticidade-preço da oferta é maior do que na produção convencional, há dúvidas, em primeiro lugar, sobre os volumes – se seriam tão suficientes para que os Estados Unidos voltassem a atuar nessa condição – e, em segundo, se as tendências declinantes da produção após 2020 impediriam o país de contrabalançar eventuais choques no mercado internacional, inclusive porque a situação de importador líquido não seria revertida.

⁹⁹ Maugeri (2010) estima que atualmente leva-se entre 8 e 12 anos para que os novos projetos começem a produzir o primeiro óleo.

¹⁰⁰ “if petroleum becomes scarce and there is no spare capacity...oil price climbs. This rise in prices fosters a new cycle of investment from which new production will flow. It also triggers gains in energy efficiency, consumer frugality and the rise of alternative energy resources. By the time the new production arrives at the market, petroleum demand may have dropped. This vicious circle has been a feature of all oil crises of the past.” (MAUGERI, 2010, p. 12-13)

► Limites em relação aos potenciais efeitos de uma guerra de preços: ascensão dos custos de produção

Apesar das possibilidades apontadas de uma eventual guerra de preços, a depender da evolução da oferta de petróleo “barato” no mercado internacional, é necessário ressaltar, no entanto, que as convenções dos agentes econômicos, bem como as condições estruturais pelo lado da oferta, alteraram-se sensivelmente, na última década, na direção de sustentar os preços do petróleo em níveis historicamente elevados.

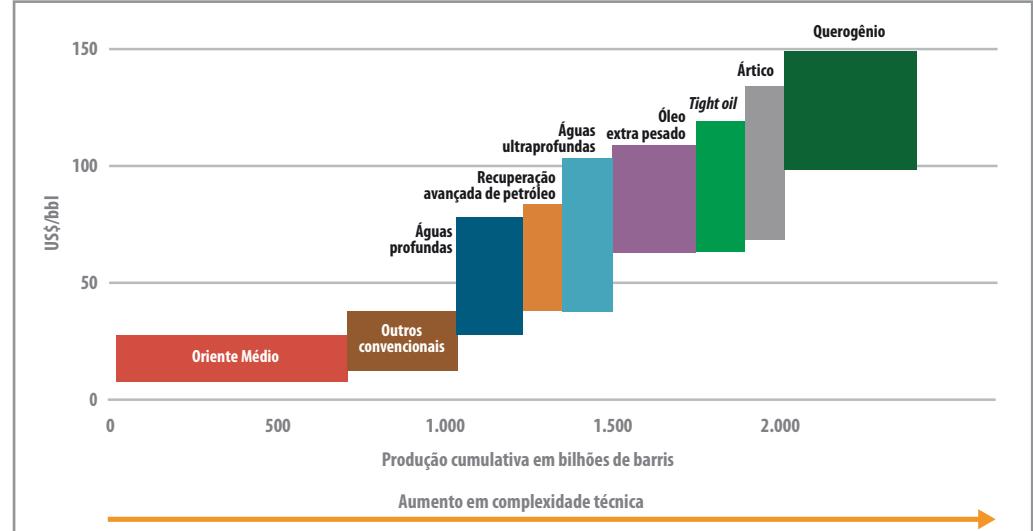
Mesmo com a eclosão da crise econômica e financeira de 2008, que provocou forte queda nas cotações, o mínimo atingido (próximo a US\$ 40/bbl) só era superado, em termos reais, pelos preços registrados em meados da década de 1980. O início do processo de recuperação da economia mundial, a partir de 2010, puxado pelos países emergentes, fez com que as cotações do petróleo rapidamente superassem US\$ 80/bbl em 2009, prova de que os níveis dos preços da *commodity* haviam atingido um patamar consistentemente mais elevado. Choques de oferta provocados pela “Primavera Árabe” colaboraram, posteriormente, para ratificar o consenso no mercado de preços historicamente elevados.

Essa revisão das convenções ora posta foi favorecida pelo aprofundamento do processo de financeirização dos preços do petróleo nos anos 2000, uma vez que a redução dos preços do petróleo em meio à crise levou, após a superação do pânico, a uma “especulação estabilizadora”, alimentada pelo excesso de liquidez promovida pelos bancos centrais dos países desenvolvidos.

As mudanças nas expectativas dos agentes servem apenas como parte da explicação. Outro fator de suma importância foi a elevação dos custos de produção, não apenas porque se fez necessário produzir petróleo em campos de mais difícil extração, mas também porque a própria indústria fornecedora de equipamentos e serviços para as empresas de petróleo aproveitou-se dos novos patamares de preços da *commodity* para reajustar seus preços, buscando assim se apropriar do incremento da quase-renda petrolífera. Deste modo, o aumento dos preços por parte da indústria parapetrolífera gerou aumento dos custos na extração por barril de petróleo, o que, por sua vez, contribuiu para sustentar os preços da *commodity* em patamares elevados. Segundo Paal Kibsgaard, chefe executivo da Schlumberger, “nos últimos dez anos, os gastos com exploração e produção cresceram quatro vezes em termos nominais, enquanto que a produção de petróleo cresceu apenas 11%” (KEMP, 2014).

O Gráfico 31 exibe os preços de nivelamento (*break-even prices*) por barril de petróleo para as principais regiões produtoras, bem como os volumes cumulativos produzidos em cada uma delas.

Gráfico 31 – Break-even prices para as principais regiões produtoras



Fonte: MARGERIE (2014).

Como se pode verificar, os preços de nivelamento apresentam grandes disparidades entre as diversas regiões produtoras. Com *break-even prices* abaixo de US\$ 50/bbl, basicamente somente o Oriente Médio pode ser classificado como produtor de baixo custo. Já regiões de produção *offshore* como Mar do Norte, Brasil e Golfo do México situam-se numa posição intermediária, com preços de nivelamento superiores a US\$ 80/bbl. Já a extração de petróleo das areias betuminosas no Canadá pode ser classificada como de alto custo, com *break-even prices* acima de US\$ 100/bbl.

A estabilização dos preços do petróleo, num cenário de inflação dos preços dos equipamentos e serviços, resultou, nos últimos anos, em compressão das margens de lucro das companhias petrolíferas, o que tem desagradado os acionistas. Nesse novo cenário, as petrolíferas providenciam cortes de gastos, de forma a reter dinheiro para o pagamento de dividendos (REUTERS, 2014).

Como consequência, a indústria do petróleo, que antes tinha como principal foco o aumento de produção, passa a se centrar, neste momento, na redução dos custos. Grandes petrolíferas como Shell, BP, Chevron e Exxon passaram a adotar orçamentos mais enxutos em relação aos dispêndios de capital. Exemplo emblemático dessa revisão das políticas de investimento foi a recente suspensão, pela Shell, do projeto de perfuração no Ártico (KEMP, 2014).

A maior restrição em relação aos investimentos tem-se concentrado nos megaprojetos (acima de US\$ 1 bilhão). Isso porque, além de requererem mão de obra mais especializada (e mais cara) em razão da maior complexidade técnica envolvida, tais projetos tendem a apresentar riscos bem maiores, sobretudo relacionados às estimativas iniciais de custos – em razão da maior proporção de componentes específicos requeridos – e às possibilidades de atraso pelas dificuldades técnicas encontradas.

Para conseguir reduzir os custos de exploração e desenvolvimento de novos campos, as petrolíferas estão promovendo mudanças nas suas estratégias de compras, o que tem impulsionado modificações importantes na indústria parapetrolífera. Uma delas tem sido a maior demanda por soluções padronizadas, em vez de projetos com soluções específicas. Além disso, tem-se buscado reduzir o número de *players* envolvidos na contratação e firmar contratos com prazos mais longos, o que tem levado as empresas de equipamentos e serviços a buscarem maior integração de produtos e serviços, face à anterior especialização de atividades. De acordo com Torger Halle, *chairman* da unidade norueguesa da Schlumberger, “agora é o momento da integração, com uma companhia de serviços oferecendo tudo para o cliente, desde o planejamento até a construção do poço (...); o tamanho importa e (integração) ocorrerá na indústria” (REUTERS, 2014). Não obstante, tal processo de redução de custos na indústria ainda deve durar um tempo considerável para que possa se traduzir em resultados efetivos.

Com base nisso, considera-se que, mesmo numa eventual guerra de preços, haverá limites mais restritivos à queda dos preços do petróleo no mercado internacional, pois, caso contrário, existe a possibilidade de cancelamento de uma série de projetos, em razão não apenas da menor rentabilidade esperada, mas também da menor geração de caixa para arcar com os altos investimentos em curso.

2.5 Considerações finais

Ao longo desta seção, buscou-se apresentar as principais transformações no mercado internacional de petróleo nesses últimos quarenta anos, bem como os seus desdobramentos atuais. Os principais pontos aqui destacados foram os efeitos do primeiro choque do petróleo e as transformações no mercado internacional por ele desencadeadas; a evolução da capacidade da OPEP de influenciar o comportamento dos preços de petróleo nos últimos 40 anos e os instrumentos por ela utilizados nos dias atuais; e os impactos do redesenho dos mercados de petróleo sobre as perspectivas futuras de preços.

Como observado, o primeiro choque do petróleo causado pelo embargo dos países árabes refletia a maior estreiteza das condições de oferta e demanda, gerada pela combinação de rápido crescimento da demanda, fim da capacidade excedente do *swing producer* (EUA) e maior controle dos níveis de produção no âmbito da OPEP pelos países-membros. Sua ocorrência, entretanto, deu origem a profundas transformações no funcionamento do mercado de petróleo, com a consolidação da OPEP e a atuação da Arábia Saudita como novo *swing producer*, fazendo com que os preços internacionais deixassem de ser determinados no âmbito das empresas petrolíferas verticalizadas e passassem a ser determinados por meio dos preços oficiais de venda da OPEP¹⁰¹.

¹⁰¹ Apenas na década de 1980, com o desenvolvimento do mercado *spot* internacional e a crescente interação entre os mercados físico e financeiro, foi possível o surgimento de preços definidos pelo mercado.

A história do comportamento dos preços do petróleo, na segunda metade do século XX, mostra que a capacidade da OPEP de influenciar o comportamento dos preços do petróleo é mutável ao longo do tempo, dependendo das condições de oferta e demanda no mercado internacional de petróleo, da capacidade excedente do *swing producer* e dos diversos aspectos que podem afetar a coesão dos membros da organização, do ponto de vista estrutural (montante de reservas, disparidades socioeconômicas e *break-even fiscal* e das contas externas) e conjuntural (perspectiva de aumento da produção dos países não membros).

Na atualidade, os principais instrumentos utilizados pela OPEP para interferir nas cotações da *commodity* são as quotas de produção e a utilização da capacidade produtiva excedente do *swing producer*, a Arábia Saudita, que, como visto, possui condições de impactar o mercado internacional de petróleo. No entanto, em função da crescente financeirização dos preços do petróleo nos anos 2000, a atuação da OPEP para alterar os preços se tornou mais complexa, haja vista que as decisões do grupo devem ser capazes de influenciar também os mercados financeiros, cujo volume negociado de petróleo é significativamente maior do que o dos mercados físicos.

No que diz respeito à conjuntura atual, o mercado internacional de petróleo continua suscetível a choques de oferta, visto que a capacidade ociosa de produção da Arábia Saudita permanece em níveis historicamente baixos. No passado recente, o aumento expressivo da produção de petróleo dos EUA contribuiu para amortecer parcialmente os choques de oferta e estabilizar os preços do petróleo (YERGIN, 2014), embora esses tenham permanecido em patamares elevados. Neste sentido, a redução das importações líquidas norte-americanas revelou-se elemento crucial para explicar os níveis atuais de preços da *commodity*. Se o mercado internacional não contasse com os cerca de 3,8 milhões de b/d que deixaram de ser subtraídos pelos EUA, no período de 2008 a 2013, em decorrência sobretudo do aumento da produção norte-americana de *tight oil*, a tendência, provavelmente, seria de alta dos preços do petróleo.

O mercado internacional, entretanto, poderá se tornar mais suscetível a choques caso não haja a retomada da produção de países como Líbia, Iraque e Irã, ou ainda, não se concretize no ritmo esperado o aumento da oferta não OPEP, já que as previsões de curto e médio prazo indicam que a produção norte-americana deverá atingir seu platô já entre 2017 e 2019.

Entretanto, não é possível descartar o cenário em que o aumento da oferta da OPEP (de petróleo de baixo custo) contribua para diminuir a coesão do grupo, ao ponto de emergir uma guerra de preços que jogaria as cotações da *commodity* para patamares inferiores aos atuais. O que se pode dizer é que esse cenário de incerteza atual contribui para desincentivar os investimentos em expansão da capacidade dos países do Oriente Médio, notadamente da Arábia Saudita, colaborando para a manutenção da capacidade ociosa de produção em níveis reduzidos. Adicionalmente, um eventual ajuste, para baixo, dos preços do petróleo encontra limites muito mais restritivos do que no passado recente, em razão do aumento dos custos de produção (seja derivado

da maior dificuldade de extração petrolífera nos novos campos, seja devido ao aumento dos preços dos bens e serviços na indústria parapetrolífera).

Assim, ainda que a OPEP demonstre menor poder de influenciar preços no curto prazo em razão das divergências internas e/ou da sua incapacidade de administrar o aumento do fluxo novo de petróleo no mercado internacional, a organização continuará, no longo prazo, salvo mudanças no paradigma tecnológico no setor de transportes, a exercer papel destacado na oferta mundial de petróleo, principalmente em função de concentrar grande parte das reservas provadas mundiais (acima de 70% do total) e de baixo custo, o que lhe confere uma vantagem competitiva relevante em comparação com os principais países não pertencentes à OPEP.

Uma comparação da conjuntura atual com aquela existente no período imediatamente anterior ao primeiro choque de preços aponta semelhanças e diferenças importantes. De semelhante há o fato de, nos dois períodos, os níveis de capacidade ociosa do *swing producer* situarem-se em níveis historicamente baixos. Contudo, as pressões pelo lado da demanda são bem inferiores na atualidade em relação ao período pré-choque e há maiores perspectivas de aumento da oferta (tanto em decorrência do aumento da produção em diversos países quanto dos investimentos em fontes alternativas).

De todo modo, enquanto permanece o baixo nível de capacidade ociosa de produção do *swing producer*, eis que emerge a Fortuna como imperatriz do mundo (do petróleo, pelo menos).

3 | PRINCIPAIS ÍNDICES DO MERCADO INTERNACIONAL

Tabela 4 – Cotações médias anuais do petróleo, do gás natural e dos combustíveis líquidos no mercado internacional, e respectivas variações

Produtos	2012	2013	Variação
WTI 1st Month (US\$/bbl)	94,13	97,99	4,1%
WTI 2nd Month (US\$/bbl)	94,51	98,10	3,8%
Marlim (US\$/bbl)	100,37	98,59	-1,8%
Brent 1st Month (US\$/bbl)	111,90	109,06	-2,5%
Brent 2nd Month (US\$/bbl)	111,35	108,37	-2,7%
Brent Dated (US\$/bbl)	111,68	108,66	-2,7%
Gasoline 10 PPM (US\$/bbl)	124,48	118,86	-4,5%
NY Unleaded 87 (US\$/bbl)	123,11	118,17	-4,0%
NY Unleaded 93 (US\$/bbl)	133,49	127,40	-4,6%
ULSD 10 PPM (US\$/bbl)	116,09	110,98	-4,4%
ULSD USGC (US\$/bbl)	128,28	124,65	-2,8%
Henry Hub TDt Abs (US\$/MBTU)	2,75	3,73	35,6%
Henry Hub FDt Com (US\$/MBTU)	2,79	3,73	33,7%
Henry Hub FDt Abs (US\$/MBTU)	2,79	3,73	33,7%

Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Platts.

PARTE 2

MERCADO NACIONAL

Bruno Valle de Moura

Heloisa Borges Bastos Esteves

Márcio de Araújo Alves Dias

Maria Tereza de Oliveira Rezende Alves

1 | O COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS AUTOMOTIVOS LÍQUIDOS EM 2013

O objetivo desta seção é analisar tanto os aspectos conjunturais quanto os estruturais que influenciaram, em 2013, a dinâmica dos preços dos combustíveis automotivos líquidos no mercado nacional, com destaque para os reajustes nos preços dos produtores de combustíveis, ocorridos ao longo de 2013, o que implicou no estreitamento da defasagem dos preços entre os mercados nacional e internacional; alteração dos preços relativos entre etanol e gasolina com impactos diferenciados nas regiões do país; a dependência externa da gasolina e do diesel; e o início da comercialização do óleo diesel S10¹⁰² no mercado doméstico em substituição ao óleo diesel S50¹⁰³.

A presente seção do Boletim foi elaborada, essencialmente, com base no sistema de informações de preços da ANP, que contempla tanto a pesquisa semanal de preços de revenda e de distribuição de combustíveis automotivos¹⁰⁴ quanto os preços médios dos produtores¹⁰⁵. Além desses dados, foram utilizadas informações de movimentação de combustíveis¹⁰⁶ e de preços dos produtores de etanol¹⁰⁷.

1.1 Gasolina comum e etanol hidratado: impactos regionais diferenciados das mudanças nos preços relativos e redução da defasagem de preços caracterizaram o ano de 2013

O ano de 2011 foi marcado por uma alteração significativa nos preços relativos dos combustíveis automotivos no mercado nacional, o que provocou o aumento da demanda de gasolina em detrimento da de etanol combustível. Já 2012 foi caracterizado pela estabilidade dos preços da gasolina comum nas diferentes etapas da cadeia produtiva. Ao contrário do comportamento dos preços nos anos de 2011 e 2012, dois fatos marcaram o ano de 2013:

¹⁰² Combustível com teor de enxofre máximo de 10mg/kg.

¹⁰³ Combustível com teor de enxofre máximo de 50mg/kg.

¹⁰⁴ O Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis da ANP encontra-se em <http://www.anp.gov.br/preco/>.

¹⁰⁵ Os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de derivados de petróleo estão disponíveis no sítio eletrônico da Agência: <http://www.anp.gov.br>.

¹⁰⁶ Informadas pelos agentes regulados por meio do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (SIMP), regulamentado pela Resolução ANP nº 17/2004.

¹⁰⁷ Disponíveis no website do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – CEPEA/ESALQ/USP: <http://cepea.esalq.usp.br/etanol/>.

i. redução dos preços relativos entre etanol hidratado e gasolina C no país, que estiveram abaixo de 70%¹⁰⁸ em fevereiro e entre junho e dezembro de 2013, favorecendo o consumo do primeiro, principalmente nos estados de Goiás, Mato Grosso, Paraná e São Paulo; e

ii. reajustes de preços de gasolina A praticados pelos produtores nacionais, em virtude do comportamento tanto da taxa de câmbio quanto da cotação do barril de petróleo, que minimizaram a defasagem dos preços domésticos frente aos do mercado internacional.

► Análise da evolução dos preços da gasolina automotiva e do etanol combustível em 2013

Entre 2008 e 2012, os reajustes dos preços de venda de gasolina A nas refinarias brasileiras foram contrabalançados por alterações na alíquota da Cide (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico), de modo a anular os impactos econômicos decorrentes de tais reajustes ao consumidor final, fossem estes negativos ou positivos. Dessa forma, a despeito da volatilidade no preço do derivado no mercado internacional, internamente, a gasolina adquirida nos postos revendedores registrou, nesse interregno de cinco anos, trajetórias praticamente lineares.

Como a alíquota da Cide foi reduzida a zero¹⁰⁹ em 2012, os incrementos de 6,6% e de 4% nos preços dos produtores, ocorridos em 30 de janeiro e em 30 de novembro de 2013, respectivamente, foram repassados aos segmentos de distribuição e de revenda.

Além do custo de aquisição da gasolina A e dos preços do etanol hidratado – principal substituto da gasolina C no mercado de revenda de combustíveis automotivos –, os dois maiores elementos que influenciam a composição dos preços da gasolina C são os tributos incidentes sobre o produto¹¹⁰ e o preço do etanol anidro.

Ressalta-se que, no Brasil, a correlação entre a variação dos preços do etanol combustível e a dos preços da gasolina C¹¹¹ pode ser explicada por dois fatores. Um deles consiste na possibilidade de migração imediata da demanda de gasolina C ou de etanol hidratado, devido à existência de motores automotivos com tecnologia *flex-fuel* desde 2003¹¹², o que leva os consumidores a optarem por um determinado combustível em função, essencialmente, dos preços relativos. O outro se refere à adição de etanol anidro à gasolina A, em

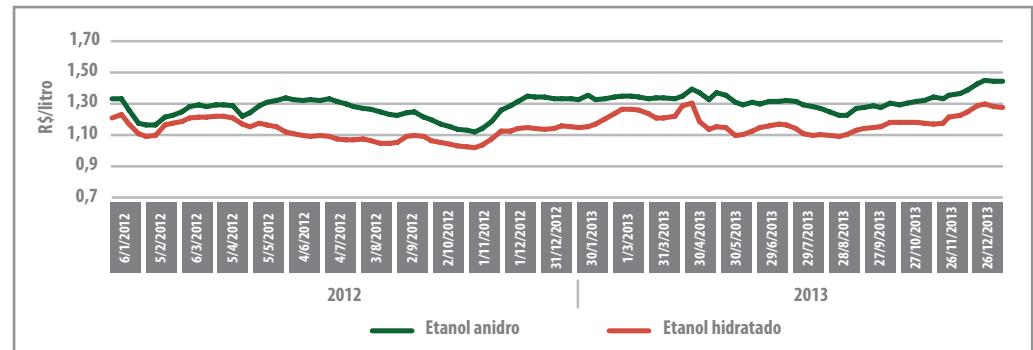
proporção legalmente estabelecida¹¹³, e, nesse caso, os incrementos dos preços do etanol anidro são repassados para os preços ao consumidor final da gasolina.

Historicamente, os preços de produção do etanol possuem comportamento sazonal que acompanha os períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar. A evolução desses preços influencia os preços nas etapas seguintes da cadeia produtiva (distribuição e revenda) e, portanto, há uma tendência de variabilidade nos preços de revenda do etanol ao longo do ano.

É importante enfatizar que, apesar de o etanol ser um produto sujeito à sazonalidade na produção e às variações climáticas, o novo desenho regulatório introduzido em 2012 pela ANP¹¹⁴ trouxe importantes mecanismos de mitigação de riscos de desabastecimento de etanol anidro. Tais riscos podem ser mitigados na modalidade de contratos de fornecimento celebrado entre os elos de produção e distribuição ou através da obrigatoriedade de estoques mínimos do produto. Com isso, reduziu-se também a possibilidade de grandes oscilações de preços tanto do etanol anidro quanto do hidratado, tais como as vivenciadas no primeiro semestre de 2011.

Os preços semanais de produção de etanol combustível no estado de São Paulo, que é responsável por mais da metade da produção do biocombustível¹¹⁵ e por cerca de 54% do volume comercializado de etanol hidratado no país em 2013¹¹⁶, estão expostos no Gráfico 32.

Gráfico 32 – Preços semanais de produção de etanol combustível, anidro e hidratado no estado de São Paulo entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – CEPEA/ESALQ/USP.

¹⁰⁸ A vantagem econômica em abastecer com etanol ocorre quando o preço ao consumidor final deste for até 70% do preço da gasolina C.

¹⁰⁹ Decreto nº 7.764/2012.

¹¹⁰ Questões referentes à tributação incidente sobre combustíveis automotivos são de competência exclusiva dos governos estaduais e federal.

¹¹¹ A estrutura de formação de preços de gasolina comum no Brasil está disponível no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br/?pg=41230>.

¹¹² Desde o início da comercialização de automóveis bicompostíveis (*flex-fuel*), em março de 2003, os detentores de veículos com essa tecnologia podem optar, dependendo da relação de preços entre os dois combustíveis ou de suas preferências individuais, por gasolina comum ou etanol hidratado ao abastecer.

¹¹³ Até 30 de abril de 2013, a gasolina C brasileira era composta por uma mistura de 80% de gasolina A e 20% de etanol anidro combustível (Resolução nº 01/2011 do Conselho Interministerial do Açúcar e do Álcool – CIMA). A partir de 1º de maio de 2013, esses percentuais passaram a ser de 75% e de 25%, respectivamente (conforme Resolução nº 01/2013 do CIMA).

¹¹⁴ A partir de abril de 2012, teve efeito o disposto na Resolução ANP nº 67/2011, no que tange ao envio à ANP, pelos agentes econômicos (distribuidoras de combustíveis líquidos automotivos e fornecedores de etanol anidro), dos extratos dos contratos de compra/venda de etanol anidro, com a finalidade de garantir o seu suprimento e permitir o enquadramento desses agentes em uma das duas modalidades de aquisição do combustível: regime de contrato de fornecimento ou regime de compra direta.

¹¹⁵ De acordo com o Quarto Levantamento da Safra 2013/2014 de Cana-de-Açúcar, divulgado pela Companhia Nacional de Abastecimento – Conab, a produção paulista sucroalcooleira correspondeu a 56,6% da nacional, da qual 50,5% foi destinada à elaboração de açúcar e 49,5% à de etanol (desses, 53,2% foi de hidratado e 46,8% de anidro).

¹¹⁶ Segundo dados de movimentação informados pelas distribuidoras à ANP.

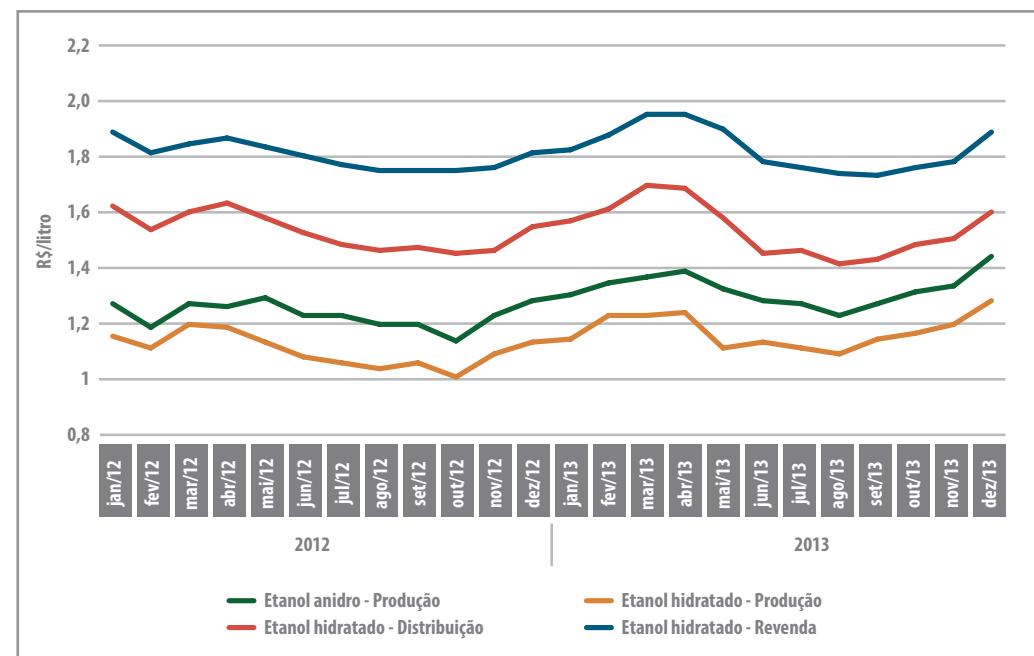
Analizando-se o Gráfico 32, observa-se que os preços semanais de ambos os tipos de etanol apresentaram oscilações análogas, principalmente no decorrer de 2013. Os períodos de safra da cana-de-açúcar, sobretudo na região Centro-Sul¹¹⁷, coincidem com as trajetórias descendentes e os períodos de entressafra do produto, com as ascendentes.

Em 2013, a diferença entre os preços semanais mínimos e máximos registrados foi de 19,67% para o etanol anidro e de 20,37% para o etanol hidratado, percentuais inferiores aos verificados em 2012: 21,62% e 22,40%, respectivamente. Assim, a variabilidade desses preços em 2013 foi menor do que a de 2012.

De uma forma geral, tal como constatado em 2012, os aumentos dos preços de produção do etanol anidro não exercearam, em 2013, influência suficiente para pressionar os preços ao consumidor final da gasolina C.

As evoluções dos preços médios mensais de produção de etanol (anidro e hidratado) e de distribuição e revenda de etanol hidratado no estado de São Paulo, entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013, estão exibidas no Gráfico 33.

Gráfico 33 – Preços médios mensais de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado, praticados no estado de São Paulo entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do CEPEA/ESALQ/USP e do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

¹¹⁷ Na região Centro-Sul, responsável por, aproximadamente, 88% da área colhida do produto, geralmente as safras de cana-de-açúcar começam em abril/maio e terminam em novembro/dezembro, enquanto, nas regiões Norte-Nordeste, iniciam em setembro/outubro e se encerram em fevereiro/março.

Observando-se o Gráfico 33, percebem-se evoluções similares de preços médios mensais dos biocombustíveis analisados ao longo de todo o período, ratificando que seus preços apresentam, em geral, maior variabilidade em todos os segmentos (produção, distribuição e revenda), em comparação com os da gasolina. Isso ocorre devido às alterações no volume ofertado, atreladas anualmente aos períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar, devido à concorrência gerada pelo açúcar em momentos de elevação de seus preços no mercado internacional, ao nível dos preços e da demanda de seu principal substituto, a gasolina automotiva, e às condições existentes de financiamento para ampliação da área plantada.

Se, em 2012, somente o preço médio de produção do etanol anidro registrou elevação nominal, em 2013, tanto os preços médios do etanol hidratado nos segmentos de produção, distribuição e revenda quanto o de produção do etanol anidro acumularam altas (11,93%, 2,16%, 3,12% e 10,56%, respectivamente).

Segundo dados divulgados pela Conab, referentes à safra 2013/2014¹¹⁸, houve expansão de 3,8% na área destinada ao cultivo da cana-de-açúcar no Brasil e de 7,7% na produtividade, resultando em uma elevação de cerca de 17% na produção nacional de etanol, comparando-se com dados da safra anterior. Tal fato pode ser justificado em virtude dos investimentos realizados pelas usinas em renovação dos canaviais, sobretudo na região Centro-Sul, apesar das condições climáticas adversas presentes na região Nordeste desde meados de 2012, que prejudicaram o desenvolvimento de seus canaviais.

É importante ressaltar que, em abril de 2013, o governo federal liberou uma linha de crédito para renovação e ampliação dos canaviais, no valor de R\$ 4 bilhões, financiada pelo Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, e outra para a estocagem do etanol, no montante de R\$ 2 bilhões, também financiada pelo BNDES.

Ademais, o governo federal, ainda em abril de 2013, disponibilizou, aos produtores de etanol, um crédito tributário no mesmo valor do Pis/Cofins cobrado, ou seja, de R\$ 0,12 por litro do biocombustível, visando ao fornecimento, para os usineiros, de maiores possibilidades de investimentos no setor e, consequentemente, de ampliação da produção.

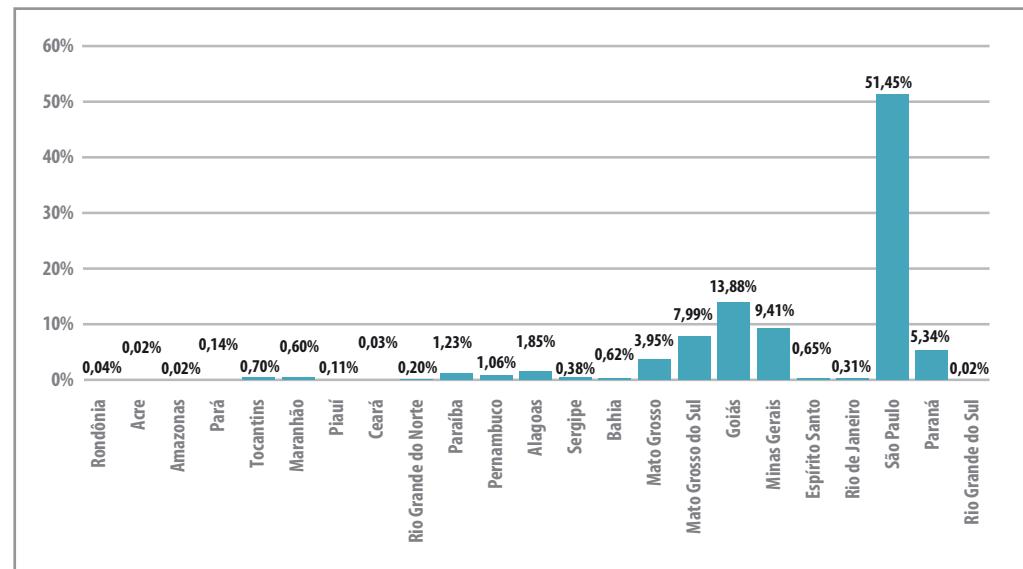
No tocante ao estado de São Paulo, maior produtor e consumidor brasileiro de etanol, a área de plantio da cana-de-açúcar ampliou-se em 3% e sua produção do biocombustível aumentou em 17,92%. Segundo a Conab, a produção brasileira de etanol anidro elevou-se em 20,02% em relação à safra 2012/2013, enquanto que a do hidratado cresceu em 17%.

Na distribuição geográfica, segundo dados da safra 2013/2014 exibidos no Gráfico 34, a soma dos seis principais estados produtores¹¹⁹ representou mais de 92% da produção nacional. Em relação à safra 2012/2013, as participações relativas das regiões Nordeste, Sul e Norte registraram pequenos arrefecimentos, situando-se em 6,1%, 5,4% e 0,9% do total produzido, respectivamente, ao passo que a região Sudeste concentrou 61,8% e a região Centro-Oeste 25,8%.

¹¹⁸ Informações disponíveis em seu Quarto Levantamento da Safra 2013/2014 de Cana-de-Açúcar.

¹¹⁹ A saber: São Paulo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Paraná e Mato Grosso.

Gráfico 34 – Participação dos estados brasileiros na produção de etanol – Safra 2013/2014



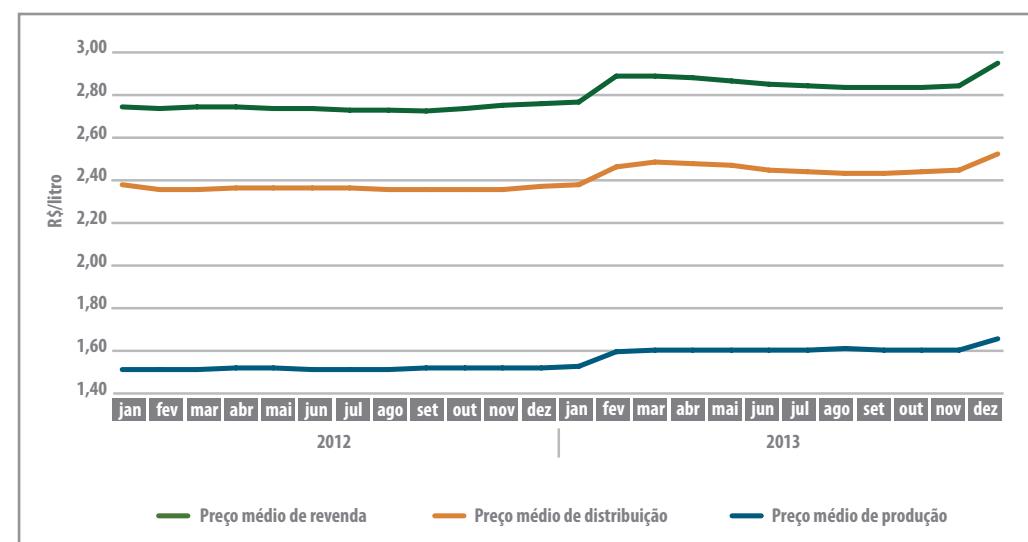
Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Quarto Levantamento da Safra 2013/2014 de Cana-de-Açúcar – Conab.

Efeitos dos preços relativos sobre a demanda de gasolina C e sobre a de etanol hidratado combustível

Uma das causas geradoras de variações nos preços da gasolina automotiva advém de oscilações nos preços de produção do etanol anidro. Como tais preços não registraram, em 2013, comportamentos atípicos, como aumentos expressivos, tal como ocorreu em abril de 2011 (quando o preço de produção do etanol anidro superou o da gasolina em um ambiente de crise de oferta), os impactos sobre o preço ao consumidor final da gasolina, derivados da alta dos preços no mercado de etanol anidro, foram pouco representativos, uma vez que não afetaram os preços médios no país.

O Gráfico 35 expõe a evolução dos preços médios da gasolina nacional entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013, com base nos preços dos produtores de gasolina A¹²⁰ e nos preços da gasolina comum nas etapas de distribuição e revenda.

Gráfico 35 – Comportamento dos preços médios mensais da gasolina no Brasil entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

Ao longo de todo o período analisado, os preços médios mensais da gasolina somente oscilaram significativamente quando da aplicação de reajustes de 6,6% e de 4% à gasolina A pela Petrobras¹²¹, em 30 de janeiro de 2013 e em 30 de novembro de 2013, respectivamente, visando reduzir o diferencial de preços praticados interna e externamente.

Em dezembro de 2013, comparando com igual período de 2012, as elevações respectivas dos preços de produção de gasolina A e de distribuição e revenda de gasolina comum foram de 8,94%, 6,46% e 6,97%.

O comportamento dos preços médios mensais ao consumidor final de etanol hidratado e de gasolina comum, bem como a razão existente entre eles, entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013, é exibido no Gráfico 36. O limite de 70% entre os preços do biocombustível e da gasolina comum, referente à vantagem econômica em adquirir o etanol hidratado, está indicado pela linha preta tracejada no gráfico¹²².

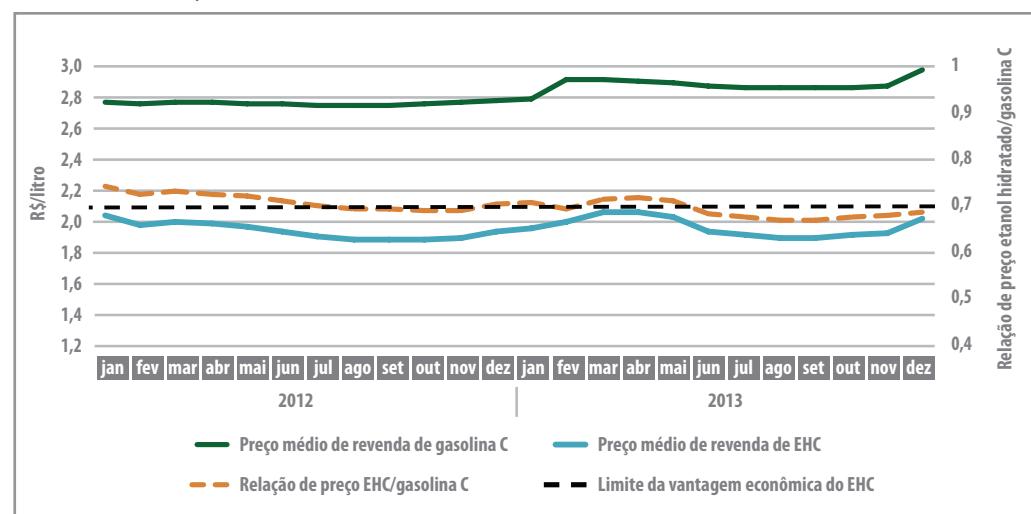
¹²⁰ Nesses preços estão incluídas as seguintes parcelas: Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide; Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Pis/Pasep; e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins. Não incluem os valores do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS, cujas alíquotas e base de cálculo dependem de legislação própria de cada Unidade da Federação.

Dados disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=59190>.

¹²¹ Com a alíquota da Cide reduzida a zero, não há como fazer compensações entre o aumento do preço do produtor e a Cide, de forma a reduzir o impacto para o consumidor final.

¹²² Apesar de serem bens substitutos, o etanol hidratado apresenta poder calorífico inferior ao da gasolina comum, tornando-se economicamente vantajoso abastecer com o biocombustível somente quando o preço deste for até 70% do preço da gasolina C, uma vez que o diferencial entre o poder calorífico dos dois combustíveis tem reflexo direto sobre a rentabilidade por quilômetro rodado dos dois combustíveis.

Gráfico 36 – Relação entre os preços médios mensais de revenda de etanol hidratado combustível e de gasolina comum no Brasil de janeiro de 2012 a dezembro de 2013



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Comparando-se as trajetórias dos preços médios de revenda de gasolina comum e de etanol hidratado nos dois anos apresentados, de acordo com o mostrado no Gráfico 36, a despeito da maior variação nos preços do biocombustível, nota-se que evoluíram de maneira análoga.

Considerando os preços relativos referentes a 2013, o etanol mostrou-se mais competitivo frente à gasolina nos meses de fevereiro e de junho a dezembro, acarretando aumento em seu consumo em relação ao verificado no ano de 2012 (Tabela 5). A atratividade do etanol foi notada particularmente nos estados de Goiás, Mato Grosso, Paraná e São Paulo, uma vez que, dependendo da região (quanto mais próxima da área produtora) e do período do ano (durante a safra de cana-de-açúcar, quando a oferta é maior), esta vantagem é mais evidente.

Destaca-se que a alíquota de ICMS sobre o etanol hidratado praticada por São Paulo é de 12%, a menor entre todas as Unidades da Federação, o que é um fator preponderante para os preços mais baixos do biocombustível, considerando que a alíquota média nacional está em, aproximadamente, 24%.

Todavia, o proprietário de carro *flex-fuel*, com a possibilidade de incorrer em menor gasto abastecendo com etanol hidratado, pode, dependendo de seus próprios critérios e hábitos, utilizar gasolina C, mesmo se a relação dos preços de ambos os combustíveis indicar que o consumo de etanol hidratado encontra-se economicamente mais vantajoso que o consumo da gasolina.

Conforme demonstrado na Tabela 5, a mudança na relação entre os preços do biocombustível e do derivado de petróleo gerou uma alteração no padrão da demanda nacional de combustíveis automotivos, notadamente entre 2010 e 2012.

Em 2013, o consumo do etanol hidratado no Brasil, após três anos consecutivos de expressivas quedas, registrou incremento de 9,81%, comparando-se com o ano anterior, voltando ao patamar verificado em 2011, enquanto o da gasolina C, ascendente desde 2004, apontou alta de 4,2%. Ressalta-se que o pico da demanda de etanol hidratado no país aconteceu no ano de 2009, volume 52,3% superior ao verificado em 2013.

Tabela 5 – Evolução do consumo de etanol hidratado combustível e de gasolina C no Brasil entre 2000 e 2013

Ano	Consumo de etanol hidratado Brasil (mil m ³)	Varição em relação ao ano anterior	Consumo de gasolina comum Brasil (mil m ³)	Varição em relação ao ano anterior	Consumo Ciclo Otto Brasil (mil m ³)	Varição em relação ao ano anterior
2000	4.603,59	-	22.630,19	-	27.233,78	-
2001	3.501,99	-23,93%	22.211,00	-1,85%	25.713,00	-5,58%
2002	3.791,88	8,28%	22.610,26	1,80%	26.402,14	2,68%
2003	3.245,32	-14,41%	21.790,65	-3,62%	25.035,97	-5,17%
2004	4.512,93	39,06%	23.173,88	6,35%	27.686,80	10,59%
2005	4.667,22	3,42%	23.553,49	1,64%	28.220,71	1,93%
2006	6.186,55	32,55%	24.007,63	1,93%	30.194,19	6,99%
2007	9.366,84	51,41%	24.325,45	1,32%	33.692,28	11,59%
2008	13.290,10	41,88%	25.174,78	3,49%	38.464,88	14,17%
2009	16.470,95	23,93%	25.409,09	0,93%	41.880,04	8,88%
2010	15.074,30	-8,48%	29.843,66	17,45%	44.917,97	7,25%
2011	10.899,22	-27,70%	35.491,26	18,92%	46.390,48	3,28%
2012	9.850,18	-9,62%	39.697,71	11,85%	49.547,90	6,81%
2013	10.816,69	9,81%	41.365,26	4,20%	52.181,95	5,32%

Fonte: elaboração própria, a partir de dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP, obtidos em 30/01/2014.

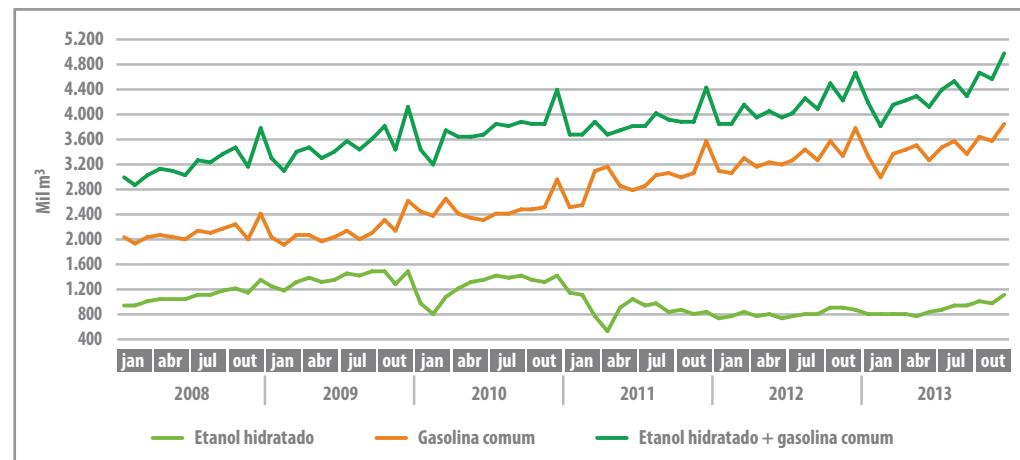
Observando detalhadamente a Tabela 5, verifica-se um crescimento médio anual de 32% no consumo de etanol hidratado entre 2004 e 2009, ao passo que o da gasolina C foi de 2,6% ao ano. Porém, 2010 registrou queda na demanda do biocombustível, seguida de baixa ainda maior no ano seguinte, totalizando 40,2% de redução em 2012, comparando-se com 2009. No mesmo período, o consumo do derivado de petróleo subiu 56,2%. Essa mudança de tendência está associada à alteração dos preços relativos, a qual favoreceu, nesse interregno, o consumo de gasolina C. Ou seja, alterou-se a vantagem econômica de se adquirir o biocombustível para os proprietários de veículos *flex-fuel*.

Assim, o combustível fóssil teve que suprir a demanda por combustível automotivo a partir de 2010, quando se iniciou a tendência de queda na comercialização de etanol hidratado, tornando-se imprescindível a importação do derivado. No entanto, em 2013, em função do comportamento dos preços relativos entre os energéticos, especialmente em algumas regiões do país, o consumo do etanol voltou a crescer e foi responsável por cerca de

37% do incremento da demanda de combustíveis do Ciclo Otto.

O Gráfico 37 delineia o crescimento do consumo de combustíveis automotivos para suprir a necessidade oriunda dos veículos com motores do Ciclo Otto desde 2008.

Gráfico 37 – Consumo mensal de etanol hidratado combustível e de gasolina C no Brasil entre janeiro de 2008 e dezembro de 2013



Fonte: elaboração própria, a partir de dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP, obtidos em 30/01/2014.

A demanda mensal brasileira de etanol hidratado passou de 962 mil m³, em janeiro de 2008, para 1,5 milhão de m³, em dezembro de 2009 (aumento de 57%), devido à vantagem econômica no consumo do biocombustível em detrimento da gasolina C, mesmo nos períodos de entressafra da cana-de-açúcar.

Porém, dezembro de 2013 fechou com 1,1 mil m³ consumidos de etanol hidratado, volume 24% superior ao comercializado em dezembro de 2012, mas 27% inferior ao de dezembro de 2009¹²³.

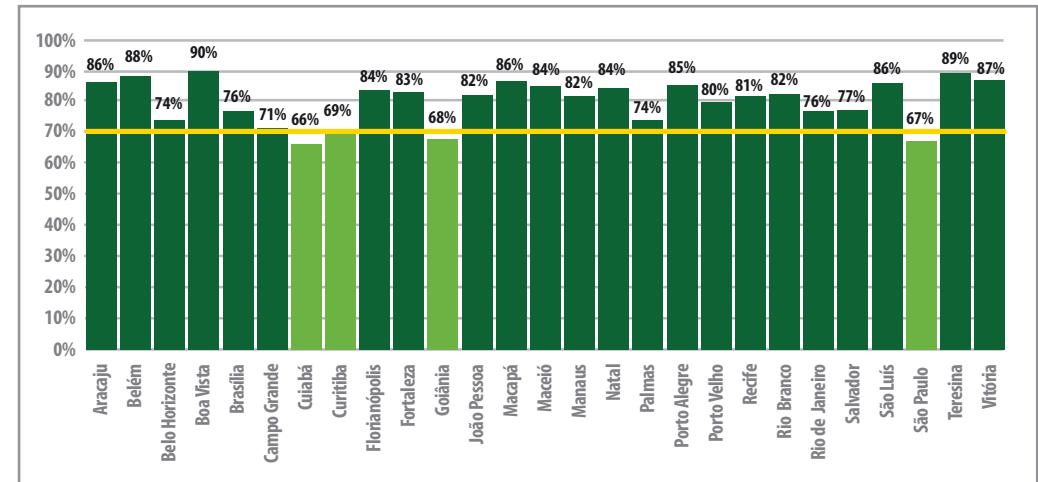
No acumulado do ano de 2013, em relação a 2012, registrou-se aumento de 5,32% na demanda total de combustíveis do Ciclo Otto. Particularmente, a elevação no consumo do etanol foi bastante expressiva (9,81%), em função dos preços relativos entre os dois combustíveis.

É fundamental destacar que, na maior parte de 2013, o etanol hidratado mostrou-se mais competitivo em relação à gasolina C nos estados de Goiás, Mato Grosso, Paraná e São Paulo, os quais concentram aproximadamente 47% da frota nacional de veícu-

los¹²⁴. No que tange ao etanol hidratado, em 2013, o consumo nesses quatro estados correspondeu a cerca de 76% da demanda nacional. Já para a gasolina, os quatro estados representaram, aproximadamente, 37% do consumo do país, o que significa que a maior atratividade em termos de preços do etanol nessas regiões possui capacidade de deslocar parte significativa do consumo nacional de gasolina.

O Gráfico 38 ilustra a relação entre os preços médios de 2013 praticados pelos postos revendedores localizados nas capitais brasileiras.

Gráfico 38 – Relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado combustível e de gasolina comum, por capitais, em 2013



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Em quatro capitais situadas na região Centro-Sul do país, conforme exibido em verde claro no Gráfico 38, houve, no ano de 2013, vantagem econômica no consumo de etanol hidratado, em vez da gasolina comum: Cuiabá (MT), Curitiba (PR), Goiânia (GO) e São Paulo (SP)¹²⁵. Comparando-se com o apontado em 2012, houve a inclusão de Curitiba.

Além das quatro capitais supramencionadas, apenas em Campo Grande foi economicamente vantajoso consumir etanol hidratado durante algum período de 2013 (21 semanas, o equivalente a 40% do ano). Em Curitiba, Goiânia e São Paulo, a competitividade dos combustíveis favoreceu o etanol hidratado na maior parte de 2013 (mais precisamente em 65%, 77% e 81% do ano, respectivamente). Já em Cuiabá, a vantagem econômica do biocombustível ocorreu durante o ano todo.

¹²³ De acordo com informações baseadas nos dados de venda das distribuidoras de combustíveis líquidos, disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=59236>, dezembro de 2009 registrou, no período analisado, o maior consumo mensal de etanol hidratado.

¹²⁴ Segundo o Anuário da Indústria Automobilística Brasileira – 2014, divulgado pela Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – ANFAVEA e disponível em <http://www.anfavea.com.br/anuario.html>.

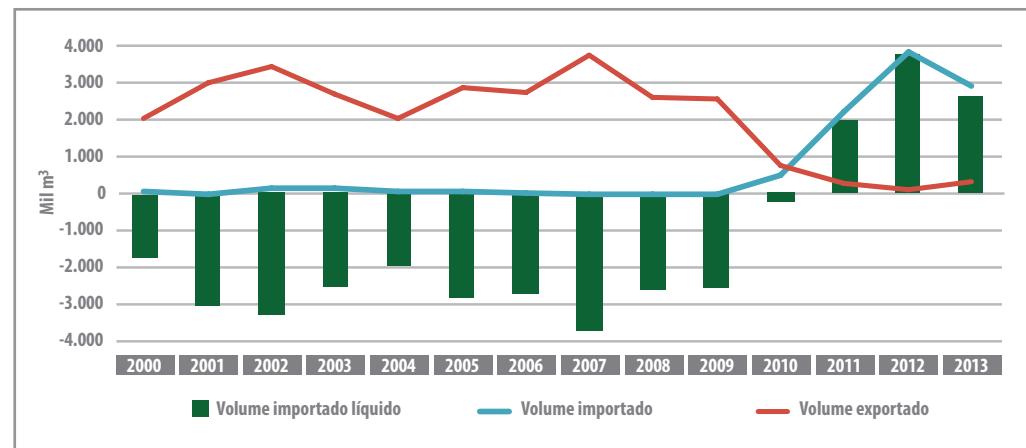
¹²⁵ Somadas, essas quatro capitais responderam, em 2013, por 19% do consumo nacional de etanol hidratado e por 10% do de gasolina comum, reduções de 0,33% e de 0,47%, respectivamente, em relação ao ano anterior.

Em suma, a relação entre os preços de gasolina comum e de etanol hidratado é mais facilmente notada nos mercados em que, em períodos de safra, a vantagem econômica do etanol frente à gasolina tende a ser muito favorável, seja em função da proximidade dos centros produtores, o que diminui o valor do frete, seja pela presença de grandes economias de escala na comercialização do produto. Dessa forma, ao longo de um mesmo ano, a competitividade entre os combustíveis é diferenciada regionalmente. O ano de 2013 foi marcado pela mudança dos preços relativos, favorecendo o consumo de etanol em alguns estados da região Centro-Sul.

► Efeitos dos preços relativos sobre a dependência externa de gasolina automotiva

Desde o início de 2010, o país tem suprido grande parte de seu consumo crescente de gasolina via importações, uma vez que há limitações de ampliação, no curto prazo, do parque de refino nacional. O Gráfico 39 ilustra o volume líquido de gasolina A importada pelo Brasil desde 2000.

Gráfico 39 – Evolução das importações líquidas de gasolina A pelo Brasil entre 2000 e 2013



Fonte: elaboração própria, a partir de dados da Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – SECEX/MDIC, obtidos em 04/02/2014.

De 2000 a 2010, o país caracterizou-se por ser um exportador líquido de gasolina A. Todavia, a partir de 2011, o Brasil recorreu ao mercado internacional para atender ao crescente consumo interno, fazendo com que a dependência externa, obtida pela relação entre importações e vendas nacionais de gasolina A, passasse de 2,2%, em 2010, para 9,2%, em 2013, atingindo um pico de 12% em 2012.

Esse comportamento do consumo doméstico esteve intensamente correlacionado com a alteração de preços relativos entre gasolina comum e etanol hidratado, constatada, principalmente, em 2011. De acordo com Losekann (2012), quando os preços do etanol eram competitivos e o consumo de gasolina crescia a taxas bem reduzidas (de 1,5%

a 3,5% entre 2005 e 2009, conforme indica a Tabela 5), o país produziu excedentes significativos de gasolina, que foram destinados ao mercado internacional até 2009¹²⁶. Assim, as mudanças no perfil de produção das refinarias brasileiras estiveram focadas não na oferta adicional de gasolina, mas no incremento da produção de óleo diesel (produto do qual o Brasil, historicamente, é um grande importador).

Comparando-se com 2012, a redução no volume importado de gasolina A foi de 24%, totalizando 2,88 bilhões de litros importados ao custo FOB¹²⁷ de US\$ 2,14 bilhões (US\$ 860 milhões abaixo do dispêndio registrado em 2012)¹²⁸. Esta redução da importação de gasolina A, em 2013, deveu-se, principalmente, aos seguintes fatores: crescimento da produção de gasolina A nas refinarias brasileiras em patamar superior ao aumento do consumo interno de gasolina C (9% versus 4,2%¹²⁹); elevação de 20% para 25%, a partir do primeiro dia de maio de 2013, do teor de etanol anidro misturado à gasolina A, resultando em menor quantidade do derivado de petróleo contido na gasolina C; e mudanças nos preços relativos entre etanol e gasolina, favorecendo o consumo do primeiro em regiões específicas, como já explicado.

No caso específico de 2013, o crescimento de 4,2% na demanda de gasolina C, considerando o incremento no teor do biocombustível contido na gasolina¹³⁰, acarretou uma diminuição de 0,3% no consumo de gasolina A, com reflexos sobre a redução da demanda externa por gasolina.

As evoluções mensais dos preços médios por barril da gasolina A importada (FOB) e da nacional¹³¹, de janeiro de 2012 a dezembro de 2013, estão delineadas no Gráfico 40.

¹²⁶ O Brasil exportou, entre 2000 e 2009, em média, 2,74 milhões de m³ de gasolina A. Fonte: Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – SECEX/MDIC

¹²⁷ Free on Board. O termo, originário do transporte marítimo (por isso “livre a bordo”), refere-se ao tipo de frete no qual o comprador assume todos os riscos e custos com o transporte da mercadoria.

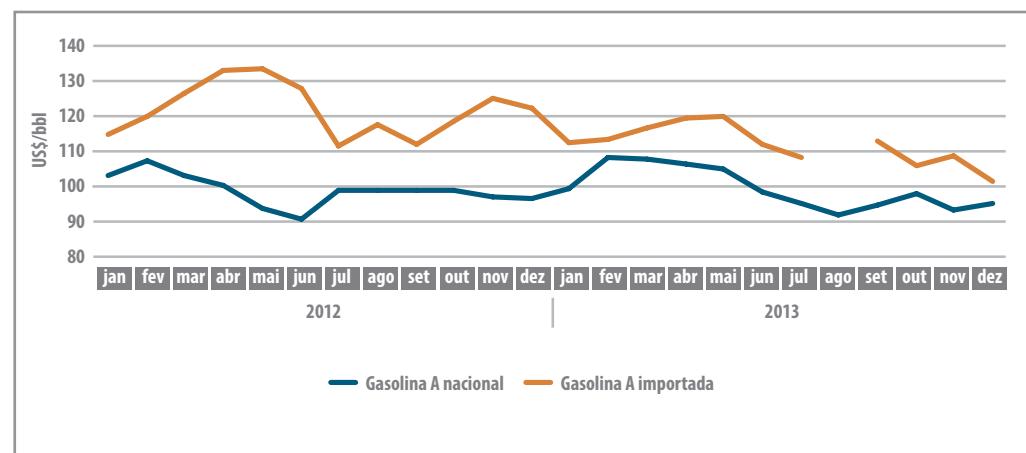
¹²⁸ Fonte: Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – SECEX/MDIC.

¹²⁹ Informação atualizada no dia 3 de fevereiro de 2014 e disponível no seguinte endereço eletrônico: <http://www.anp.gov.br/?pg=64555>.

¹³⁰ Um veículo com tecnologia flex-fuel, abastecido com etanol, percorre, aproximadamente, uma distância 30% inferior à percorrida pelo mesmo veículo abastecido com gasolina C. Dessa forma, se elevarmos a mistura de etanol anidro à gasolina C de 20% para 25%, o consumo do veículo abastecido com gasolina C crescerá somente em torno de 1,6%.

¹³¹ Preço de realização (preço praticado pelos produtores de gasolina A sem a incidência de tributos).

Gráfico 40 – Comparativo de preços da gasolina A nacional e da gasolina A importada entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013



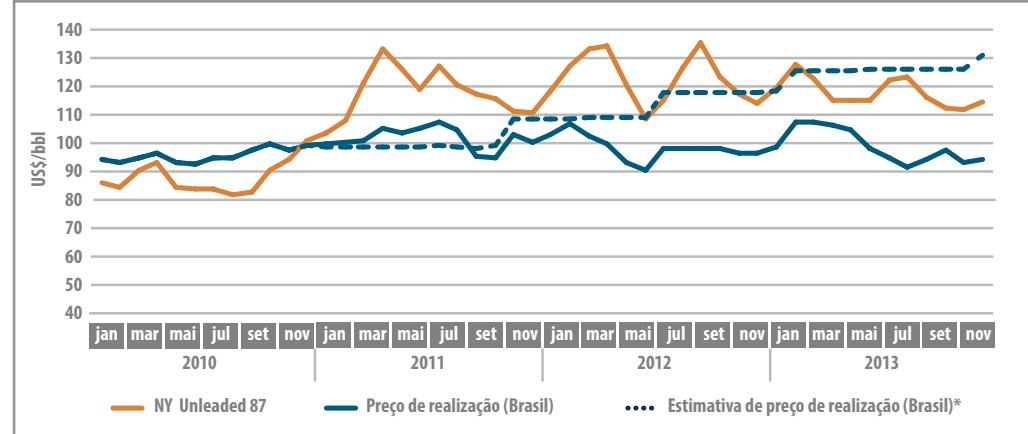
Nota: o preço médio mensal da gasolina A nacional foi convertido para dólares estadunidenses, ao câmbio médio mensal apontado em 2012 e em 2013 pelo Banco Central do Brasil.

Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP, do Banco Central do Brasil e da Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – SECEX/MDIC, obtidos em 04/02/2014.

Em 2013, o preço médio da gasolina A brasileira foi de US\$ 99,16 por barril, enquanto o preço médio do produto importado foi de US\$ 111,77/bbl (FOB), quantia 12,7% superior. No ano anterior, esse diferencial foi, em média, de 23,4%. Dessa forma, é nítido que houve uma retração da defasagem de preços da gasolina comparando os mercados doméstico e internacional, o que foi resultado, entre outros fatores, dos reajustes dos preços nas unidades produtoras do país.

Paralelamente à redução no volume importado de gasolina A pelo Brasil em 2013, comparando-se com o dado obtido em 2012 (ver Gráfico 39), o preço do derivado de referência no mercado internacional¹³² também registrou baixa entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013, conforme apresentado no Gráfico 41, que expõe uma comparação da trajetória desse preço com a cotação média mensal de realização do produto brasileiro.

Gráfico 41 – Comparação dos preços da gasolina A nos mercados internacional e nacional entre janeiro de 2010 e dezembro de 2013



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP e do Platts.

(*) Estimativa tracejada calculada considerando a taxa de câmbio constante desde dezembro de 2010.

A partir da observação do Gráfico 41, a gasolina A nacional apresentou preços médios mensais superiores aos de sua congênere internacional de referência entre janeiro e novembro de 2010. Porém, as cotações médias mensais do produto doméstico, desde dezembro de 2010, situaram-se em patamares inferiores aos da gasolina no mercado internacional. Enquanto os preços externos oscilaram, a partir de então, entre US\$ 101,21/bbl e US\$ 135,88/bbl, os preços médios dos produtores nacionais estiveram entre US\$ 90,32/bbl e US\$ 107,87/bbl.

Considerando a hipótese de que a taxa de câmbio tivesse sido mantida constante desde dezembro de 2010¹³³, a linha tracejada azul (Gráfico 41) representaria a evolução do preço de realização da gasolina A nacional. Nesse cenário, a gasolina A doméstica estaria, desde março de 2013, cotada em patamares superiores aos atingidos pela gasolina de referência no mercado internacional e, ao final de 2013, apresentaria um preço 14,2% acima do de sua congênere externa.

Nota-se que a moeda brasileira registrou forte desvalorização em relação ao dólar estadunidense entre o final de 2010 e igual período de 2013, uma vez que US\$ 1,00 em dezembro de 2013 correspondeu, na média, a R\$ 2,35, ao passo que, para o mesmo mês de 2010, valia, em média, R\$ 1,69. De fato, a desvalorização ocorrida nesse período contribuiu significativamente para acentuar a defasagem entre os preços nacionais e internacionais.

É fundamental destacar que a alteração no comportamento dos preços apontada no Gráfico 41 coincidiu com o incremento da participação da gasolina C no padrão de consumo nacional do Ciclo Otto, em função da relação existente entre os preços do etanol hidratado e da gasolina automotiva, fazendo com que o Brasil tivesse que recor-

¹³² Gasolina norte-americana de referência (NY Unleaded 87).

¹³³ R\$ 1,693/US\$.

er ao mercado externo para suprir a demanda interna crescente do derivado. Dessa forma, o país é, desde 2011 (ou seja, em um período de preços elevados do barril do petróleo no mercado internacional e de desvalorização da moeda nacional), importador líquido de gasolina, conforme visto no Gráfico 39.

Assim, a cotação da gasolina brasileira defasada em relação ao preço internacional acarreta uma menor competitividade do etanol hidratado no mercado doméstico. Se a gasolina A estivesse sendo comercializada a preços mais elevados internamente, em valores próximos aos das cotações internacionais, o perfil do consumo doméstico de combustíveis provavelmente seria diferente, na medida em que haveria vantagem econômica para o consumidor na aquisição do biocombustível em outros estados da federação.

Cumpre lembrar que o aumento da substituibilidade entre o etanol hidratado combustível e a gasolina C, em função do desenvolvimento da tecnologia *flex-fuel* para motores do Ciclo Otto, ampliou a correlação entre as variáveis (especialmente preços) de ambos os mercados, uma vez que a maior participação dos veículos *flex-fuel* na frota nacional¹³⁴ acarreta uma maior elasticidade-preço cruzada da demanda entre os mercados dos dois combustíveis. Ou seja, a variação de preço de um combustível reflete cada vez mais diretamente, e de forma mais imediata, na demanda do outro.

1.2 Óleo diesel - o comportamento dos preços e o início da comercialização do óleo diesel S10

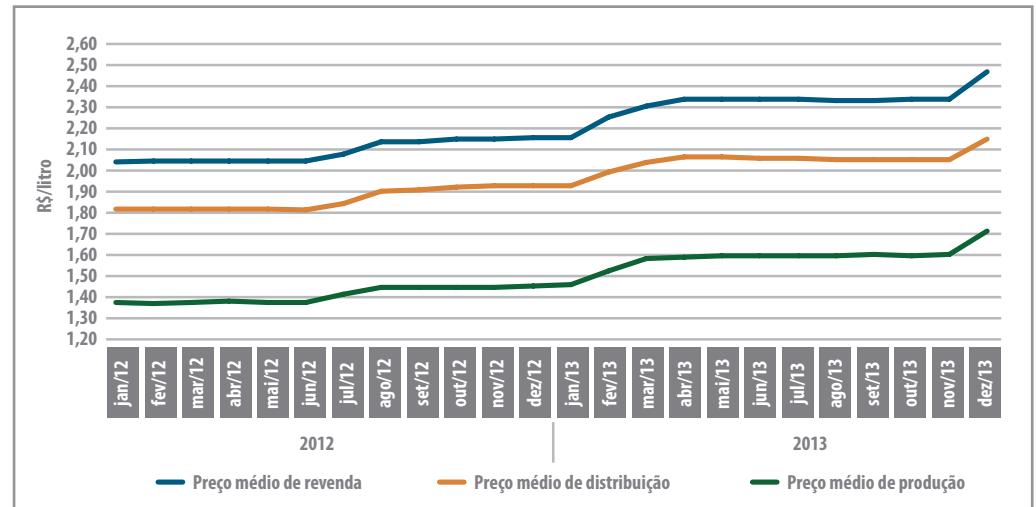
Conforme observado no Boletim Anual de Preços 2013 (ANP, 2013), desde o início de 2011, os reajustes nos preços de produção do óleo diesel vinham sendo compensados, integralmente ou em parte, por diminuições ou acréscimos da Cide e, em decorrência, o impacto dessas variações sobre os preços ao consumidor final era pouco expressivo ou nulo. Essa situação perdurou até junho de 2012, quando a Cide foi reduzida a zero. A partir de então, com a Cide nula, este cenário mudou e os reajustes nos preços de produção do óleo diesel passaram a impactar os preços nas demais etapas da cadeia produtiva. Em agosto de 2012, por exemplo, a majoração no preço médio de produção do óleo diesel de, aproximadamente, 5,5% repercutiu em acréscimos da ordem de 5% e 4% nos respectivos preços médios de distribuição e revenda de óleo diesel, em todo o país, conforme ilustrado no Gráfico 42¹³⁵.

¹³⁴ Em 2003, apenas 4% da produção nacional de automóveis era bicompostível. Em 2013, 88,5% do total de veículos licenciados foi *flex-fuel*, 1,5% acima do atingido em 2012 (ANFAVEA, 2014).

¹³⁵ Informações mais detalhadas sobre o comportamento dos preços do óleo diesel no ano de 2012 podem ser obtidas no Boletim Anual de Preços de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional - 2013, disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=65870>.

Em 2013, merecem destaque três reajustes no preço médio do óleo diesel nas unidades produtoras nacionais, conforme ilustrados no Gráfico 42¹³⁶. O primeiro, de 5,4%, anunciado em 30 de janeiro de 2013, e o segundo, de 5%, anunciado em 6 de março, repercutiram em acréscimos da ordem de 7% e de 8% nos respectivos preços médios de distribuição e revenda do produto, quando comparados os valores médios observados em janeiro e em abril de 2013.

Gráfico 42 – Comportamento dos preços médios mensais do óleo diesel no Brasil entre janeiro de 2012 e dezembro de 2013



Nota: inclui óleos diesel S50 (2012), S10 (2013), S500 e S1800.

Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

O terceiro reajuste, de 8%, foi anunciado em 29 de novembro de 2013 e gerou majorações de aproximadamente 5% e 6% nos respectivos preços médios de distribuição e revenda de óleo diesel, na comparação dos preços médios de novembro e dezembro de 2013.

O mercado nacional de óleo diesel, em 2013, foi marcado, também, pelo início da comercialização, a partir de janeiro, do óleo diesel S10¹³⁷, em substituição integral ao

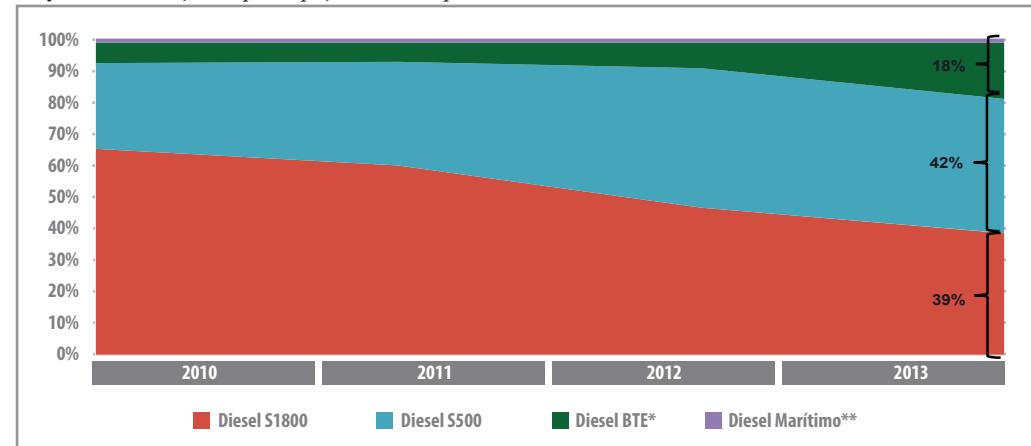
¹³⁶ O preço médio de produção utilizado neste Boletim refere-se ao preço médio ponderado de óleo diesel A (sem biodiesel), incluídas as seguintes parcelas: Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico – Cide; Programas de Integração Social e de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Pis/Pasep; e Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins. Não incluem os valores do Imposto sobre Operações relativas à Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS, cujas alíquotas e base de cálculo dependem de legislação própria de cada Unidade da Federação. Dados disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=59190>.

¹³⁷ Combustível com teor de enxofre máximo de 10mg/kg.

óleo diesel S50¹³⁸, segundo os critérios estabelecidos pela antiga Resolução ANP nº 65/2011¹³⁹. Assim como o óleo diesel S50, comercializado em 2012, o óleo diesel S10 possui especificidades relacionadas a sua qualidade que requerem especial cuidado quanto aos aspectos logísticos e de armazenamento, em face do seu alto potencial de contaminação nas instalações e caminhões¹⁴⁰.

Além da substituição do óleo diesel S50 pelo óleo diesel S10, o óleo diesel S1800¹⁴¹ foi gradativamente substituído pelo óleo diesel S500¹⁴² no segmento rodoviário¹⁴³. Assim, o mercado de óleo diesel destinado ao uso rodoviário converge para dois tipos de óleo diesel: o S500 e o S10, já que, desde janeiro de 2013, o diesel S10 substituiu integralmente o diesel S50 e, a partir de janeiro de 2014, o óleo diesel S500 substitui integralmente o S1800, neste segmento¹⁴⁴. O Gráfico 43 traz a evolução da participação de cada tipo de óleo diesel comercializado no mercado nacional.

Gráfico 43 – Evolução da participação de cada tipo de óleo diesel comercializado no mercado nacional



Fonte: elaboração própria, a partir da publicação de entregas de combustíveis às distribuidoras, e disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=69662>. Acesso em janeiro de 2014.

*Diesel BTE (baixo teor de enxofre): diesel S50 até 2012 e diesel S10 a partir de 2013.

**O diesel marítimo representa apenas 1% do total comercializado.

O Gráfico 43 mostra o aumento da participação dos óleos diesel de menores teores de enxofre no mercado nacional. Em 2013, o diesel S10 representou cerca de 18% do diesel ofertado, parcela de mercado 10% maior que aquela verificada em 2012 para o diesel S50. O diesel S500, por sua vez, foi ampliando gradativamente sua participação no mercado, à medida que o cronograma de substituição do diesel S1800 foi avançando, e terminou o ano de 2013 representando cerca de 42% do diesel ofertado (3% superior a do diesel S1800 no mesmo ano).

► Os preços do óleo diesel S10 em 2013

Com a substituição, em todo o território nacional, do óleo diesel S50 pelo óleo diesel S10, em 2013, o Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis da ANP passou a contemplar a coleta deste último produto nos postos revendedores de combustíveis automotivos, encerrando-se a série histórica de preços do diesel S50.

A partir dos dados do Gráfico 44, que apresenta o comportamento dos preços médios mensais nacionais do S10 e do diesel comum¹⁴⁵ (S500 e S1800) nas diversas etapas da cadeia produtiva, verifica-se que, no primeiro trimestre de 2013, o diferencial de preços do diesel S10 e do diesel comum (S500 e S1800) era, em média, de R\$ 0,08/l na revenda e de R\$ 0,07/l na distribuição e na produção. Ao longo do ano, essa diferença ampliou-se, passando para valores médios em torno de R\$ 0,10/l na revenda e na produção, e R\$ 0,11/l na distribuição.

¹³⁸ Combustível com teor de enxofre máximo de 50mg/kg. Destaca-se que a comercialização do óleo diesel S50 em todo o território nacional, em 2012, representou uma fase de transição para a inserção do óleo diesel S10, de forma a atender os requisitos trazidos pelas novas fases do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores - Proconve. Para mais informações, ver o Boletim Anual de Preços 2013, disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=65870>.

¹³⁹ Revogada pela Resolução ANP nº 50, de 23/12/2013 – DOU 24/12/2013 – Efeitos a partir de 24/12/2013.

¹⁴⁰ Em função de suas características, o diesel S10 precisa de armazenagem em tanque exclusivo. Nesse sentido, as revendas varejistas que possuam os tanques de armazenamento de óleo diesel interligados a um mesmo sistema de filtragem devem realizar a segregação do referido sistema para fornecimento do diesel, de acordo com o § 2º, art. 1º da resolução ANP nº 62/2011.

¹⁴¹ Combustível com teor de enxofre máximo de 1800 mg/kg. De acordo com a Resolução ANP nº 45, de 20/12/12, passou a ser classificado como “óleo diesel não rodoviário”.

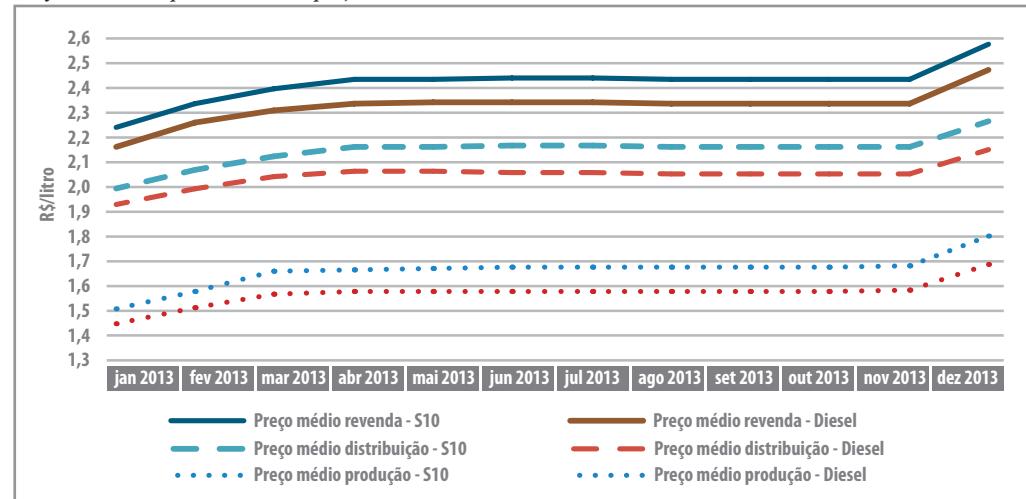
¹⁴² Combustível com teor de enxofre máximo de 500 mg/kg.

¹⁴³ Até sua completa substituição pelo óleo diesel S500 neste segmento, em janeiro de 2014. Destaca-se, entretanto, que o óleo diesel S1800 continuará sendo destinado ao uso não rodoviário, nos termos da Resolução ANP nº 45/2012. Segundo esta Resolução, os usos não rodoviários referem-se aos veículos e equipamentos empregados no transporte ferroviário, na extração mineral e na geração de energia elétrica.

¹⁴⁴ Esse processo de substituição é resultado do cumprimento das etapas do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores – Proconve, instituído em 1986 pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), com a publicação da Resolução Conama nº 18, de 06/05/86, e posteriormente incorporado ao Pronar – Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar, criado pela Resolução Conama nº 05, de 15 de julho de 1989. Mais informações sobre esse assunto podem ser obtidas no Boletim Anual de Preços 2013 (ANP, 2013).

¹⁴⁵ A nomenclatura do diesel, conforme Resolução ANP nº 41/2013, não contempla a denominação “comum”. A expressão “Diesel Comum” utilizada aqui visa facilitar a distinção entre o diesel S10 e os demais (S500 e S1800).

Gráfico 44 – Comportamento dos preços médios de óleo diesel S10 e diesel comum em 2013

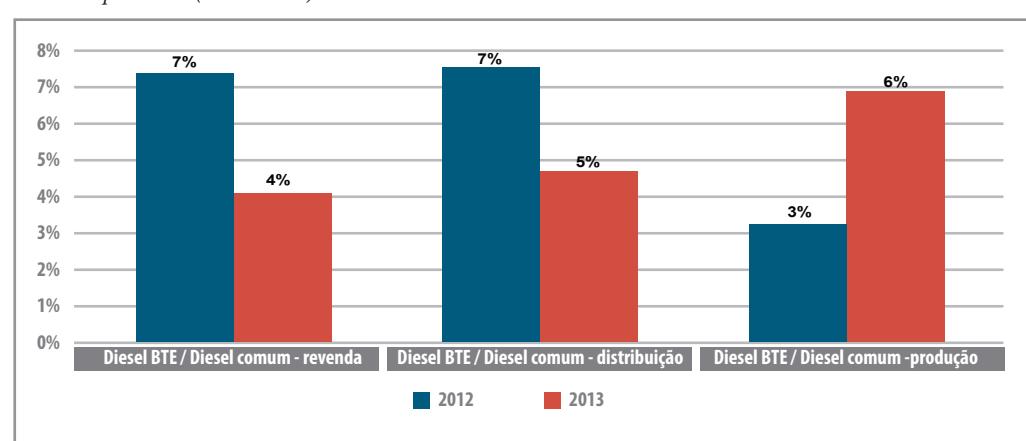


Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

Nota: diesel comum: contempla os óleos diesel S500 e S1800.

O Gráfico 45 ilustra a evolução da relação entre o preço médio anual do óleo diesel de baixo teor de enxofre (S50, em 2012, e S10, em 2013), e o do óleo diesel comum (S500 e S1800) em cada etapa da cadeia produtiva, em 2012 e em 2013.

Gráfico 45 – Relação entre o preço do óleo diesel de baixo teor de enxofre e preço do óleo diesel comum em cada etapa da cadeia produtiva (2012 - 2013)



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

Nota: diesel BTE (baixo teor de enxofre): diesel S50 até 2012 e diesel S10 a partir de 2013. Diesel comum: contempla os óleos diesel S500 e S1800.

Quando da comercialização do diesel S50, em 2012, o preço médio deste produto esteve superior ao do diesel comum (S500 e S1800), na ordem de 7% na revenda e na distribuição, e em cerca de 3% na produção. A partir de janeiro de 2013, com a substituição do diesel S50 pelo diesel S10, a diferença de preços entre o diesel S10 e o diesel comum (S500 e S1800) reduziu, nas etapas de distribuição e revenda, em relação ao ano anterior.

Em 2013, o preço médio do diesel S10 esteve cerca de 4% superior ao do diesel comum (S500 e S1800) no segmento de revenda e, aproximadamente, 5% na distribuição, reduzindo, assim, o diferencial de preços entre estes produtos, quando comparado com aquele registrado no ano de 2012. Já na etapa de produção, o preço médio do diesel S10 foi cerca de 6% mais alto que o do diesel comum (S500 e S1800), o que representa uma ampliação da diferença de preços entre estes produtos em relação àquela verificada, em 2012, neste segmento.

A análise da evolução dos preços médios nacionais de cada tipo de diesel mostra que o preço médio do diesel S10, em 2013, foi cerca de 8% mais elevado que o preço médio do diesel S50 verificado em 2012, nas etapas de revenda e distribuição, e cerca de 15% maior na etapa de produção. Já a evolução do preço médio do diesel comum (S500 e S1800), entre 2012 e 2013, indicou aumentos de 11% na revenda, de 10% na distribuição e 12% na produção.

► Comportamento da demanda e dependência externa de óleo diesel no mercado nacional

No ano de 2013, a demanda de óleo diesel apresentou incremento de 4,6% em relação ao ano de 2012, dando continuidade à tendência de crescimento verificada nos três anos anteriores, embora esse acréscimo tenha sido menor que o de 2012¹⁴⁶. Em termos absolutos, essa demanda passou de 55,9 milhões de m³ de óleo diesel, em 2012, para 58,4 milhões de m³, em 2013¹⁴⁷. Descontando-se do consumo total de diesel o percentual mínimo obrigatório de biodiesel, a comercialização referente ao óleo diesel A foi em torno de 56 milhões de m³¹⁴⁸.

A produção doméstica cresceu cerca de 9%, passando de 45,5 milhões de m³, em 2012, para 49,5 milhões de m³ em 2013. A diferença entre o consumo e a produção nacional de óleo diesel foi, então, atendida por meio de importações que, em 2013, representaram cerca de 17% do consumo de diesel. O Gráfico 46 mostra a evolução das importações, das exportações e da balança comercial do óleo diesel¹⁴⁹.

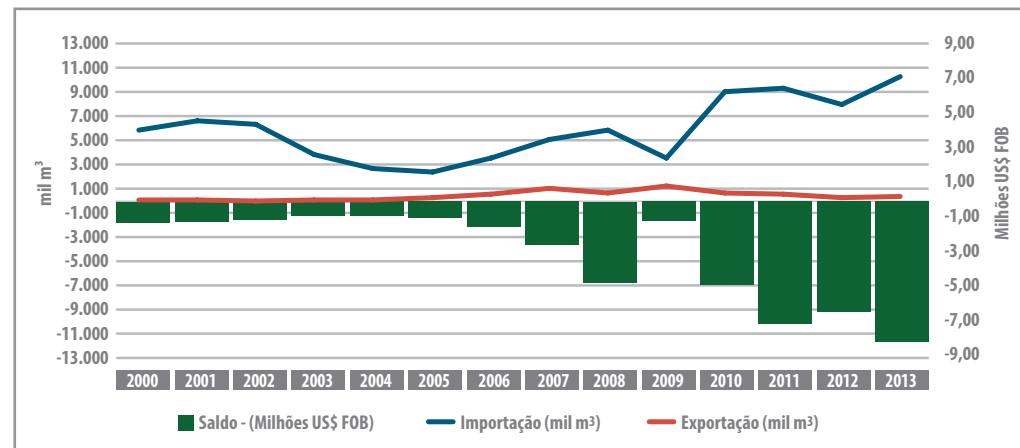
¹⁴⁶ Em 2012, a demanda de óleo diesel apresentou elevação de 7% em relação ao ano de 2011.

¹⁴⁷ Dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP referentes às vendas de óleo diesel B declaradas pelas distribuidoras. Vale lembrar que o óleo diesel B contém um percentual obrigatório mínimo de biodiesel que, em 2013, era de 5%. A exceção a esta regra é o óleo diesel para uso aquaviário (diesel marítimo), que só terá adição de biodiesel quando as condições técnico-operacionais para o uso seguro da mistura estiverem estabelecidas, conforme Resolução ANP nº 52, de 29/12/2010.

¹⁴⁸ As vendas de óleo diesel A foram calculadas a partir das vendas de óleo diesel B, declaradas pelas distribuidoras, descontando-se o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel.

¹⁴⁹ Refere-se ao óleo diesel A.

Gráfico 46 – Exportação, importação e saldo da balança comercial de óleo diesel – 2000 a 2013

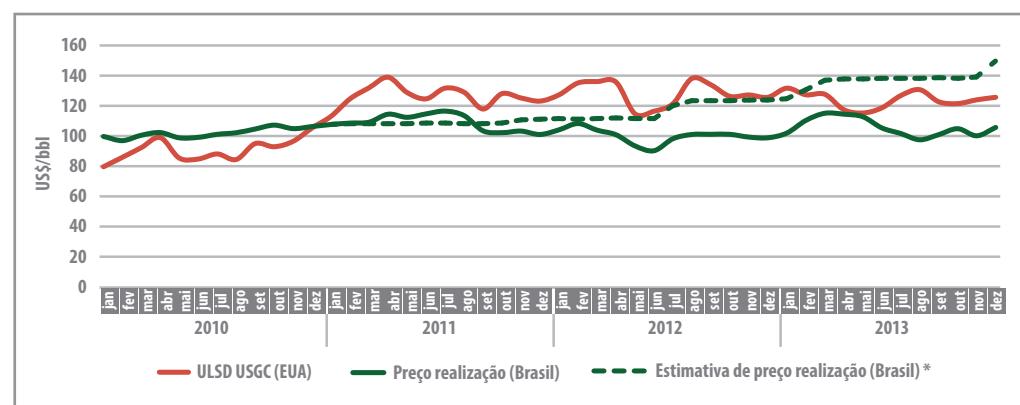


Fonte: elaboração própria, a partir de ANP – Dados estatísticos mensais disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=64555>.

Em termos monetários, o déficit da balança comercial do produto, em 2013, elevou-se consideravelmente, atingindo o valor de US\$ 7,9 bilhões (FOB, em moeda corrente), maior déficit verificado no período analisado.

O Gráfico 47 mostra a comparação mensal do preço médio nacional de realização do diesel¹⁵⁰ com o preço médio no mercado internacional. O gráfico ilustra, ainda, uma estimativa de evolução, a partir de janeiro de 2011, do preço nacional de realização (linha tracejada verde), dada a taxa de câmbio referente a janeiro de 2011¹⁵¹.

Gráfico 47 – Comparação dos preços do diesel nos mercados internacional e nacional, 2010-2013



Fonte: ANP e Platts.

(*) Estimativa calculada considerando a taxa de câmbio constante desde janeiro de 2011.

Desde 2011, os preços médios dos produtores nacionais vêm oscilando em patamares inferiores àqueles observados no mercado internacional. Considerando a referência da Costa do Golfo, os preços internacionais estiveram entre US\$ 115,00/bbl e US\$ 140,00/bbl; enquanto os preços médios dos produtores nacionais estiveram sempre em patamares inferiores, entre US\$ 90,00/bbl e US\$ 117,00/bbl.

No ano de 2013, os preços domésticos foram, em média, 14% inferiores aos praticados no mercado internacional, indicando que a defasagem entre os respectivos preços diminuiu em relação àquela verificada em 2012, que foi de cerca de 21%. Destaca-se que, nos meses de abril e maio de 2013, essa diferença diminuiu (para respectivos 3% e 2%), influenciada pela redução dos preços do derivado no mercado internacional e pelos reajustes nos preços domésticos ocorridos no início do ano.

Se, hipoteticamente, fosse considerada uma taxa de câmbio constante desde janeiro de 2011, a relação entre o preço doméstico de diesel e os do mercado internacional teria sido diferente, em especial entre fevereiro e dezembro de 2013. Nesse período, ao se comparar a estimativa de preço nacional do óleo diesel (linha tracejada verde) com os valores praticados no mercado internacional, nota-se que os preços domésticos passariam a ser, em média, cerca de 11% superiores.

Em suma, o ano de 2013 foi marcado por reajustes nos preços do óleo diesel e pelo início da comercialização do óleo diesel S10, em todo o país, em substituição ao óleo diesel S50, bem como pela finalização do processo de substituição gradual do diesel S1800 pelo diesel S500 no segmento rodoviário, de forma a atender aos requisitos ambientais estabelecidos no âmbito do Proconve. O diesel S10, em especial, possui especificidades que se refletiram no comportamento dos preços ao consumidor final, visto que, ao longo do ano de 2013, apresentaram-se cerca de 4% mais elevados do que os preços médios verificados para o óleo diesel comum (S1800 e S500). Esse diferencial de preços, no entanto, foi menor do que o observado, em 2012, para o diesel S50.

¹⁵⁰ Não inclui Cide e PIS/Cofins.

¹⁵¹ Taxa de câmbio de R\$ 1,675/US\$.

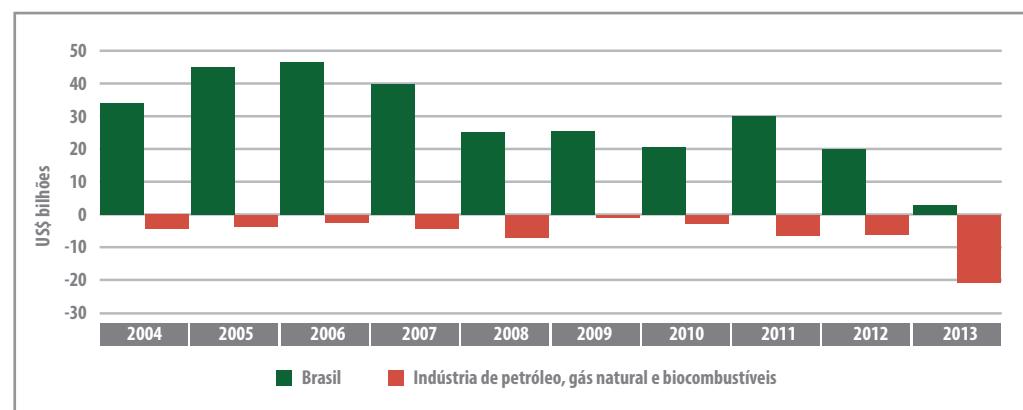
A BALANÇA COMERCIAL BRASILEIRA E O COMÉRCIO EXTERNO DE PETRÓLEO, DERIVADOS, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS

Bruno Valle de Moura

Maria Tereza de Oliveira Rezende Alves

No ano de 2013, a balança comercial brasileira apresentou o menor superávit dos últimos dez anos (US\$ 2,5 bilhões), representando queda de 87% em relação ao ano de 2012. Esta retração acentuada foi fortemente influenciada pelo resultado do comércio externo brasileiro de petróleo, derivados, gás natural e biocombustíveis, o qual apresentou saldo negativo de US\$ 20,7 bilhões, o maior déficit observado nos últimos dez anos, conforme ilustrado no Gráfico 48 e detalhado na Tabela 10 (em anexo). Ressalta-se que este déficit representou mais que o triplo da média observada no período de 2011 e 2012 (US\$ 6,5 bilhões).

Gráfico 48 – Saldo da balança comercial: Brasil e indústria do petróleo, gás natural e biocombustíveis



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do BCB/DEPEC e da SECEX/MDIC.

Entre os principais elementos que contribuíram negativamente para o saldo comercial da indústria de petróleo, gás natural e biocombustíveis, em 2013, pode-se indicar o aumento das importações de óleo diesel, do petróleo e do gás natural¹⁵².

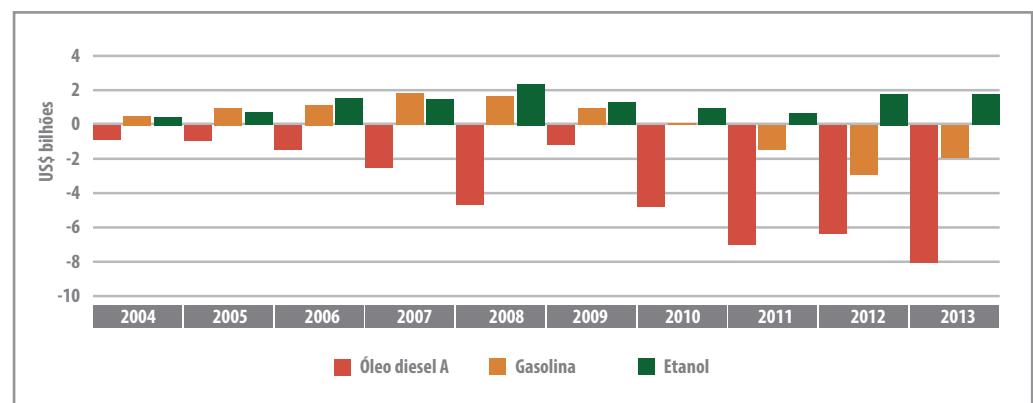
O Gráfico 49 mostra o saldo da balança comercial dos principais combustíveis automotivos (óleo diesel A, gasolina A e etanol). No que tange ao óleo diesel A, verifica-se que,

¹⁵² Em valores aproximados, os seguintes produtos também apresentaram déficit na balança comercial em 2013: o do GLP aumentou 17% em relação a 2012, passando para US\$ 1,2 bilhão; o do QAV ampliou-se 19%, para US\$ 1,6 bilhão; o de nafta expandiu-se 8%, para US\$ 4,5 bilhões. O óleo combustível e outros derivados, entretanto, apresentaram os respectivos saldos positivos: US\$ 3,5 bilhões e US\$ 4 bilhões.

no período de 2011 a 2013, o déficit ultrapassou o valor de US\$ 6 bilhões, o que pode ser justificado pela demanda crescente de diesel para atender, principalmente, aos setores de transporte e de geração de energia elétrica. Destaca-se que, no ano de 2013, o resultado negativo do comércio externo deste combustível foi ainda maior, atingindo US\$ 7,9 bilhões (conforme já indicado na seção 1.2) e representando um crescimento de 27% em relação a 2012 (déficit mais pronunciado dos últimos 10 anos).

Note-se que tais valores referem-se somente ao óleo diesel A (sem adição de biodiesel), que, em 2013, compunha 95% do óleo diesel B (com adição de biodiesel) vendido ao consumidor final¹⁵³. Em termos volumétricos, significa dizer que, se o óleo diesel vendido ao consumidor final não tivesse 5% de biodiesel, a proporção de óleo diesel importado em relação ao consumo doméstico (dependência externa) passaria de 17% para 22%, e, dessa forma, o impacto negativo na balança comercial seria maior que o observado.

Gráfico 49 – Saldo da balança comercial dos combustíveis automotivos: óleo diesel A, gasolina A e etanol



Fonte: elaboração própria, a partir de dados da SECEX/MDIC.

Em relação aos demais combustíveis automotivos líquidos (gasolina A e etanol), conforme Gráfico 49, é possível ver que, nos últimos três anos, a balança comercial da gasolina A deixou de apresentar superávit e passou a ter déficit¹⁵⁴, registrando saldo negativo de cerca de US\$ 2 bilhões no ano de 2013. Ainda que em patamar considerável, este déficit foi 34% inferior ao verificado em 2012.

¹⁵³ Todo óleo diesel comercializado ao consumidor final, em qualquer parte do território nacional, deve conter o percentual mínimo obrigatório de adição de biodiesel. Em 2013, este percentual era fixado, em volume, em 5% (cinco por cento). Somente a partir de 1º de julho de 2014 este percentual passou a ser de 6% (seis por cento), conforme Medida Provisória nº 647, de 28 de maio de 2014.

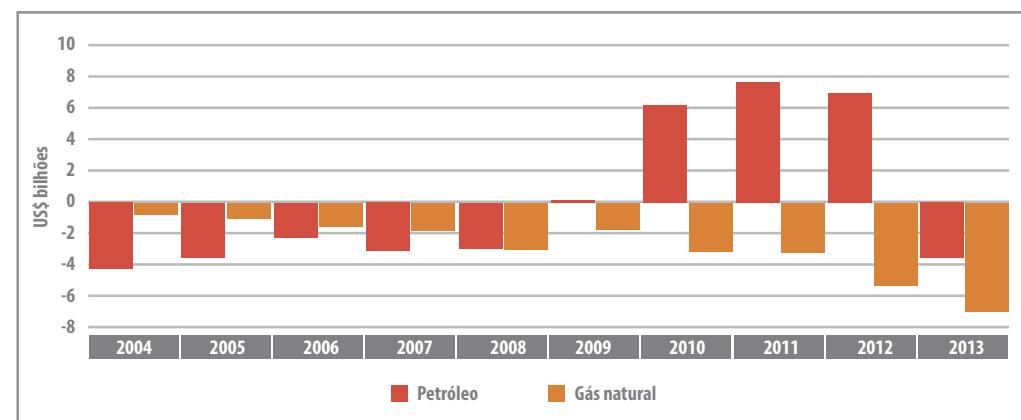
¹⁵⁴ Informações mais detalhadas a respeito do efeito dos preços relativos sobre a dependência externa da gasolina automotiva estão na seção 1.1 da “Parte II - Mercado Nacional” deste Boletim.

Conforme já registrado na seção 1.1 da “Parte II - Mercado Nacional”, a redução do mencionado déficit na balança comercial da gasolina, em 2013, foi influenciada, em boa parte, por três fatores: (i) aumento do percentual de mistura de etanol anidro à gasolina A para composição da gasolina C¹⁵⁵; (ii) crescimento da produção de gasolina A nas refinarias brasileiras em ritmo superior ao aumento do consumo interno de gasolina C; e (iii) mudanças nos preços relativos entre etanol e gasolina, favorecendo o consumo do primeiro em regiões específicas.

A ampliação da participação do etanol anidro na gasolina foi viabilizada pelo aumento da safra de cana-de-açúcar em 2013/14, o que possibilitou não somente a redução do déficit da balança comercial da gasolina (comparativamente ao ano de 2012), mas também a manutenção do superávit de etanol em torno de US\$ 1,8 bilhão, nível semelhante ao verificado em 2012, conforme indica o Gráfico 49.

Além dos combustíveis automotivos, na análise da balança comercial brasileira, merece destaque o resultado do comércio externo de petróleo e gás natural, de acordo com o ilustrado no Gráfico 50.

Gráfico 50 – Saldo da balança comercial: petróleo e gás natural



Fonte: elaboração própria, a partir de dados da ANP e SECEX/MDIC.

No caso do petróleo, após três anos com superávits entre US\$ 6 bilhões e US\$ 8 bilhões, registrou-se, em 2013, um saldo comercial negativo de US\$ 3,5 bilhões (pior resultado deste produto em nove anos), o que foi influenciado pela redução da produção nacional de petróleo¹⁵⁶ e pelo aumento da demanda interna para processamento das refinarias. Assim, a combinação de queda de 31% do volume de petróleo exportado com a majoração de cerca de 30% do volume importado em 2013 refletiu em um défi-

cit expressivo, principalmente, se comparado com o resultado do ano de 2012, que foi de superávit de US\$ 6,9 bilhões. Ou seja, a diferença do resultado da balança comercial de petróleo em 2013 em relação ao ano anterior refletiu uma piora de cerca de US\$ 10 bilhões, contribuindo para a diminuição do superávit da balança comercial brasileira, conforme explicitado no Gráfico 48.

No que tange ao comércio de gás natural, em 2013, o déficit foi de cerca de US\$ 7 bilhões, representando o pior resultado já registrado na balança comercial deste produto. Tal como descrito na seção 1.2 da “Parte I - Mercado Internacional”, o gás natural importado foi responsável por 50,5% do gás total ofertado ao mercado, em 2013, ocupando posição mais importante do que o gás produzido nacionalmente. O volume importado da Bolívia apresentou elevação de 15,2%, passando, em média, de 27,56 milhões de m³/dia, em 2012, para 31,75 milhões de m³/dia, em 2013. O GNL, por sua vez, teve um expressivo incremento de 62,86% no volume importado, passando de 5,09 milhões de m³, em 2012, para 8,29 milhões de m³, em 2013, que pode ser explicado pela alta demanda das usinas termelétricas para a geração de energia elétrica, bem como pelo incremento da demanda industrial. Note-se que o preço médio do GNL, em 2013, foi de US\$ 13,98/milhão de BTU, enquanto o gás importado da Bolívia esteve no patamar médio de US\$ 8,88/milhão de BTU. Assim, verifica-se que o maior incremento proporcional ocorreu na importação do gás com preço mais elevado, ou seja, o GNL.

¹⁵⁵ A partir do primeiro dia de maio de 2013, houve aumento de 20% para 25% do teor de etanol anidro misturado à gasolina A.

¹⁵⁶ De acordo com a Nota Técnica 07/2013/SPD, houve paradas de plataformas para manutenção.

Heloisa Borges Bastos Esteves

3.1 Introdução

Nos últimos anos, o não alinhamento dos preços de combustíveis automotivos no mercado nacional aos preços internacionais gerou uma série de distorções, com impactos diferenciados sobre a economia nacional. Alguns destes efeitos já haviam sido discutidos em publicações anteriores do Boletim¹⁵⁷, especialmente no que se refere aos impactos das alterações dos preços relativos entre etanol e gasolina sobre o perfil de consumo no país desses combustíveis. Recentemente, a política de preços que estabelece reajustes para os principais derivados de petróleo no país e os impactos desses reajustes sobre os índices gerais de preços na economia ganharam destaque no debate econômico nacional.

A discussão, entretanto, deve ser compreendida no contexto da longa tradição de intervenção estatal nos preços dos combustíveis. A prática foi, historicamente, legitimada pela elevada contribuição dos combustíveis automotivos nos índices de inflação e nos custos da economia em geral¹⁵⁸. Embora a partir do final da década de 1990, em um contexto internacional de reforma do modelo de Estado, a liberalização gradativa dos preços dos combustíveis no Brasil e a abertura do setor de petróleo e gás natural ao capital privado tenham criado a expectativa de que o comportamento dos preços domésticos seguiria a tendência do mercado internacional, o que se verificou, na prática, foi a substituição dos mecanismos de intervenção direta por mecanismos de controle indireto de preços.

Não obstante ser legítima a ação governamental no intuito de proteger os preços domésticos das variações de preços de derivados no mercado internacional¹⁵⁹, as ações com este fim devem ser pautadas por princípios básicos de neutralidade econômica, garantia da livre concorrência, promoção do bem-estar e de preservação das contas públicas. Entretanto, não é trivial contemplar simultaneamente tais objetivos.

¹⁵⁷ Ver, neste sentido, a análise dos mercados nacionais do BAP (2012) e BAP (2013).

¹⁵⁸ COLOMER e TAVARES (2012).

¹⁵⁹ Este tipo de ação tem geralmente por objetivo evitar impactos indesejáveis do ponto de vista macroeconômico (como reflexos inflacionários). Adicionalmente, como explicado por Silva (2003), a volatilidade de preços de combustíveis exerce efeitos negativos sobre a alocação de recursos no setor (nível de investimento, estoques e produção) e sobre o bem-estar do consumidor, que são ampliados pelas imperfeições no mercado de proteção ao risco e pela presença de estruturas pouco concorrentiais na comercialização.

Desde o final da década passada, os reajustes dos preços ao consumidor final de gasolina A e óleo diesel nas refinarias brasileiras vinham sendo contrabalançados por alterações na alíquota da Cide (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico), de modo a anular os impactos decorrentes de tais reajustes para os índices de preços. A despeito da volatilidade do preço dos derivados no mercado internacional, internamente, a gasolina e o óleo diesel automotivo comercializados nos postos revendedores registraram, nos últimos anos, trajetórias razoavelmente estáveis. A estratégia tinha o objetivo de amortecer o impacto macroeconômico de variações internacionais sobre os mercados domésticos (que compreendia, entre outros, os efeitos inflacionários decorrentes dos reajustes dos preços dos combustíveis automotivos). Contudo, ao controlar os reajustes, os preços ao consumidor final passam a não sinalizar de forma adequada as decisões dos agentes econômicos, tanto de consumo quanto de investimento.

Com o intuito de examinar o papel dos preços de combustíveis automotivos como fator alocativo das decisões de consumo e investimento em um sistema de mercado, serão abordadas as seguintes questões: (3.2) algumas considerações conceituais acerca da função dos preços na economia e da inflação; (3.3) a formação dos preços da gasolina no Brasil e seus impactos sobre os preços do energético concorrente; (3.4) preço da gasolina como indicador de decisão de consumo, elasticidade-preço e elasticidade-preço cruzada da gasolina e etanol; (3.5) evolução dos preços dos combustíveis como inibidor da ampliação do investimento; (3.6) a defasagem entre os preços nos mercados nacional e internacional; (3.7) os impactos de variações nos preços dos combustíveis automotivos sobre os índices de inflação. Por fim, serão apresentadas algumas considerações finais acerca dos efeitos da atual política de preços sobre as decisões de consumo e sobre os índices de preços da economia.

3.2 - Preços e inflação: alguns conceitos teóricos

A teoria econômica, em geral, comprehende os preços como um mecanismo de alocação de recursos nos sistemas econômicos. É através dos preços que os consumidores decidem o quanto irão consumir e as firmas, o quanto irão produzir. De acordo com a teoria neoclássica contemporânea, as decisões individuais de venda por parte das firmas (dados seus custos e os preços observados) e de compra por parte dos consumidores (dadas suas necessidades e preferências e restrição orçamentária) são independentes entre si, mas coletivamente se relacionam no mercado por meio das relações de troca, e é por meio destas interações ocorridas no mercado (entendido como o *locus* onde as transações ocorrem) que o sistema chega aos preços de equilíbrio ou preços de mercado.

A compreensão da função dos preços é importante para entender os efeitos de suas variações sobre o comportamento dos agentes econômicos. No que se refere ao processo

de formação de preços na economia, é aceita, em geral, a noção de que os preços fornecem sinais (ou incentivos) para a atuação dos agentes econômicos. No curto prazo, são parâmetros para a tomada de decisão de oferta e demanda dos agentes e, no longo prazo, são parâmetros para as decisões de investimento. Neste sentido, a atuação que desloca o nível de preços interfere no funcionamento dos mercados, seja deslocando o nível de equilíbrio e a alocação dos bens e serviços na economia (para a teoria neoclássica) seja criando distorções que afetam as estratégias delineadas pelas empresas e, consequentemente, podendo influenciar nas condições de oferta e demanda em um dado mercado.

Sempre que houver uma alteração nos custos das firmas ou na demanda dos consumidores, os preços automaticamente se modificarão, de forma que um novo equilíbrio entre oferta e demanda seja atingido. No entanto, a compreensão dos efeitos dos reajustes de preços dos combustíveis automotivos sobre a economia do país, em geral, e sobre os índices de preços, em particular, exige que examinemos não apenas o papel do sistema de preços, mas as contribuições da teoria econômica acerca das causas e dos efeitos da inflação (e seu impacto sobre os preços relativos da economia).

A microeconomia clássica define a inflação como a queda do valor de mercado ou poder de compra do dinheiro (entendido como uma mercadoria que tem como principais características ser um meio de troca, uma unidade contábil e um meio de acumulação de riqueza), o que equivale ao aumento persistente no nível geral de preços de uma economia. Para a teoria econômica, o problema da inflação passa pelo aumento contínuo – não esporádico – dos preços em geral, e não apenas de alguns produtos. Portanto, a inflação é um problema não por conta da elevação dos preços em si, mas por conta das distorções que acarreta, principalmente sobre a distribuição de renda, sobre as expectativas dos agentes econômicos e sobre o balanço de pagamentos.

A análise dos impactos da atual política de preços no mercado nacional (que envolve o reajuste não apenas dos preços finais da gasolina, mas também dos preços praticados nas refinarias) exige a compreensão da estrutura de formação de preços de combustíveis no mercado brasileiro. Particularmente, será apresentada, na próxima seção, a estrutura de formação dos preços de distribuição e revenda de gasolina automotiva.

3.3 Formação dos preços da gasolina no Brasil

De modo geral, pode-se afirmar que os preços de gasolina no Brasil são formados pela composição dos custos inerentes à atividade somados à margem necessária para que o agente econômico remunere seu investimento. Na atividade de distribuição, os custos normalmente incluem a aquisição de produtos dos produtores, serviços (especialmente a mão de obra direta e indireta), custos logísticos (com as atividades de estocagem e transporte dos produtos entre as bases de distribuição), custos financeiros, tributários e outros. Os itens destacados podem ser, de modo geral, agrupados nos seguintes

elementos: custo de aquisição da matéria-prima nas refinarias, frete de transferência, custo de outros insumos, custos operacionais (incluem custos de armazenamento, energia, mão de obra, controle de qualidade, assistência técnica e outros custos operacionais de investimento e manutenção dos equipamentos), custos administrativos e financeiros e despesas tributárias.

Da mesma forma, os preços de revenda correspondem ao valor monetário unitário que os postos revendedores cobram dos consumidores finais em cada transação comercial, e devem ser suficientes para cobrir todos os custos associados à atividade de revenda (formados, principalmente, pelos custos de aquisição dos combustíveis, custos de mão de obra, custos administrativos e financeiros e despesa tributária) e à margem de revenda estipulada individualmente por cada posto revendedor.

De um modo geral, a estrutura de formação dos preços de distribuição e revenda da gasolina pode ser sintetizada da seguinte forma:

Quadro 1 – Estrutura dos preços de distribuição de gasolina¹⁶⁰

1) Preços de realização da gasolina A nos pontos de entrega

Este item corresponde ao principal componente de custo na formação dos preços finais de gasolina e é formado da seguinte maneira:

- A. Preço de realização (inclui os custos e a margem da empresa)
- B. Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - Cide
- C. PIS/Pasep e Cofins
- D. Preço de faturamento sem ICMS => D = A + B + C
- E. ICMS produtor E = [(D / (1 - ICMS%)) - D
- F. Preço de faturamento com ICMS (sem o ICMS da Substituição Tributária) => F = D + E
- G. (i) ICMS da Substituição Tributária¹
$$G = (\text{PMPF} \times \text{ICMS\%}) / (1 - \text{MIX}^2) - E$$
ou
(ii) ICMS da Substituição Tributária (na ausência do PMPF)
$$G = F \times \% \text{ MVA} \times \text{ICMS\%}^3$$
- H. Preço de faturamento do produtor sem frete (ex-refinaria) com ICMS
$$H = F + G \text{ (i) ou } + G \text{ (ii)}$$

2) Frete de transferência da gasolina A: $F_t = f(d, v)$, sendo:

- d = distância entre a base de distribuição e a refinaria de origem da gasolina
- v = volume transportado

¹⁶⁰ Elaborado a partir da estrutura de formação dos preços, disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=62871>

3) Custo de aquisição dos outros insumos

Este item possui grande variação conforme o tipo de produto. No caso da gasolina, o principal componente de custo deste item é o custo de aquisição do etanol anidro (que deve ser misturado à gasolina A para produção da gasolina C), cujos componentes podem ser sintetizados da seguinte forma:

Composição do preço do etanol anidro combustível (EAC):

- I. Preço do etanol anidro combustível nas usinas
 - J. Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico - Cide
 - K. PIS/Pasep e Cofins
 - L. Preço de faturamento do produtor sem frete e sem ICMS160
- $$L = I + J + K$$

4) Frete de coleta do etanol anidro: $FC = f(d, v)$, sendo

d = distância entre a base de distribuição e a refinaria de origem da gasolina
 v = volume transportado

5) Custos operacionais

Este item inclui o custo de armazenamento e distribuição do produto, entre outros, bem como os custos de pessoal e aqueles relativos ao controle de qualidade e assistência técnica.

De modo geral, pode ser subdividido em dois subgrupos: custos logísticos e custos produtivos.

6) Custos administrativos/financeiros:

O item inclui custos administrativos e comerciais, risco financeiro, custos de cobrança, inadimplência ou atraso nos pagamentos, bem como custos com manutenção de equipamentos e de propaganda e marketing.

7) Tributação

O item não inclui os custos dos tributos já incidentes sobre os insumos e já incluídos na formação dos preços de aquisição dos produtos. Devem ser aqui contabilizados os tributos municipais e federais incidentes sobre a atividade (especialmente ISS e IRPJ), mas também os custos relativos ao voto de créditos de ICMS, e os decorrentes das diferenças tributárias entre unidades da federação não aproveitáveis pelos agentes privados.

8) Margem de distribuição

Em geral, a margem de distribuição é calculada como um *mark-up* sobre o preço final, ou seja, um valor ou percentual calculado a partir dos elementos que compõem o preço de venda.

9) Preço de venda da distribuidora

Corresponde à soma das parcelas anteriores.

Fonte: elaboração própria.

Notas:¹ PMPF corresponde ao Preço Médio ao Consumidor Final, estabelecido por ato da Cotepe (Comissão Técnica Permanente do ICMS, que auxilia e assessoria o Conselho Nacional de Política Fazendária - Confaz). ²MIX: Corresponde à mistura obrigatória de etanol anidro combustível na gasolina, estabelecida pela Lei nº 8.723, de 28/10/93, e suas alterações. ³ MVA corresponde à Margem de Valor Agregado, estabelecido por ato da Cotepe.

Quadro 2 – Estrutura dos preços de revenda da gasolina¹⁶¹

1) Preços de aquisição da distribuidora

2) Frete de distribuição: $F_D = f(d, v)$, sendo

d = distância entre a base de distribuição e o posto revendedor
 v = volume transportado

3) Custos operacionais

Este item inclui o custo de armazenamento e revenda do produto, entre outros, bem como os custos de pessoal e aqueles relativos a outros serviços oferecidos pelo posto revendedor.

4) Custos administrativos/financeiros

O item inclui custos administrativos e comerciais, risco financeiro, custos de cobrança, inadimplência ou atraso nos pagamentos, bem como custos de manutenção de equipamentos.

5) Tributação

O item não inclui os custos dos tributos já incidentes sobre os insumos e já incluídos na formação dos preços de aquisição dos produtos. Devem ser aqui contabilizados os tributos municipais e federais incidentes sobre a atividade (especialmente ISS e IRPJ).

6) Margem de revenda

Em geral, a margem de revenda é calculada como um *mark-up* sobre o preço final, ou seja, um valor ou percentual calculado a partir dos elementos que compõem o preço de venda.

Fonte: elaboração própria.

Note-se que, embora os itens destacados nos Quadros 1 e 2 constituam uma aproximação da estrutura geral de custos, os pesos de cada item variam em função das especificidades das empresas¹⁶².

No que se refere à atividade de distribuição, é possível classificar três tipos de empresas: (i) aquelas que operam apenas em uma região bem restrita, adquirindo produtos de refinarias e/ou de distribuidores¹⁶³ e comercializando os produtos primordialmente em uma

¹⁶¹ Elaborado a partir da estrutura de formação dos preços, disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=62871>

¹⁶² Isto porque as empresas apresentam diferenciais não somente no que se refere aos custos operacionais, administrativos e financeiros, mas também atinentes aos demais insumos, especialmente no que se refere à aquisição de etanol anidro (produto cujo mercado de produção é razoavelmente competitivo, o que permite a busca por melhores preços por parte dos distribuidores de combustíveis automotivos).

¹⁶³ Conforme estipulado no artigo 16 e seguintes da Portaria ANP nº 29/1999, o distribuidor poderá comercializar combustíveis automotivos com outro distribuidor (observado o limite mensal máximo de 5% (cinco por cento), por produto, calculado a partir da média mensal do total de suas aquisições desse mesmo produto nos produtores ou importadores nacionais nos 3 (três) meses anteriores à venda). Esta possibilidade cria um nicho de mercado para atuação de distribuidoras nacionais como fornecedoras das pequenas distribuidoras de atuação local.

única área de atuação; (ii) aquelas que possuem bases de armazenamento localizadas em mais de uma região, adquirindo produtos de refinarias e/ou de outras distribuidoras para comercializar em mercados regionais; (iii) aquelas que atuam nacionalmente, possuindo diversas bases de distribuição localizadas em várias regiões do país. Estas especificidades impactam de forma diferenciada nos ganhos de escala e nas condições de logística e, portanto, os custos operacionais de cada empresa são distintos.

Como comprovado por diversos estudos, quanto maior o volume transportado, menor é o custo unitário de frete do produto. Além do custo do transporte dos combustíveis, três outros elementos influenciam os custos associados à logística de distribuição: modais de transporte utilizados, localização das bases de distribuição e capacidade de armazenamento¹⁶⁴.

Há, assim, três tipos de fluxos diferentes que devem ser considerados: fluxos primários (das refinarias e usinas de álcool para as bases de distribuição), fluxos de transferência (entre bases) e fluxos de entrega (das bases para os clientes). Na cadeia logística de distribuição de combustíveis, os fluxos primários de diesel e gasolina (retirados das refinarias e transporte para as bases primárias) são, essencialmente, realizados por dutos e cabotagem. Já o etanol sai das usinas/centros coletores para as bases primárias e secundárias por rodovias e ferrovias. Os principais modais de transferência para bases de distribuição são o ferroviário e o rodoviário, enquanto as entregas para postos revendedores são 100% rodoviárias e quase sempre de curta distância.

É importante sublinhar que, entre os diversos custos incorridos pelas distribuidoras de gasolina C¹⁶⁵, o custo de aquisição dos produtos (gasolina A nas refinarias e nas centrais petroquímicas e etanol anidro nas usinas) é o de maior importância para a determinação do preço final de venda.

A participação dos custos de produção na composição do preço final ao consumidor dos combustíveis automotivos é diferenciada por produto. Considerando os preços médios nacionais em 2013, a parcela do preço de realização dos principais derivados (que incorpora os custos de produção, como pode ser visto no Quadro 1) representaria 43% do preço final da gasolina (sendo que o etanol anidro representou outros 11%) e 68% do preço final do óleo diesel. Particularmente, no caso do etanol hidratado, a parcela do custo de aquisição do produto nas usinas corresponde a 60% do preço final no estado de São Paulo.

Esta consideração é importante porque, de modo geral, se o custo de aquisição dos produtos nas refinarias representa 43% do preço final da gasolina, aumentos nos preços de realização da gasolina A, mantidos constantes os demais itens da formação dos preços,

¹⁶⁴ Como esclarecem Borges e Bicalho (2008), a distribuição de combustíveis inicia-se em cada uma das refinarias e terminais existentes no país. De lá, os produtos são transferidos e armazenados nas bases de distribuição, onde ocorre o suprimento dos caminhões-tanque e mistura com produtos próprios da companhia. Das bases, os produtos seguem para os clientes finais das empresas.

¹⁶⁵ A gasolina comercializada ao consumidor final no Brasil, normalmente denominada gasolina comum, é constituída de uma mistura de gasolina A e etanol anidro combustível, nas proporções e especificações definidas pela legislação em vigor (em 2013, o percentual de mistura de etanol anidro na gasolina A podia variar de 20 a 25% do volume final do produto).

refletem de forma diferenciada os incrementos dos preços de distribuição e de revenda de gasolina.

O segundo item de maior importância na estrutura de preços são os tributos (Quadro 1). O Box 2 traz o histórico dos principais tributos incidentes sobre os combustíveis automotivos no Brasil a partir da segunda metade do século XX.

BOX 2 - UM HISTÓRICO DA CARGA TRIBUTÁRIA DOS COMBUSTÍVEIS AUTOMOTIVOS NO BRASIL

Historicamente, os tributos e os preços de realização nas refinarias sempre representaram o maior componente dos preços dos combustíveis automotivos no país. Quando da criação da Petrobras, em 1953, três impostos incidiam sobre os combustíveis automotivos: o Imposto de Importação, o Imposto sobre Vendas e Consignações (IVC) e o Imposto Único sobre Combustíveis e Lubrificantes (IUCL). Em 1955, a carga tributária e a estrutura de preço dos combustíveis automotivos sofreram importantes modificações, com a criação de um Fundo Geral de Fretes, que tinha por objetivo assegurar um preço único ao longo da costa brasileira. Até a década de 1980, os tributos incidentes sobre os combustíveis permaneceram essencialmente os mesmos (embora com alterações de incidência e base de cálculo), embora mereça destaque a criação, pela Lei nº 4.452/1964, da Conta Petróleo, que recebia créditos de alíquotas estabelecidas pelo Ministério da Fazenda sobre os preços dos combustíveis e destinava recursos para o pagamento de resarcimentos de fretes de derivados e subsídios diversos.

Em 1979, com a promulgação do Decreto-lei nº 1.785/80, o governo brasileiro estabeleceu uma taxa de câmbio específica para o setor do petróleo, de modo que a Petrobras convertia o valor do petróleo importado em moeda nacional de acordo com a cotação desta taxa de câmbio especial e o CNP completava a diferença com relação à cotação do dólar oficial, valor que também passou a integrar o rol de resarcimentos devidos contabilizados na Conta Petróleo.

Em 1982, foram acrescentadas ao preço ex-refinaria parcelas relativas a tributos incidentes sobre a receita bruta da Petrobras (nominalmente, o Fundo de Investimento Social – Fin-social, a Contribuição para o Programa de Integração Social – PIS, e a Contribuição para o Programa de Formação do Patrimônio do Servidor Público – Pasep) e, no ano seguinte, a Emenda Constitucional nº 23/1983 estabeleceu que 60% do total dos recursos provenientes do IUCL seriam repassados gradativamente aos Estados e Municípios.

Com o objetivo de evitar esse repasse, o governo federal extinguiu tais parcelas, substituindo-as por uma alíquota de 15% do Imposto sobre Operações Financeiras (IOF) incidente sobre os contratos de câmbio relativos à importação de petróleo. Em 1984, a alíquota do IOF foi zerada e a arrecadação foi compensada pela criação de duas parcelas denominadas Frete de Uniformização de Preço (FUP) e Frete de Uniformização de Preço do Álcool (Fupa), que tinham por objetivo simplificar a estrutura de preços dos combustíveis e o fluxo financeiro entre o CNP e a Petrobras, além de gerar receita para dar continuidade à política de equalização dos preços dos derivados em todo o território nacional.

Adicionalmente, também em 1984, foram criadas duas contas incidentes sobre a estrutura de preços dos derivados: a Conta Petróleo (que apurava o total formado pela diferença entre o valor CIF do petróleo importado e o valor CIF utilizado pelo extinto Departamento Nacional de Combustíveis, para formar o preço de realização, e pela diferença cambial entre a taxa de câmbio paga pela Petrobras e a taxa de câmbio utilizada pelo DNC, para formar o preço de realização dos derivados) e a Conta Álcool (que apurava o custo financeiro dos estoques de álcool; a diferença entre o valor arrecadado por meio do Fupa e o valor pago às companhias distribuidoras a título de resarcimento de despesas de interiorização; e a diferença entre o preço que a Petrobras pagava aos produtores e o preço de comercialização do álcool).

A Constituição Federal de 1988 extinguiu o IUCL e instituiu, em substituição ao antigo ICM, o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS), que passou a incidir sobre os combustíveis e lubrificantes e sobre as importações. Criou, ainda, o Imposto sobre Vendas a Varejo de Combustíveis (IVVC), de competência municipal e incidência não excludente em relação ao ICMS. O IVVC vigorou de 1º de março de 1989 a 31 de dezembro de 1995, quando a Emenda Constitucional nº 3, de 17 de março de 1993, estabeleceu que, à exceção do ICMS, dos Impostos de Importação e Exportação e das contribuições sociais, nenhum outro tributo poderia, a partir de janeiro de 1996, incidir sobre operações relativas a petróleo e derivados.

Em 1998, a FUP e a Fupa foram substituídas por uma nova parcela, a Parcela de Preço Específica (PPE), que, a princípio, teria a mesma função FUP/Fupa e, além de conceder reduzidos subsídios, era usada para cobrir o déficit do governo junto à Petrobras, com o intuito de liquidar as Contas Petróleo, Derivados e Álcool (depois de contabilizados os subsídios cruzados e os resarcimentos relacionados às despesas com transporte e distribuição dos combustíveis, poderiam ocorrer repasses dos recursos obtidos com a arrecadação da PPE para a União) e para amortecer as variações dos preços e do câmbio no mercado nacional.

Finalmente, com o término do processo de liberalização dos preços de derivados de petróleo, a Emenda Constitucional nº 33/ 2001 delegou à União, por meio de nova redação do art. 149, competência para introduzir a Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide), regulamentada pela Lei nº 10.336/2001, em substituição à PPE.

Atualmente, incidem sobre os combustíveis líquidos automotivos o Imposto sobre a Circulação de Mercadorias e Serviços – ICMS, as contribuições sociais PIS/Pasep e Cofins, o imposto de importação (II) e a Cide Combustíveis (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico). Embora os dois últimos (imposto de importação e a Cide combustíveis) atualmente tenham suas alíquotas zeradas¹⁶⁶, é importante a

¹⁶⁶ A alíquota do imposto de importação, atualmente igual a zero, é determinada no âmbito do Mercosul, por meio da Tarifa Externa Comum – TEC (implementada originalmente pelo Decreto nº 1.343/1994). No caso dos derivados de petróleo, a alíquota comum vem sendo mantida em zero, mas, para o etanol combustível, embora o valor esteja provisoriamente zerado, ela pode vir a ser alterada para até 20% (o percentual previsto na TEC). Já no caso da Cide, a alíquota variou ao longo do tempo, mas foi reduzida a zero em junho de 2012.

compreensão de seu papel na execução de políticas públicas ligadas aos combustíveis automotivos, especialmente da Cide.

As Contribuições de Intervenção no Domínio Econômico, previstas no art. 149 da Constituição Federal de 1988, não se restringem à Cide combustíveis¹⁶⁷. Esta, em particular, foi criada pela Lei nº 10.336/2001 e incide sobre a produção, importação e a comercialização de gasolina, diesel e respectivas correntes, querosene de aviação e derivativos, óleos combustíveis, gás liquefeito de petróleo (GLP), inclusive o derivado de gás natural e de nafta, e etanol combustível. A Cide Combustíveis tinha originalmente três objetivos bem definidos, listados no art. 1º da sua lei de criação: o pagamento de subsídios a preços ou transporte de álcool combustível, de gás natural e seus derivados e de derivados de petróleo; o financiamento de projetos ambientais relacionados com a indústria do petróleo e do gás; e o financiamento de programas de infraestrutura de transportes.

Muito embora a Cide Combustíveis tenha sido criada em substituição à antiga Parcela de Preço Específica (ver Box 2), a PPE não se constituía propriamente em um imposto, mas em uma receita gerada no processo de formação dos preços dos derivados. Como esclarece Silva (2003), a PPE era um instrumento para a prática de subsídios cruzados e tinha valor positivo para alguns derivados, como no caso da gasolina e do diesel, e negativo em outros, como no caso do GLP, de modo que a liberalização dos preços e importações sem sua eliminação faria com que, na prática, os preços dos derivados domésticos tivessem desvantagem em relação aos importados.

As alíquotas originais da Cide Combustíveis definidas para cada combustível, em valores específicos na Lei Complementar nº 10.336/2001, foram seguidamente alteradas, até que, a partir de maio de 2004, com a edição do Decreto 5.060/04, todos os produtos à exceção da gasolina e do diesel passaram a ter alíquotas reduzidas a zero. Desde então, sucessivos decretos têm alterado a alíquota desses dois combustíveis como forma de amortecimento das variações de preços internacionais. Em junho de 2012, as alíquotas da Cide incidentes sobre a gasolina e o óleo diesel foram também reduzidas a zero, patamar no qual ainda se encontravam em dezembro de 2013.

O PIS/Pasep e a Cofins são também contribuições, mas contribuições ditas sociais. São, respectivamente, contribuições para o Programa de Integração Social – PIS e para o Financiamento da Seguridade Social – Cofins, instituídos pelas Leis Complementares 7/70 e 70/91. Ambas as contribuições tiveram seu regramento básico unificado pela Lei 9.718/98 e são atualmente regidas pelas Leis 10.637/02 e 10.833/03. No caso específico dos combustíveis, são aplicadas alíquotas concentradas (conforme IN SRF nº 594/2005), que determinam que a Contribuição para o PIS/Pasep e a Cofins incidente sobre gasolina (exceto de aviação), óleo diesel, GLP e álcool para fins carburantes sejam calculadas aplicando-se alíquotas diferenciadas, concentradas sobre a receita bruta auferida com as vendas destes produtos pelos produtores, importadores, refina-

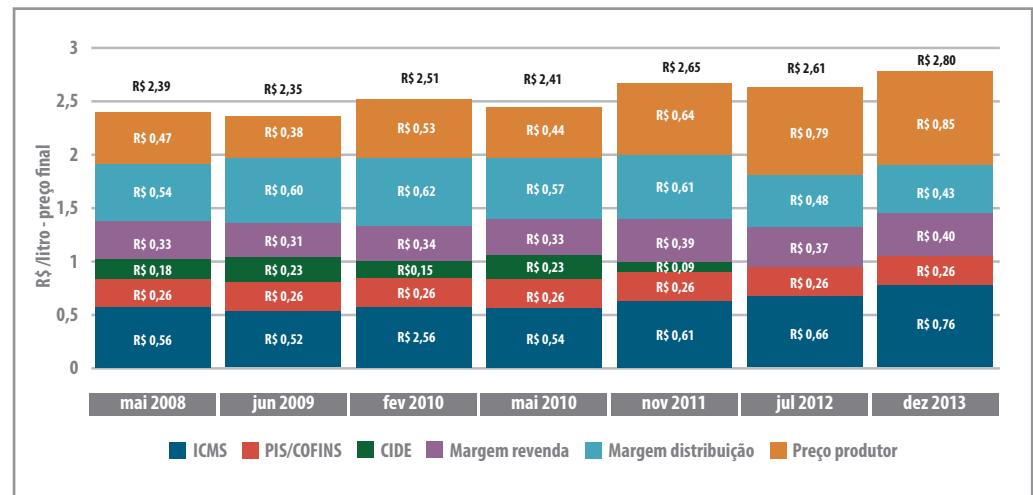
¹⁶⁷ Um outro exemplo de Cide vigente no país é a Contribuição para o Desenvolvimento da Indústria Cinematográfica Nacional, conhecida pela sigla Condecine, instituída pela Medida Provisória 2.228-1/2001.

rias de petróleo e distribuidores de etanol, reduzindo-se a zero as alíquotas aplicadas sobre a receita auferida com as vendas efetuadas pelos distribuidores e comerciantes varejistas¹⁶⁸.

Por fim, o ICMS é um imposto de competência estadual e distrital, disciplinado pela Constituição Federal (Art. 155, II e §§ 2º a 5º) e pela Lei Kandir (a Lei Complementar 87/96), e o grande responsável (juntamente com os custos logísticos) pela variação de preços observada entre unidades da federação, por ser o principal tributo incidente sobre combustíveis automotivos¹⁶⁹.

O Gráfico 51 ilustra a evolução da composição de preços da gasolina automotiva comercializada no país, com destaque para os impactos das alterações nas alíquotas da Cide nos últimos cinco anos.

Gráfico 51 – Evolução da composição dos preços da gasolina automotiva - 2008 a 2013 (Município de São Paulo)



Fonte: elaboração própria.

Como se pode observar, ao longo dos anos, os aumentos nos preços de realização da Petrobras foram parcialmente amortecidos por variações nos tributos, particularmente na Cide. Mais recentemente, ficou clara a utilização do tributo como forma de impedir que elevações nos preços internacionais tivessem impactos sobre os mercados domésticos e, assim, em novembro de 2011 e julho de 2012, as alíquotas da Cide foram reduzidas de forma a compensar aumentos nos preços de realização nas refinarias da Petrobras.

Em relação aos preços praticados pelos revendedores de combustíveis, esses, além de estarem relacionados aos custos de aquisição do produto, sofrem influência de outros fatores que estão associados ao padrão de concorrência local, tais como: renda *per capita* da população, frota de veículos, volume de vendas por produto por posto, preços dos concorrentes.

Ressalta-se que, nos segmentos de distribuição e de revenda de gasolina, os preços podem ser influenciados não apenas por variações na estrutura de custos, mas também pelos preços dos produtos alternativos ao combustível do ponto de vista da demanda (o etanol hidratado), como destacam Esteves e Baran (2011). Até a entrada dos carros bicompostíveis (*flex-fuel*) no mercado brasileiro, em 2003, a única resposta possível de consumidores diante de elevações nos preços da gasolina comum e do etanol hidratado seria a redução no uso de veículos automotivos, sendo razoável esperar que o consumidor mantivesse, pelo menos em parte, seus padrões de demanda de combustíveis motivados por hábitos e costumes, na medida em que não opta por outras formas de transporte. Assim, tradicionalmente os consumidores acabavam por acomodar a elevação nos preços do produto em seu orçamento.

¹⁶⁸ De modo mais preciso, é importante notar que PIS/Cofins possuem alíquotas e regras de incidência distintas para cada combustível. A tributação das receitas de venda de gasolina, óleo diesel e etanol obedece a um regime especial de apuração monofásica disciplinado pelos arts. 4º e 5º da Lei 9.718/98. No caso da gasolina e do óleo diesel, somente estão sujeitos ao pagamento das contribuições o produtor e o importador, para os quais estão previstas as alíquotas de PIS e Cofins de 5,08% e 23,44%, no caso da gasolina, e de 4,21% e 19,82% para o óleo diesel. Alternativamente, os produtores e importadores podem optar pelo recolhimento das contribuições sob a incidência de alíquotas específicas apuradas em um montante fixo por metro cúbico (de gasolina e diesel), enquanto as receitas auferidas pelos distribuidores e varejistas destes produtos são tributadas sob a alíquota zero, conforme dispõe o art. 42, I da Medida Provisória 2.158-35/01.

¹⁶⁹ Já no caso do etanol, a incidência do PIS e da Cofins ocorre tanto sobre o produtor e o importador – os quais se submetem às alíquotas de 1,5% e 6,9% –, como sobre o distribuidor – 3,75% e 17,25%, mas usufrui também da incidência alternativa da alíquota específica, embora esta seja estabelecida por regramento distinto.

Por fim, a tributação do biodiesel é regulada pela Lei 11.116/05 e pelo Decreto 5.297/04, que estabelecem redutores para as alíquotas e um regime de tributação também concentrado no produtor e no importador (distribuidores e varejistas não sofrem incidência dessas contribuições). No caso do biodiesel, as alíquotas básicas são de 6,15% e 28,32%, mas os produtores e importadores de biodiesel podem optar por um regime alternativo de tributação específico, no qual as alíquotas são calibradas de acordo com a matéria-prima, o tipo de produtor e a região geográfica em que é produzido o biodiesel.

Se considerarmos, por exemplo, o estado de São Paulo (que, em 2013, respondeu por cerca de 25% das vendas de gasolina no país), em dezembro de 2013, esta parcela representou, em média, 33% do preço final da gasolina comum, 16% do preço do óleo diesel e, segundo estimativas, é superior a 20% do preço final do etanol hidratado (Regazini, 2010).

Com o advento dos carros *flex-fuel*, a possibilidade de substituição entre a gasolina C e o etanol hidratado combustível pelos consumidores tornou-se uma opção realizada na hora de abastecer o veículo, baseada nas preferências individuais de cada consumidor e na relação de preços entre os dois combustíveis, como será examinado a seguir¹⁷⁰.

E, à medida que a participação dos carros *flex* na frota nacional de carros de passeio aumentou, passou-se a verificar uma maior relação entre os mercados dos dois combustíveis. Se, em 2003, apenas 2,65% do total dos carros produzidos no país eram bicombustíveis, este percentual atingiu cerca de 86% da produção nacional em 2009 e 88,5% do total de veículos licenciados em 2013¹⁷¹. Com isso, a variação de preço em um mercado passou a repercutir cada vez mais direta e imediatamente na demanda do outro.

3.4 Preços da gasolina como indicador de decisão de consumo e seus efeitos sobre os mercados de gasolina comum e etanol hidratado

A introdução e o desenvolvimento da tecnologia dos carros *flex-fuel* no mercado brasileiro, a partir de 2003, modificou significativamente a dinâmica do mercado de combustíveis automotivos no Brasil. Atualmente, os proprietários deste tipo de veículo podem escolher o combustível a ser utilizado de acordo com a relação de preços vigente entre a gasolina comum e o etanol hidratado, escolhendo abastecer o veículo exclusivamente com um ou outro combustível ou com uma mistura de ambos em qualquer proporção.

Como ilustrado na seção 1 da Parte Nacional, com grande aceitação de veículos bicombustíveis no mercado e preços competitivos do etanol hidratado, a produção brasileira de etanol ganhou forte impulso, crescendo, entre 2003 e 2009, a uma taxa média de cerca de 25% ao ano. Este comportamento foi revertido a partir de 2010, quando, diante da mudança nos preços relativos entre etanol e gasolina, o consumo total de etanol hidratado no Brasil apresentou significativas reduções, com decréscimo médio de 15% ao ano, entre 2010 e 2012, o que representou uma queda de cerca de 40% no período.

A nova tecnologia trouxe como principal mudança, do ponto de vista do consumidor, a possibilidade de substituição entre os combustíveis no curto prazo (ou seja: se antes os consumidores tinham que decidir, no momento da compra, se optavam por um

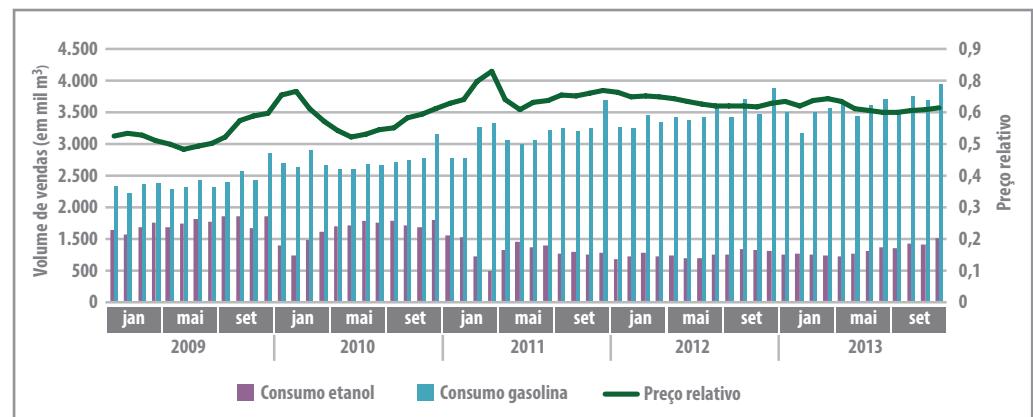
¹⁷⁰ Como já apontado na nota de rodapé 122, os produtos possuem características distintas e uma delas (o poder calorífico) determina a economicidade da substituição dos combustíveis por parte do consumidor.

¹⁷¹ Fonte: Estatísticas ANFAVEA. Disponível em <http://www.anfavea.com.br/tabelas2013.html>

carro movido a etanol ou gasolina, com os motores *flex*, eles passaram a poder decidir, a cada abastecimento, qual combustível adquirir)¹⁷². Dessa forma, variações dos preços relativos dos combustíveis podem modificar o perfil do consumo de combustíveis automotivos no Brasil, como já apontado na seção anterior deste Boletim.

O impacto da tecnologia *flex-fuel* na evolução do consumo de combustíveis automotivos no país já foi abordado na seção 1 da Parte Nacional. O Gráfico 52 ilustra o papel fundamental desempenhado pelos preços relativos de gasolina e etanol no deslocamento de parte do consumo de gasolina no país.

Gráfico 52 – Evolução do consumo e da relação de preços entre etanol e gasolina automotiva - 2009 a 2013



Nota: o preço relativo é calculado como o resultado da divisão do preço médio mensal de etanol no país pelo preço médio mensal de gasolina comum, apurados pelo Levantamento de Preços ANP.

Fonte: elaboração própria.

Como pode ser observado, os consumidores, diante de uma relação de preços favorável ao consumo de etanol, deslocaram sua preferência para a aquisição deste produto. No início de 2010, quando a relação se tornou momentaneamente desfavorável, rapidamente observou-se uma redução no consumo de etanol, que só aumentou novamente quando a relação de preços voltou a patamar inferior a 0,7. Em 2011, quando a relação se tornou consistentemente favorável ao consumo de gasolina (superior a 0,7), observa-se uma redução no consumo de etanol simultânea a um aumento expressivo no consumo de gasolina comum (que pode ser atribuído tanto à relação de preços

¹⁷² Não obstante, na prática, o comportamento de compra de combustível varia de acordo com as características, hábitos e conhecimento de cada consumidor individual. De forma agregada, é clara a capacidade do consumidor de responder rapidamente a mudanças de preços. Como demonstrado em EPE (2013), embora existam diversas variáveis (autonomia, confiabilidade, entre outros) que influenciam o comportamento do consumidor, o preço relativo representa a variável mais importante para a determinação da demanda relativa de etanol e gasolina.

favorável quanto ao aumento da demanda conjunta por combustíveis do ciclo Otto resultante do aumento nas vendas de veículos leves no período).

A importância deste tipo de comportamento, inicialmente marginal, acentuou-se na medida em que a frota *flex fuel* ganhou participação na frota nacional de automóveis, o que fez com que tanto o consumo de etanol quanto o de gasolina se tornassem muito mais elásticos a variações no preço relativo entre os dois combustíveis¹⁷³, afetando o comportamento da demanda de ambos os produtos e alterando o perfil de consumo de combustíveis do Ciclo Otto. Como apontam Vilela e Pinto Jr. (2010) e Vilela *et al.* (2013), a mensuração da elasticidade-preço e da elasticidade-preço cruzada da demanda da gasolina tem se revelado um desafio para os analistas, em particular, graças ao advento dos carros *flex*, que permitem aos consumidores arbitrarem entre o etanol e a gasolina C, em função, principalmente, dos preços relativos desses combustíveis.

A maior parte das curvas de demanda relativa (estimadas em trabalhos empíricos¹⁷⁴) sugere que os consumidores de fato trocam o etanol pela gasolina conforme aumenta o preço relativo (Pe/Pg). Este resultado fica ainda mais evidente quanto mais próximo o preço relativo está do ponto de indiferença entre o consumo de um ou outro combustível. Nestas regiões, pequenas variações de preço levam a grandes alterações de consumo, sinalizando que, quanto mais próximo da relação 0,7, maior a elasticidade-preço da demanda¹⁷⁵. Este resultado foi confirmado, em 2013, pelo comportamento das vendas de gasolina comum e etanol hidratado. Como apontado na seção anterior, se em 2012 a relação de preços entre a gasolina e o etanol se manteve acima de 0,7 (ou, em alguns meses, no limite de 0,7), na maior parte do ano de 2013, a relação apontou a existência de vantagem econômica em abastecer com etanol hidratado em vez de com gasolina comum (em fevereiro e ao longo de todo o segundo semestre do ano). Em particular, esse resultado foi observado nos estados de Goiás, Mato Grosso, Paraná e São Paulo (que representaram, em 2013, mais de 70% da demanda nacional de etanol hidratado).

¹⁷³ De modo geral, a elasticidade é um conceito que indica uma medida de sensibilidade, medindo o impacto que uma alteração em uma variável (normalmente o preço dos produtos ou a renda dos consumidores) exerce sobre outra variável (normalmente a quantidade demandada), em termos percentuais. Uma variável dita elástica responde bastante a pequenas mudanças de outras variáveis e uma variável inelástica não responde a mudanças em outras variáveis. A elasticidade-preço da demanda indica o quanto a quantidade demandada de um bem reage a uma mudança em seu preço, permitindo inferências acerca do quanto os consumidores estão dispostos a deixar de adquirir do bem à medida que seu preço aumenta. No caso do estudo da relação entre a gasolina comum e o etanol hidratado, é também importante a compreensão de outro conceito: o de elasticidade-preço cruzada da demanda. Esta medida indica o quanto a quantidade demandada de um bem responde a uma variação no preço de um outro produto.

¹⁷⁴ Ver, por exemplo, Vilela *et al.* (2013) e EPE (2013)

¹⁷⁵ Por outro lado, quanto mais distante do ponto de equilíbrio de competitividade, menor é a sensibilidade do consumidor com relação a alterações nos preços dos combustíveis (ou seja: mesmo quando o preço do etanol é alto em relação ao da gasolina, há um conjunto de usuários que prefere usar etanol e, da mesma forma, quando o preço da gasolina é alto em relação ao do etanol, também há um conjunto de usuários que se mantém fiel à gasolina).

Assim, se até o início da década passada a política de reajustes dos preços da gasolina comum afetava, no curto prazo, apenas as escolhas dos consumidores de gasolina (gerando respostas na demanda pelo combustível), atualmente este tipo de política afeta não apenas o mercado de gasolina (incentivando seu consumo além do nível que seria considerado eficiente do ponto de vista econômico), mas também o mercado de etanol¹⁷⁶.

Estes movimentos são, essencialmente, decorrentes da relação entre os preços nos mercados de gasolina e etanol e se refletem tanto em um incentivo ao consumo de gasolina em detrimento do etanol hidratado (afetando a indústria sucroalcooleira¹⁷⁷) quanto na existência de um teto artificial ao preço do etanol hidratado efetivamente comercializado no mercado nacional¹⁷⁸.

A introdução da tecnologia *flex fuel*, adicionalmente, provocou uma alteração permanente no comportamento dos consumidores, gerando uma alteração estrutural no padrão de consumo de combustíveis no Brasil. Esta introdução tecnológica fez com que a demanda dos consumidores tanto de gasolina quanto de etanol se tornasse mais elástica a alterações nos preços, como indicam Vilela *et al.* (2013).

Desse modo, atualmente as respostas dos consumidores são mais rápidas e mais amplas do que aquelas observadas até a década passada, afetando os efeitos esperados da própria política e gerando resultados muitas vezes inesperados (em especial, no curto prazo, os efeitos da política de preços da gasolina sobre o mercado de etanol hidratado e sobre as contas externas em função do aumento da necessidade de importação de gasolina).

¹⁷⁶ Como explicitado em EPE (2013), a demanda por etanol hidratado no Brasil pode ser dividida em uma demanda “cativa” (ou seja, aqueles consumidores que consomem etanol independente do nível de preços) e um grupo (maior) de consumidores que é sensível aos preços relativos dos produtos. A manutenção de um nível de preços fora do “equilíbrio”, por meio de um controle artificial dos preços da gasolina, afeta a demanda de ambos os grupos, ao reduzir o consumo dos primeiros e deslocar a demanda dos segundos para a gasolina comum.

¹⁷⁷ De fato, nos últimos anos, a queda nas vendas de etanol hidratado associada aos efeitos da crise financeira internacional se traduziram em redução dos investimentos na produção de etanol no país e no deslocamento da matéria-prima do produto (a cana-de-açúcar) para produção de açúcar. Este movimento teve como efeitos: a redução da oferta de etanol (anidro e hidratado) no país (consequência tanto do fechamento de algumas usinas produtoras quanto da redução da produção das usinas existentes), que fez com que o preço do produto se elevasse ainda mais, e o aumento da oferta de açúcar brasileiro no mercado internacional (o que afetou, por sua vez, o preço do açúcar no mercado mundial).

¹⁷⁸ Este segundo efeito tem como consequência a geração de expectativas de aumento dos preços de etanol hidratado vinculados a aumentos nos preços da gasolina comum. Isto porque, sempre que são autorizados reajustes nos preços da gasolina comum, os agentes da cadeia de etanol hidratado utilizam a oportunidade para recompor suas margens. Isto fez, por exemplo, com que, em fevereiro e dezembro de 2013, fossem observados aumentos nos preços ao consumidor final não apenas de gasolina comum, mas também de etanol hidratado.

3.5 A política de preços dos combustíveis como inibidor da ampliação do investimento no segmento de refino do país

Em setores com elevado grau de internacionalização, como a indústria do petróleo, as decisões das empresas quanto à alocação de seus recursos são influenciadas pelo diferencial de risco e lucratividade existentes entre as diferentes regiões e países no mundo, de modo que as políticas de preço adotadas por cada país, assim como os riscos institucionais e políticos, têm importância significativa sobre os investimentos na indústria.

Como apontam Colomer e Tavares (2012), a taxa de investimento de uma indústria pode ser representada como uma função do lucro acumulado e das expectativas dos agentes quanto à lucratividade futura do setor: as firmas tomam sua decisão de investimento a partir da comparação entre a taxa de retorno esperada do investimento (eficiência marginal do capital) e o custo de oportunidade do capital a ser investido (taxa de juros). Servén e Solimano (1993¹⁷⁹) enfatizam que, em países em desenvolvimento, as decisões de investimento das firmas dependem da sua capacidade de autofinanciamento (geração de lucro) em função das restrições financeiras impostas pelo pouco desenvolvido mercado de capital.

A atração e incentivo a investimentos, especialmente em setores de infraestrutura, é questão relevante não apenas para a indústria, objeto do investimento, mas para a economia do país como um todo. Frischtak (2008) aponta que o investimento em infraestrutura por períodos relativamente longos é condição necessária tanto ao crescimento econômico de um país como para a obtenção de ganhos sustentados de competitividade, o que não é um esforço trivial.

Não apenas o lucro acumulado é um importante instrumento de financiamento dos projetos de investimento, principalmente na indústria de petróleo (na qual os elevados e diferenciados riscos limitam o acesso das empresas às fontes externas de financiamento), mas o planejamento do investimento exige a formulação de hipóteses sobre a viabilidade econômica dos projetos (diretamente correlacionada com os fluxos de renda esperados e, consequentemente, com as expectativas sobre a evolução futura dos preços e dos custos das empresas).

No caso da indústria petrolífera brasileira, como visto na seção anterior, os preços domésticos dos derivados de petróleo não acompanham a tendência internacional, o que traz impactos negativos sobre a atividade de refino no país. Se, por um lado, a lucratividade das empresas que atuam no Brasil nos segmentos de exploração e produção (E&P), distribuição e revenda não está sendo afetada pela defasagem de preços existente, por outro, vem sendo observado um aumento do diferencial de lucro no segmento de refino em comparação com a lucratividade média internacional¹⁸⁰. Desta maneira, a atual política de preços

adotada pelo governo brasileiro vem influenciando negativamente o nível de investimento na atividade de refino.

A atividade de refino, por si só, é um segmento com margens mais reduzidas se comparado as outras atividades da cadeia do petróleo (Tavares, 2005). Os investimentos em plantas de refino, além de consistirem em investimentos em unidades de processo em si, também compreendem os investimentos em instalações para estocagem de petróleo, produtos intermediários e produtos finais, linhas de transferência, instalações de carregamento, geração e distribuição de eletricidade, bem como demais instalações e infraestrutura necessárias. Os custos relacionados com unidades de processamento, tanto os fixos quanto os variáveis, são em função da idade destas, sua capacidade, o fator de utilização e da complexidade da refinaria. Em contrapartida, a incorporação de inovações tecnológicas pode representar ganhos de produtividade, na medida em que são incorporados à refinaria.

Em termos percentuais, uma vez descontados os custos com matérias-primas, no caso do óleo bruto e outras utilizadas, os custos fixos respondem pela parcela mais significativa dos custos de processamento de uma refinaria. Entretanto, o principal componente de custos no barril processado provém das matérias-primas utilizadas, em especial o petróleo bruto, o qual pode chegar a 85% do total¹⁸¹. Considerando que a receita das atividades de refino é função do preço dos derivados e da quantidade produzida, uma situação de preços de aquisição do petróleo alinhados ao mercado internacional, combinada à política de preços de comercialização de derivados e ausência de regras claras de reajuste, cria distorções tais que tendem a prejudicar a ampliação do investimento em refino no Brasil.

De modo geral, nas últimas décadas, as margens de refino têm apresentado um comportamento muito volátil. Com exceção do período entre 2004 e 2008, a margem do refino nos principais mercados internacionais sempre esteve em torno de US\$ 5,00 o barril. Nos últimos cinco anos, as margens de refino começaram a se recuperar, com destaque para as margens de refino norte-americanas (beneficiadas pela redução do preço do petróleo bruto no país), como ilustrado no Gráfico 53.

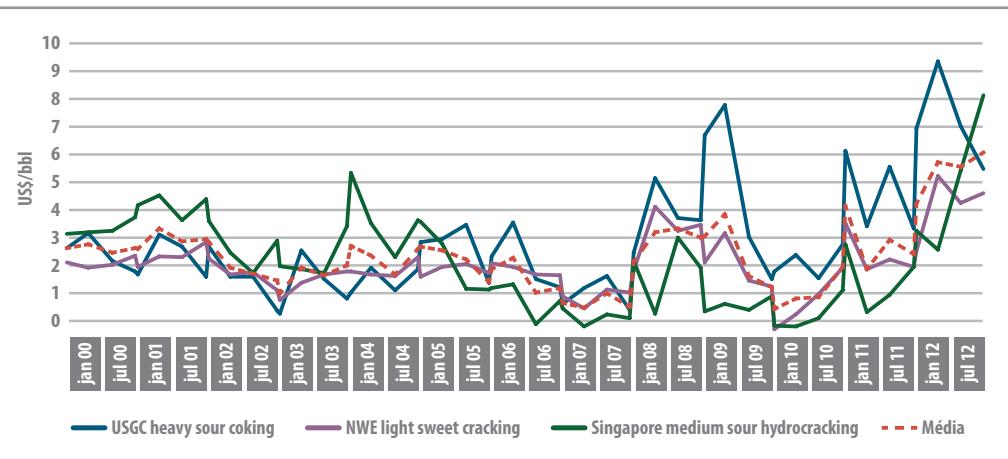
Cumpre notar que o problema principal (do ponto de vista da atração de investimentos no segmento de refino) não é a adoção de mecanismos de reajustes de preços estabelecidos pelo governo em si, mas a forma como o mesmo é feito, sem regras claras quanto aos reajustes e a sua periodicidade. Um mecanismo de reajuste pré-estabelecido permitiria que os agentes formassem expectativas acerca dos preços futuros de combustíveis automotivos no país. A indefinição quanto ao comportamento futuro dos preços internos (com impactos sobre a lucratividade das empresas) passa a ser um elemento a mais de incerteza que afeta negativamente a decisão de investir¹⁸².

¹⁷⁹ Apud Colomer e Tavares (2012).

¹⁸⁰ Colomer e Tavares (2012).

¹⁸¹ Tavares (2005).
¹⁸² Um cenário de incerteza é, do ponto de vista da atração de investimento, tão ou mais prejudicial do que um cenário de riscos elevados. Agentes privados em geral estão preparados para lidar com riscos e dispõem de mecanismos (contratuais e financeiros) para mitigá-los (assim, por exemplo, no caso do refino, é possível lidar com os riscos associados à volatilidade dos preços do petróleo e seus derivados no mercado internacional). A incerteza, entretanto, não permite a adoção de mecanismos de proteção ao investimento, o que pode fazer com que a decisão não seja tomada.

Gráfico 53 – Evolução das margens de refino nos principais mercados internacionais



Fonte: BP Statistical Review 2013.

Com a capacidade financeira da Petrobras cada vez mais direcionada para os desafios do pré-sal, o aumento da capacidade de processamento de petróleo depende, assim, de uma reformulação da política atual de preços no país, a fim de atrair novos investidores para o segmento de refino¹⁸³.

3.6 Defasagem entre os preços dos combustíveis automotivos nos mercados nacional e internacional

Como já discutido, a atual política de preços de gasolina no Brasil vem influenciando as decisões tanto dos consumidores, deslocando o consumo de combustíveis em direção à gasolina comum (principalmente entre 2010 e 2012) e afetando o mercado de etanol, quanto dos investidores, reduzindo os incentivos ao investimento em refino no país. Enquanto o primeiro efeito decorre essencialmente da relação de preços relativos entre a gasolina comum e o etanol hidratado, o segundo é, em grande medida, influenciado pela defasagem entre os preços praticados nos mercados nacionais e nos internacionais.

Do ponto de vista histórico, a análise dos preços médios praticados no mercado nacional, face aos preços de referência do mercado internacional¹⁸⁴, indica que, de modo

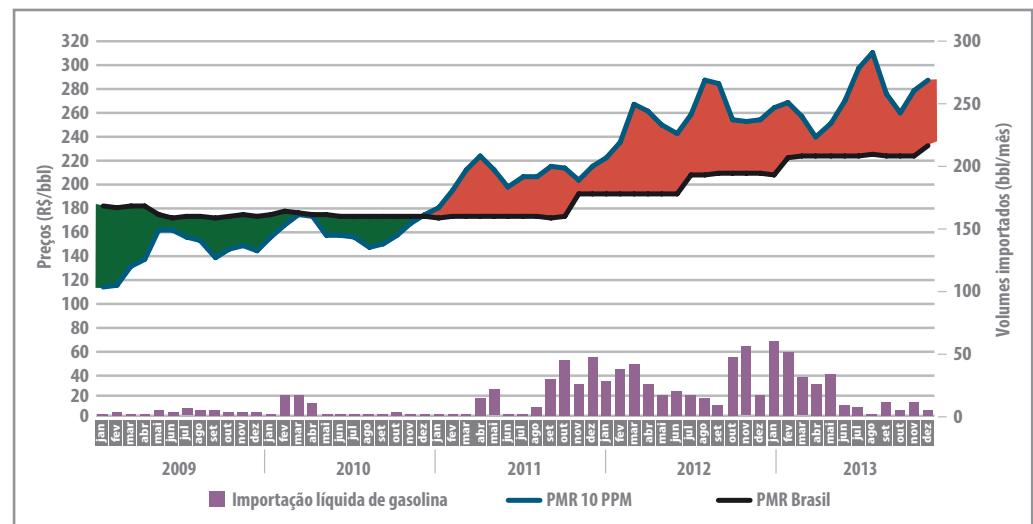
¹⁸³ Colomer e Tavares (2012).

¹⁸⁴ Como explica Silva (2003), preços de referência podem ser interpretados como os preços hipotéticos a serem praticados no mercado doméstico, caso estes fossem formados estritamente pelos preços internacionais e a taxa de câmbio.

geral, até janeiro de 2008, ambos os preços mantinham-se razoavelmente alinhados¹⁸⁵. Este comportamento era resultado de uma estratégia de manutenção do alinhamento ao mercado internacional combinada à redução da volatilidade de preços no mercado interno, em decorrência da política de preços adotada pelo governo.

A fim de avaliar a defasagem dos preços domésticos da gasolina frente ao mercado externo, foi elaborado o Gráfico 54, que mostra a evolução desses preços médios mensais entre 2009 e 2013, destacando as diferenças maior (verde) e menor (vermelho) entre os preços, combinadas com a evolução da importação líquida de gasolina no país.

Gráfico 54 – Relação entre os preços médios nos mercados nacional e internacional de gasolina e importação líquida de derivado



Fonte: elaboração própria, a partir de dados da ANP e Platts.

Nota: PMR: Preço Médio de Referência

Como pode ser observado, de janeiro de 2009 até o início de 2011, os preços praticados no mercado nacional eram superiores àqueles observados no mercado norte-americano. Este fato, somado à posição do Brasil de exportador líquido de gasolina A, fazia com que, na prática, o país acumulasse ganhos com a defasagem de preços vigentes até então. A partir de janeiro de 2011, o cenário se alterou: não apenas os preços de comercialização da gasolina A no mercado nacional passaram a ser inferiores à referência no mercado internacional como também o Brasil saiu da posição de

¹⁸⁵ A principal exceção a este comportamento deu-se em dois períodos particulares (segundo semestre de 2002 e primeiro semestre de 2003), durante os quais o descolamento dos preços pode ser explicado, especialmente, pela volatilidade da taxa de câmbio brasileira (que fez, no primeiro caso, com que os preços no mercado doméstico ficassem consistentemente abaixo daqueles praticados nos mercados internacionais e, no segundo, com que os preços no mercado doméstico se situassem em patamares superiores àqueles observados no mercado internacional).

exportador líquido para a posição de importador líquido de gasolina A.

A alteração na relação entre os preços nos mercados nacional e internacional a partir de 2011 pode ser atribuída tanto à elevação do patamar de preços do petróleo e derivados no mercado internacional (não acompanhada pelos preços de comercialização do produto no país, que permaneceram estáveis)¹⁸⁶ quanto à desvalorização da taxa de câmbio nacional a partir do segundo semestre do mesmo ano¹⁸⁷. Já o aumento das importações de gasolina A no país decorreu do crescimento da demanda de gasolina automotiva (estimulado, em grande medida, por preços relativos favoráveis ao consumo de gasolina C, o que deslocou o consumo de etanol hidratado no período).

A combinação destes movimentos gerou como resultado, além dos efeitos já apontados nas subseções anteriores, um incremento das perdas associadas à defasagem de preços de combustíveis automotivos¹⁸⁸, o que se tornou mais crítico a partir do segundo semestre de 2011, quando houve necessidade de recorrer ao mercado externo para atender o aumento da demanda interna.

É importante enfatizar que a defasagem de preços encerrou o ano de 2013 no patamar de 24%, superior ao registrado ao final de 2012 (17,7%). Este resultado é explicado pela forte desvalorização da taxa de câmbio observada no final de 2013.

Na média, entretanto, a defasagem observada em 2013 foi significativamente inferior àquela verificada em 2012 (enquanto em 2013 os preços domésticos foram, em média, 14% inferiores aos praticados no mercado internacional, em 2012 esta diferença foi de cerca de 21%). Isto porque, em 2013, com a alíquota da Cide reduzida a zero desde o ano anterior, os incrementos nos preços dos produtores (no início e no final do ano) foram repassados integralmente aos preços dos segmentos de distribuição e revenda.

O aumento dos preços nos produtores em 2013, repassado ao consumidor final pelos demais elos da cadeia, teve como efeito imediato a redução do ritmo de crescimento do

¹⁸⁶ No final de 2011, o petróleo do tipo WTI encerrou o ano com uma de suas maiores altas e o Brent, embora tivesse encerrado o ano próximo de US\$ 110/bbl, havia atingido, ao longo do ano, o patamar de US\$ 126/bbl. Como já explicitado na primeira seção deste Boletim, no ano de 2012 os preços da commodity continuaram seu viés de crescimento, e, ao longo de 2013, o comportamento dos preços dos principais benchmarks do mercado mundial de petróleo confirmaram as previsões que apontavam para níveis de preços cada vez mais elevados do energético.

¹⁸⁷ Como já apontado neste Boletim, a moeda brasileira registrou forte desvalorização em relação ao dólar norte-americano, entre o final de 2010 e igual período de 2013, o que impactou a relação de preços, bem como os dispêndios com a aquisição de gasolina importada. Isto porque, com a desvalorização cambial, mesmo que os preços no mercado internacional tivessem se mantido estáveis (em dólares), a paridade com o mercado doméstico seria afetada (já que o produto estaria “mais caro” em reais). Como observado na seção 1 da Parte Nacional, em cenário de evolução dos preços, considerando a taxa de câmbio de dezembro de 2010, a defasagem observada seria reduzida de modo significativo e a gasolina A doméstica estaria, desde março de 2013, cotada em patamares superiores aos atingidos pela gasolina de referência no mercado internacional, apresentando, ao final de 2013, um preço 14,2% acima do de sua congênere externa.

¹⁸⁸ O mesmo exercício pode ser feito, com resultados similares, para o óleo diesel, como indicado na subseção anterior deste Boletim.

consumo de gasolina decorrente do aumento da competitividade do etanol hidratado, o que, por sua vez, possibilitou a queda nas importações de gasolina A no segundo semestre de 2013 (como pode ser observado no Gráfico 54). Desse modo, a menor defasagem de preços foi um elemento crucial para a decisão dos consumidores nas localidades onde os preços relativos favoreceram o etanol hidratado e também contribuiu para minimizar o impacto sobre a balança comercial do país. Já foram discutidas, nesta seção, a importância dos preços para a sinalização das decisões de consumo e de investimento. Em particular, foram ressaltados os efeitos de distorções nos preços relativos da gasolina comum sobre o consumo de etanol, sobre as contas externas e a dependência energética do país.

Tradicionalmente, os países utilizam vários indicadores da inflação. Enquanto alguns deles medem a evolução dos preços no nível do consumidor, outros medem o comportamento dos preços no atacado ou acompanham apenas a evolução dos preços em determinados setores. Não apenas a abrangência, mas a metodologia adotada, o período de coleta e a região de cobertura do indicador também variam, como será visto na subseção 3.7.

É importante notar que os reajustes dos combustíveis automotivos não apenas possuem impactos diferenciados sobre os diferentes índices de inflação como também há diferentes soluções para reduzir a defasagem de preços com o objetivo de atenuar os impactos inflacionários. Estas serão as questões abordadas na próxima subseção.

3.7 Impactos de variações nos preços dos combustíveis automotivos sobre os índices de inflação

Duas questões relevantes para o debate acerca dos impactos dos reajustes dos preços dos combustíveis automotivos sobre os índices de inflação são a compreensão da própria composição do índice de inflação e a avaliação das alternativas de política disponíveis.

Existem vários indicadores de inflação no Brasil que são utilizados com objetivos distintos. Eles servem, essencialmente, para medir a variação dos preços e seu impacto no custo de vida da população ou de determinados segmentos de mercado (Banco Central, 2013). Assim, enquanto alguns índices medem a evolução dos preços no nível do consumidor, outros medem o comportamento dos preços no atacado. O período de coleta também varia, bem como a metodologia de apuração, a região de cobertura do indicador, a abrangência (em termos de orçamento familiar) e o órgão responsável pela pesquisa. Um detalhamento dos diferentes índices pode ser encontrado no Box 4.

Não apenas o comportamento geral dos índices é avaliado, mas também sua compo-

sição. Uma das análises mais comuns do comportamento da inflação no Brasil é a distinção entre o comportamento dos preços livres e os preços administrados¹⁸⁹. No caso do indicador oficial da inflação no Brasil, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, o peso destes grupos na composição final do índice é, respectivamente, de cerca de 75% e 25%. De modo geral, os analistas concluíram que a inflação no ano de 2013 poderia ter sido maior do que a observada, se não tivesse sido atenuada pelo comportamento dos preços administrados (detalhado no Box 3)¹⁹⁰.

No caso específico dos combustíveis automotivos no Brasil, foi criado um instrumento justamente para ser um mecanismo de amortecimento das variações dos preços internacionais nos preços dos combustíveis no mercado nacional, a Cide. Assim, não é surpresa que, a partir de 2013, como a Cide não mais poderia ser um instrumento de amortecimento dos reajustes nos preços dos combustíveis, a discussão dos impactos de variações de preços dos combustíveis sobre os índices de inflação tenha novamente assumido destaque no debate econômico.

Como analisado por Mesquita (2013), a opção de manter o preço da gasolina constante (ou reajustá-lo abaixo dos níveis internacionais) tem seus custos, e o enfrentamento desses problemas pode ser postergado, mas não evitado. E a mera postergação de uma solução tem reflexos no presente, ao afetar as expectativas de inflação futura dos agentes.

Quando foi criada a Cide, algumas experiências internacionais já traziam exemplos de utilização de tributos com essa finalidade. Como apontado por Silva (2003), no caso chileno, por exemplo, foi criado um fundo de estabilização de preços complementado por uma regra de média móvel para ajuste do preço focal, com as variações nos preços internacionais sendo compensadas através da tributação ou restituição dos valores às empresas, para preservar os recursos do fundo. Outra alternativa seria a adoção de es-

tratégias similares às experiências francesa e boliviana, nas quais a alíquota de tributos equivalentes à Cide varia em função das oscilações nos preços internacionais, reduzindo os impactos sobre os preços finais dos combustíveis. Em quase todos os casos, entretanto, há uma regra clara para a variação dos preços e do tributo, que tem função de reduzir os impactos sobre os preços domésticos.

Os principais índices de preços ao consumidor do país, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC e o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, são produzidos no âmbito do Sistema Nacional de Índices de Preços ao Consumidor – SNIPC, a partir da combinação de duas grandes bases de dados: os preços coletados e os pesos atribuídos a cada preço¹⁹¹. Os pesos, ou ponderações, refletem os padrões de consumo da população estudada, sendo sua composição fundamental para compreensão do impacto de cada reajuste individual no resultado global aferido pelo IBGE.

Atualmente, são consideradas as estruturas de gastos geradas a partir da POF 2008-2009, incorporadas a partir do mês de referência de janeiro de 2012 (para os índices divulgados em fevereiro de 2012).

É importante destacar que, como apontado no Box 4, o INPC e o IPCA referem-se a grupos populacionais distintos, sendo seus resultados obtidos a partir de médias aritméticas ponderadas dos índices regionais calculados para as Regiões Metropolitanas de Belém, Fortaleza, Recife, Salvador, Belo Horizonte, Rio de Janeiro, São Paulo, Curitiba e Porto Alegre, além de Brasília – DF e do Município de Goiânia, para as respectivas populações-alvo. O índice nacional é calculado a partir da agregação dos índices regionais, sendo as estruturas de gastos incorporadas a partir dos resultados da Pesquisa de Orçamentos Familiares – POF, realizada periodicamente pelo IBGE¹⁹². A partir de janeiro de 2014, foram incorporados, no cálculo do IPCA, a região metropolitana de Vitória (ES) e o município de Campo Grande (MS).

¹⁸⁹ O termo “preços administrados” refere-se usualmente aos preços que são insensíveis às condições de oferta e de demanda, por serem estabelecidos por contrato ou por órgão público. Em geral, estão divididos entre aqueles regulados em nível federal (serviços telefônicos, derivados de petróleo – gasolina e gás de cozinha –, eletricidade e planos de saúde) e os que são determinados por governos estaduais ou municipais (incluindo as taxas de água e esgoto, o IPVA e a maioria das tarifas de transporte público, como ônibus municipais e serviços ferroviários). Embora os preços dos derivados de petróleo no Brasil estejam totalmente desregulamentados desde 2002, estes ainda estão incluídos no grupo de preços administrados, porque são estabelecidos pela Petrobras, que possui um monopólio de fato sobre a produção doméstica e a importação de derivados (Bacen, 2013).

¹⁹⁰ Como apontado pelo IPEA (IPEA, 2013), foi observada uma forte desaceleração nos preços dos bens e serviços administrados ao longo de 2013, beneficiada, sobretudo, pela trajetória de dois importantes componentes deste subgrupo: energia elétrica e ônibus urbano.

Após registrar variação acumulada de 1,8% em 2012, o item energia elétrica apresentou deflação de 14,9% em 2013, devido à desoneração de impostos ocorrida no início do ano. No caso do ônibus urbano, a retração de 5,3% para 0,0%, entre 2012 e 2013, foi motivada pela onda de manifestações populares, em julho, que levou à reversão dos reajustes autorizados para 2013.

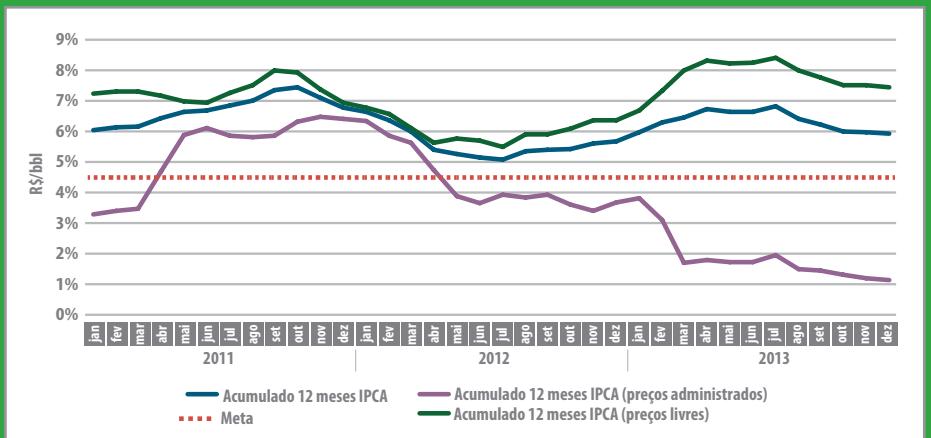
¹⁹¹ IBGE (2012).

¹⁹² A Pesquisa de Orçamentos Familiares - POF é uma pesquisa domiciliar por amostragem, que investiga informações sobre características de domicílios, famílias, moradores e seus respectivos orçamentos. A pesquisa busca mensurar, a partir de amostras representativas de uma determinada população, a estrutura de gastos (despesas), os recebimentos (receitas) e as poupanças desta população. Tais informações sobre as unidades familiares permitem estudar a composição dos gastos familiares, disparidades regionais e entre áreas urbanas e a dimensão do mercado para grupos de produtos e serviços. A cada 5 anos, é realizada uma Pesquisa de Orçamentos Familiares Completa e, anualmente, o IBGE produz uma POF Simplificada. As principais distinções entre as duas pesquisas são sua abrangência e desagregação geográfica, o método de coleta dos dados e o conteúdo temático da pesquisa (refletido na estrutura dos questionários).

BOX 3 - COMPORTAMENTO DOS PREÇOS ADMINISTRADOS EM 2013

O Gráfico 55 compara a variação acumulada durante doze meses dos preços livres e dos preços administrados na economia. Note-se que, mesmo com os reajustes nos preços da gasolina e do óleo diesel nas refinarias e os seus efeitos sobre os preços finais, os preços administrados ainda terminaram o ano de 2013 com variação bem abaixo daquela registrada pelos preços livres (entre dezembro de 2012 e novembro de 2013, enquanto os preços livres registraram alta de 7,3%, o conjunto de preços administrados variou apenas 0,9%).

Gráfico 55 – IPCA – Preços livres e preços administrados



Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Banco Central do Brasil.

Como indicado no gráfico, o IPCA acumulado em 12 meses, até outubro de 2011 (antes do aumento nos preços de combustíveis automotivos), foi de 5,84%, e vinha mantendo-se em torno de 6% desde janeiro de 2011, com os preços livres girando em torno de 7% (embora a inflação acumulada dos preços livres tenha chegado a quase 8% na segunda metade de 2012). Já os preços administrados, que começaram o ano com IPCA acumulado nos últimos 12 meses em torno de 3%, a partir de março de 2013, passaram a se situar na faixa de 1%, terminando o ano em 0,95%.

A observação do gráfico permite a identificação de um ponto importante, exaustivamente destacado pelos analistas: o “gap” existente entre os dois tipos de preço. Pode-se notar uma tendência de alta nos preços livres, contrabalançada pelo movimento de queda dos preços administrados que, na prática, amorteceu, ao longo de 2013, a elevação do IPCA.

De modo geral, o maior problema desta discrepância se dá na medida em que o IPCA global não reflete o comportamento dos preços na economia, pois o reduzido aumento dos preços administrados ameniza, no íntimo, o efeito dos preços livres, alterando de forma significativa os preços relativos dos produtos.

A disparidade dos índices afeta as expectativas dos agentes, já que leva ao questionamento dos efeitos (sobre a inflação) de uma eventual convergência dos preços administrados à média dos preços da economia (ou, dito de outra forma, os efeitos de um realinhamento futuro dos preços relativos).

BOX 4 - PRINCIPAIS ÍNDICES DE PREÇOS NO PAÍS

A diversidade dos índices existentes pode ser explicada por suas diferentes finalidades: enquanto o IPC-Fipe (Índice de Preços ao Consumidor do Município de São Paulo), por exemplo, foi criado em 1939 pela Prefeitura Municipal de São Paulo para servir como indicador para o reajuste dos salários dos servidores daquele município, o IGP-M (Índice Geral de Preços do Mercado), da Fundação Getulio Vargas, foi concebido, no final dos anos de 1940, para ser uma medida abrangente do movimento de preços utilizado no reajuste de operações financeiras, especialmente as de longo prazo; e o IGP-DI (Índice Geral de Preços - Disponibilidade Interna), também da FGV, foi criado para balizar o comportamento dos preços em geral da economia. Atualmente, o IPCA (Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo), calculado pelo IBGE, é o indicador oficial da inflação no país, sendo utilizado também para correção de balanços e demonstrações financeiras trimestrais e semestrais das companhias abertas, entre outros.

A utilização de cada índice depende do objetivo que se está pretendendo atingir com sua aplicação. Assim, séries relativas à capacidade de compra dos salários devem ser deflacionadas por índices de preços ao consumidor. Se os dados referem-se a todo o país, devem ser utilizados índices com a maior abrangência possível. Se a análise tem por objetivo o acompanhamento mais próximo da evolução da inflação, pode-se utilizar o IGP-M (que tem divulgação a cada 10 dias), e em geral, enquanto salários são reajustados com base no Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC), contratos de aquisição de imóveis na planta, enquanto na fase de construção, utilizam como parâmetro o INCC. O IGP-DI é utilizado contratualmente para a correção de determinados preços administrados, enquanto o IGP-M é o índice mais utilizado como indexador financeiro, inclusive para títulos da dívida pública federal (NTN-C), embora seja também utilizado na correção de alguns preços administrados, como as tarifas de energia elétrica.

Do ponto de vista da política monetária nacional, o IPCA é o índice de preços mais relevante por ser, desde junho de 1999, o índice de preços escolhido como referência para o sistema de metas de inflação adotado no país, além de ser o indexador financeiro dos títulos do Tesouro.

As ponderações atribuídas a cada região metropolitana, até dezembro de 2013, podem ser observadas na Tabela 6¹⁹³.

Tabela 6 – IPCA ponderação dos índices metropolitanos até dezembro de 2013

Região	Ponderação %
Belém	4,7
Belo Horizonte	10,23
Brasília	3,46
Curitiba	7,79
Fortaleza	3,49
Goiânia	4,44
Porto Alegre	8,4
Recife	5,05
Rio de Janeiro	12,46
Salvador	7,35
São Paulo	31,68
Soma	100

Fonte: elaboração própria, a partir de Bacen (2013) e IBGE (2012).

Como explicado em IBGE (2012), a delimitação do campo de investigação de um Índice de Preços ao Consumidor - IPC deve levar em conta a teoria econômica subjacente à produção de números-índices de preços ao consumidor e ao alcance proposto para a medida das variações de preços de consumo. O IPC é uma aproximação daquilo que a teoria econômica denomina Índice de Custo de Vida, calculado através da relação entre as despesas mínimas necessárias, em bens e serviços de consumo familiar, para permitir ao consumidor atingir o mesmo grau de satisfação com um conjunto de preços ou com outro. Esta relação é igual ao montante pelo qual o rendimento dedicado ao consumo necessita ser modificado para que o consumidor se encontre na mesma situação anterior à alteração dos preços, que depende não apenas das preferências dos consumidores, mas também do nível inicial de rendimento e de suas despesas (razão pela qual a delimitação da faixa de rendimentos da população pesquisada é essencial para a compreensão do índice¹⁹⁴).

¹⁹³ A ponderação é função da distribuição percentual de famílias com rendimento entre 1 e 40 salários mínimos nas POFs, segundo áreas pesquisadas.

¹⁹⁴ Do ponto de vista metodológico, a justificativa para a delimitação da faixa de rendimento da pesquisa é a necessidade de estabilidade da estrutura de consumo para composição do índice. Desta forma, são excluídos os extremos da distribuição, ou seja, aquelas famílias cujos rendimentos estão abaixo de um salário mínimo e aquelas com rendimentos considerados muito altos. Os principais argumentos para tal medida são a instabilidade e atipicidade dos hábitos de consumo das famílias componentes desses segmentos (IBGE, 2012).

Em geral, a finalidade de um Índice de Preços ao Consumidor é medir mudanças, ao longo do tempo, no nível de preços de um conjunto fixo de bens e serviços que uma população investigada adquire, paga por ele ou usa para consumo¹⁹⁵. De modo simplificado, a elaboração de um IPC e a escolha dos bens e serviços a investigar envolvem um quadro conceitual e classificações. A aplicação destes conceitos e classificações é simples para grande parte dos bens e serviços de consumo adquiridos, embora isto não seja verdade para todos os itens.

Atualmente, a pesquisa de preços do IBGE está subdividida nos seguintes grandes grupos: alimentação e bebidas, habitação, artigos de residência, vestuário, transportes, saúde e cuidados pessoais, despesas pessoais, educação e comunicação. As ponderações para cada grupo são dadas pela razão entre a estimativa de total de despesas anuais de consumo apropriada para o grupo e a estimativa de total de despesas anuais de consumo realizadas pelas famílias da população-objetivo do índice, em cada região. Adicionalmente, o peso relativo de cada grupo é reestimado mensalmente, considerando-se a cesta de consumo na data-base e a variação relativa dos preços dos bens e serviços do grupo¹⁹⁶.

A Tabela 7 apresenta os pesos por grupos em dezembro de 2013.

¹⁹⁵ A ideia é que os bens e serviços são adquiridos e utilizados pelas famílias para a satisfação direta dos seus desejos e necessidades de consumo, tendo em vista sua restrição orçamentária, o que faz com que, metodologicamente, o conjunto de bens e serviços dos IPCs seja distinto do conjunto de bens e serviços, por exemplo, pesquisado nas Pesquisas de Orçamentos Familiares, nas quais a cobertura das despesas das famílias com bens e serviços é mais ampla, sendo considerados, por exemplo, além das “despesas correntes de consumo”, “outras despesas correntes” (impostos diretos, previdência, entre outros).

¹⁹⁶ É importante notar, ainda, que as estruturas obtidas a partir da totalidade dos bens e serviços de consumo informados na POF possuem um número muito grande de subitens, a maior parte com participação inexpressiva no total do dispêndio anual das famílias. Manter as estruturas com esse formato tornaria caro o levantamento mensal dos preços e muito esforço seria canalizado para subitens de baixíssima participação nos gastos familiares. Por esta razão, como esclarece o IBGE (em IBGE, 2012), é necessário simplificar a estrutura sem comprometer a representatividade das cestas de consumo.

No caso do IPCA, para estabelecer as estruturas de ponderação definitivas de cada uma das populações-objetivo e regiões, fixaram-se os seguintes critérios gerais:

- os subitens com ponderação igual ou superior a 0,07%, em princípio, fazem parte da estrutura;
- os subitens com ponderação igual ou superior a 0,01% e inferior a 0,07% podem fazer parte da estrutura para assegurar que o item do qual fazem parte tenha cobertura de 70% dos gastos realizados com os componentes do item. Esta cobertura é estabelecida em relação à estrutura completa definida de início;
- os subitens com ponderação inferior a 0,01% em hipótese alguma fazem parte da estrutura.

Ainda, é na lista de subitens das estruturas e respectivas ponderações associadas que se refletem as peculiaridades regionais e de cada população-objetivo. Um mesmo subitem pode existir numa região e não existir em outra (o gás canalizado, por exemplo, consta apenas nos orçamentos das regiões metropolitanas do Rio de Janeiro e de São Paulo), ou existir em determinada região na estrutura de pesos do IPCA e não estar na do INPC, por exemplo (IBGE, 2012).

Tabela 7 – IPCA: ponderação dos grupos de produtos em dezembro de 2013

Grupo	Ponderação %
Alimentação e bebidas	24,57
Habitação	14,45
Artigos de residência	4,51
Vestuário	6,64
Transportes	18,86
Saúde e cuidados pessoais	11,27
Despesas pessoais	10,58
Educação	4,58
Comunicação	4,54

Fonte: elaboração própria, a partir de informações disponíveis em www.ibge.gov.br.

A gasolina comum faz parte do grupo “Transportes” (da metodologia de apuração do IPCA) que é considerado, para fins metodológicos, um grupo de preço administrado. Na estrutura original de ponderação da POF, referente ao ano-base de 2008/2009, a gasolina automotiva correspondia a 4,30% da ponderação total, sendo o combustível de maior impacto na apuração do índice¹⁹⁷. Em dezembro de 2013, os combustíveis respondiam, sozinhos, por 4,88% da composição do índice, dos quais 3,77% eram resultado do impacto dos gastos com gasolina comum¹⁹⁸.

O combustível é, ainda, o item de maior peso no grupo de preços administrados, com participação de cerca de 17% no total de preços administrados (o segundo item mais importante são as tarifas de transporte urbano, com cerca 16%). No total, o conjunto de preços administrados totaliza cerca de 23% do IPCA, refletindo a importância deste conjunto de bens e serviços na cesta dos consumidores com renda entre um e quarenta salários mínimos.

¹⁹⁷ O etanol hidratado correspondia a 0,84% da composição, enquanto o óleo diesel tinha peso de apenas 0,15%.

¹⁹⁸ O cálculo do IPCA se baseia na identificação, através da POF, dos gastos da população-alvo da pesquisa (famílias com renda de 1 a 40 salários mínimos) e mensuração, através de pesquisa mensal, da variação dos preços dos itens componentes da cesta de produtos identificada. O IPCA é um índice de preços do tipo *Laspeyres* (cuja definição pode ser encontrada em <http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/precos/sinapi/indice.shtm>) e, com isso, o peso de cada item individual na composição do índice total varia a cada mês, conforme a evolução dos preços de todos os itens. Desta forma, o peso da gasolina, que, em janeiro de 2012 (data inicial do início da cesta de produtos hoje vigente) correspondia a 4,30% da ponderação total, foi perdendo importância relativa na composição do índice conforme os preços da gasolina permaneciam constantes e os demais preços da economia sofriam variações, de modo que, ao final de 2013, o peso da gasolina no índice global era de 3,77%. Com o reajuste de preços observado no mês de dezembro, atingiu 3,88% em janeiro de 2014.

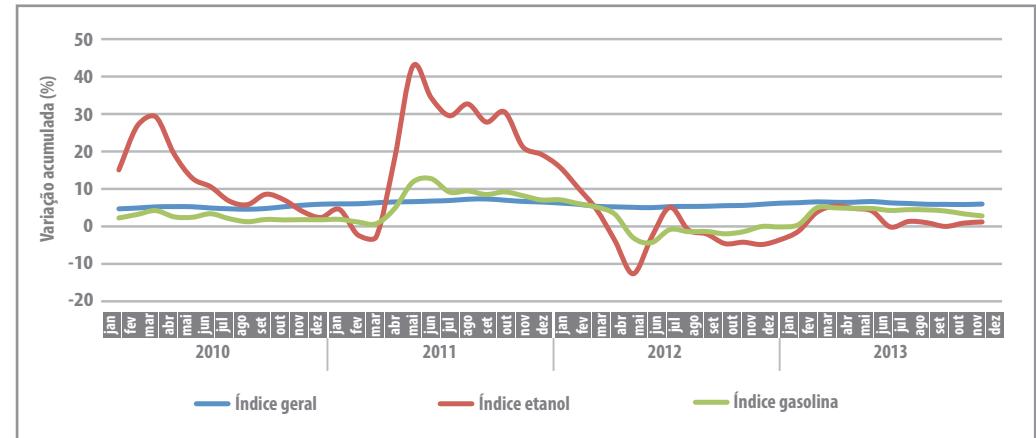
A gasolina, bem como outros combustíveis, está representada na cesta de produtos do IPCA e, dada sua relevância, possui um peso significativo na cesta. A análise do impacto dos reajustes dos preços de gasolina comum nas refinarias sobre a inflação, entretanto, não é trivial. Após o reajuste observado no final de novembro de 2013, o litro da gasolina ficou, em média, 4,04% mais caro. Esse aumento foi captado pelo IPCA de dezembro de 2013. No entanto, essa variação gerou impacto de apenas 0,15% no cálculo do índice¹⁹⁹.

É importante notar que, dados os pesos diferenciados de cada combustível na composição do IPCA, uma variação percentual do etanol hidratado ou do óleo diesel em percentual similar ao da gasolina comum gera impactos consideravelmente inferiores na inflação. Da mesma forma, observe-se que a variação de preços do óleo diesel gera impactos diretos, de menor magnitude, sobre o IPCA, por conta de seu peso residual no consumo das famílias (público-alvo do índice). Por outro lado, dada sua importância na composição dos custos de fretes, as variações nos preços de óleo diesel se refletem de forma mais significativa em índices que captam preços no atacado e, eventualmente, chegam para o consumidor final como um aumento dos preços finais dos produtos que compõem a cesta de consumo.

O impacto de eventuais reajustes de combustíveis não é direto: uma variação de 1% no preço da gasolina teria impacto inferior a 0,05% na variação total do IPCA. E o impacto de reajustes nos preços do etanol seria ainda menor (motivo pelo qual, embora os preços do etanol variem anualmente em função da safra e das condições de oferta e demanda dos mercados de etanol, açúcar e cana-de-açúcar, raramente tais variações provocam efeitos nos índices oficiais de inflação)²⁰⁰.

O Gráfico 56, a seguir, indica a evolução da variação do IPCA geral e da gasolina e etanol nos últimos cinco anos.

Gráfico 56 – Variação acumulada em 12 meses - Geral, gasolina e etanol



Fonte: elaboração própria, a partir de dados disponíveis em www.ibge.gov.br.

Como pode ser visto no Gráfico 56, não obstante a grande volatilidade observada na variação acumulada do IPCA para o etanol, este comportamento gerou poucos impactos sobre o comportamento do índice geral. Já a gasolina, embora tenha apresentado menor volatilidade (se comparada ao etanol), teve maior impacto no comportamento do índice geral.

Como explica Mesquita (2013), de certa forma, a dificuldade crescente que vem sendo experimentada pelo Banco Central do Brasil em reancorar as expectativas de inflação pode estar associada, ao menos em parte, ao fato de que os analistas esperam que, em algum momento dos próximos 12-24 meses, os preços que têm sido reprimidos (em particular da gasolina, do diesel e das tarifas de ônibus urbanos) sejam reajustados.

Uma alternativa à decisão de não repassar integralmente os aumentos do preço do derivado de petróleo para os preços internos seria adotar uma medida gradualista, realizando reajustes frequentes e preestabelecidos dos preços da gasolina, visando eliminar a diferença em relação aos preços internacionais (Mesquita, 2013). Esta política, embora também signifique alguma pressão inflacionária, faz com que ela seja declinante, visto que os reajustes são proporcionalmente menores no tempo, e tem como vantagem oferecer um horizonte para a convergência de preços. Do ponto de vista da sinalização, ela permite aos consumidores ajustar sua cesta de consumo e, ao estabelecer uma regra clara e previsível de precificação, facilita a tomada de decisão de investimento por parte dos agentes econômicos.

¹⁹⁹ O grupo de estudos sobre conjuntura econômica da Universidade Federal Fluminense já havia estimado que, mesmo com o repasse integral do aumento, o impacto máximo do aumento da gasolina no índice seria de 0,16 pontos percentuais sobre o IPCA de dezembro, enquanto o impacto do óleo diesel seria de apenas 0,01 ponto percentual (GECE/UFRJ, 2013). Os valores foram obtidos a partir da multiplicação do reajuste anunciado pela média dos pesos desses subitens na composição do IPCA em 2013.

²⁰⁰ O peso da gasolina no cálculo do IPCA é de cerca de 3 pontos percentuais. Já para o etanol, cujo peso no cálculo é de apenas 0,9%, a cada 1% de aumento, o impacto no índice será de menos de 0,01 ponto percentual.

3.8 Considerações Finais

Como observado ao longo desta seção, a política de preços dos combustíveis automotivos tem impactos diferenciados na economia do país, de natureza tanto microeconômica quanto macroeconômica. Ao analisar esses efeitos, foram destacados não apenas a alteração nos preços relativos dos combustíveis, que gera sinais para decisões de consumo e de investimento dos agentes econômicos, mas também os impactos sobre os índices de inflação decorrentes de aumentos dos preços finais dos combustíveis, a alteração das expectativas de inflação futura do país e a deterioração das contas externas.

Entre os diversos custos incorridos pelas distribuidoras, o custo de aquisição dos produtos (gasolina A nas refinarias e nas centrais petroquímicas e etanol anidro nas usinas) é, sem dúvida, o de maior importância para a determinação do preço final de venda. É esta estrutura que permite que o reajuste dos preços da gasolina A nas unidades produtoras possa se traduzir em estabilidade nos preços ao consumidor final.

No Brasil, foi criado um instrumento justamente para ser um mecanismo de amortecimento das variações dos preços internacionais nos preços dos combustíveis no mercado nacional, a Cide. Quando a alíquota da Cide passou a ser nula, não mais foi possível utilizar este instrumento como forma de amortecer os reajustes nos preços finais dos combustíveis e a discussão dos impactos de variações de preços dos combustíveis sobre os índices de inflação ganhou novamente destaque no debate econômico.

A manutenção da atual política de preços pode não ser a mais adequada para a solução do problema de controle da inflação. Uma alternativa à decisão de não repassar integralmente os aumentos dos preços observados no mercado internacional para os preços internos seria adotar um mecanismo de reajuste gradual ao longo de um período, determinando reajustes frequentes e preestabelecidos dos preços da gasolina, a fim de eliminar a diferença em relação aos preços internacionais. Esta política, embora também acarrete alguma pressão inflacionária, faz com que ela seja declinante, visto que os reajustes são proporcionalmente menores no tempo, e tem como vantagem adicional estabelecer um horizonte para o realinhamento dos preços. Do ponto de vista da sinalização dos preços, ela permite aos consumidores ajustar sua cesta de consumo e, ao estabelecer uma regra clara e previsível de precificação, facilita a tomada de decisão de investimento por parte dos agentes econômicos.

Ressalta-se que a defasagem crescente dos preços internos com os do mercado internacional, desde 2011, foi reduzida com os reajustes dos preços da gasolina observados em 2013. O movimento, se ainda não realinhou totalmente os preços, teve como efeitos positivos quase imediatos a redução da dependência externa de gasolina, em um período de preços internacionais elevados e de desvalorização cambial, bem como a elevação do consumo de etanol, considerando a vantagem econômica em abastecer com etanol hidratado, em particular, nos estados de São Paulo, Paraná, Goiás e Mato Grosso.

O consumo de etanol hidratado no país cresceu cerca de 10% em 2013, após três anos consecutivos de queda. Entre 2010 e 2012, o consumo de gasolina C, ascendente desde 2004, registrou aumento médio de 16% ao ano, mas, em 2013, a alta foi de apenas 4,2%, ilustrando a rapidez com que o consumidor nacional reage a sinalizações de preços.

O investimento, entretanto, não reage no curto prazo, sendo necessária a manutenção de regras claras de reajustes dos preços dos combustíveis, de modo a reduzir as incertezas e atrair os investimentos necessários para a ampliação do parque de refino nacional. E, tendo em vista a forte correlação entre os mercados de gasolina e de etanol hidratado, a existência de regras preestabelecidas atua ainda como um incentivo ao investimento na produção do biocombustível.

4 PRINCIPAIS ÍNDICES DO MERCADO NACIONAL

Tabela 8 – Preços médios anuais de revenda da gasolina comum e do etanol hidratado combustível por unidade da federação (R\$/litro) e respectivas variações (2013/2012, em %)

UF	Gasolina comum			Etanol hidratado		
	2012	2013	Variação	2012	2013	Variação
Acre	3,125	3,254	4,1%	2,524	2,636	4,4%
Alagoas	2,763	2,885	4,4%	2,271	2,427	6,9%
Amapá	2,707	2,849	5,2%	2,285	2,415	5,7%
Amazonas	2,889	2,992	3,6%	2,335	2,428	4,0%
Bahia	2,734	2,898	6,0%	2,106	2,241	6,4%
Ceará	2,707	2,840	4,9%	2,162	2,333	7,9%
Distrito Federal	2,836	2,982	5,1%	2,264	2,277	0,6%
Espírito Santo	2,831	2,891	2,1%	2,461	2,486	1,0%
Goiás	2,767	2,895	4,6%	1,897	1,954	3,0%
Maranhão	2,641	2,824	6,9%	2,185	2,348	7,4%
Mato Grosso	2,970	3,018	1,6%	1,982	1,982	0,0%
Mato Grosso do Sul	2,781	3,000	7,9%	2,132	2,158	1,2%
Minas Gerais	2,811	2,891	2,8%	2,128	2,092	-1,7%
Pará	2,845	2,982	4,8%	2,342	2,526	7,9%
Paraíba	2,604	2,776	6,6%	2,167	2,260	4,3%
Paraná	2,686	2,838	5,6%	1,944	1,947	0,2%
Pernambuco	2,724	2,834	4,1%	2,145	2,275	6,1%
Piauí	2,580	2,718	5,3%	2,277	2,406	5,7%
Rio de Janeiro	2,853	2,997	5,1%	2,234	2,286	2,3%
Rio Grande do Norte	2,697	2,882	6,8%	2,230	2,418	8,4%
Rio Grande do Sul	2,759	2,867	3,9%	2,403	2,427	1,0%
Rondônia	2,952	3,057	3,5%	2,414	2,452	1,6%
Roraima	2,869	3,009	4,9%	2,555	2,696	5,5%
Santa Catarina	2,720	2,849	4,7%	2,384	2,404	0,8%
São Paulo	2,637	2,735	3,7%	1,806	1,830	1,3%
Sergipe	2,748	2,884	4,9%	2,288	2,475	8,2%
Tocantins	2,911	3,043	4,5%	2,174	2,249	3,4%

Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis - ANP.

Tabela 9 – Preços médios anuais de revenda do óleo diesel por unidade da federação (R\$/litro) e respectivas variações (2013/2012, em %)

UF	Óleo diesel			Óleo diesel BTE		
	2012	2013	Variação	2012	2013	Variação
Acre	2,597	2,821	8,6%	2,546	2,800	10,0%
Alagoas	2,053	2,280	11,1%	2,184	2,411	10,4%
Amapá	2,187	2,341	7,0%	2,413	2,737	13,5%
Amazonas	2,183	2,373	8,7%	2,332	2,471	6,0%
Bahia	1,996	2,275	14,0%	2,086	2,413	15,6%
Ceará	2,099	2,368	12,8%	2,128	2,331	9,5%
Distrito Federal	2,072	2,391	15,4%	2,239	2,600	16,1%
Espírito Santo	2,106	2,326	10,4%	2,186	2,457	12,4%
Goiás	2,079	2,315	11,3%	2,235	2,515	12,6%
Maranhão	2,045	2,257	10,3%	2,101	2,344	11,5%
Mato Grosso	2,339	2,567	9,8%	2,461	2,717	10,4%
Mato Grosso do Sul	2,229	2,476	11,1%	2,468	2,618	6,1%
Minas Gerais	2,101	2,338	11,3%	2,197	2,480	12,9%
Pará	2,209	2,481	12,3%	2,292	2,461	7,4%
Paraíba	2,024	2,256	11,5%	2,156	2,387	10,8%
Paraná	2,022	2,252	11,4%	2,104	2,356	12,0%
Pernambuco	2,072	2,267	9,4%	2,099	2,337	11,3%
Piauí	2,083	2,301	10,4%	2,118	2,392	12,9%
Rio de Janeiro	2,050	2,274	10,9%	2,134	2,437	14,2%
Rio Grande do Norte	2,052	2,265	10,4%	2,173	2,468	13,6%
Rio Grande do Sul	2,129	2,332	9,6%	2,245	2,491	11,0%
Rondônia	2,241	2,493	11,2%	2,426	2,665	9,9%
Roraima	2,394	2,624	9,6%	2,424	2,680	10,6%
Santa Catarina	2,102	2,322	10,5%	2,203	2,465	11,9%
São Paulo	2,034	2,268	11,5%	2,135	2,410	12,9%
Sergipe	2,099	2,340	11,5%	2,150	2,449	13,9%
Tocantins	2,050	2,271	10,8%	2,111	2,396	13,5%

Nota: o óleo diesel refere-se ao Diesel B (S500 e S1800). O óleo diesel BTE refere-se ao óleo diesel de baixo teor de enxofre: diesel S50, em 2012, e diesel S10, a partir de 2013.

Fonte: elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis - ANP.

Anexo: Tabela 10 – Balança Comercial: petróleo, gás natural, derivados e etanol (em milhões de US\$ FOB)

		2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Gás natural	Dispêndio com importação	785	1.044	1.560	1.783	3.029	1.709	3.156	3.231	5.249	6.961
	Receita com exportação	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	Saldo	- 785	- 1.044	- 1.560	- 1.783	- 3.029	- 1.709	- 3.156	- 3.231	- 5.249	- 6.961
Petróleo	Dispêndio com importação	6.744	7.648	9.088	11.974	16.573	9.205	10.097	14.152	13.448	16.463
	Receita com exportação	2.528	4.164	6.894	8.905	13.683	9.370	16.293	21.785	20.306	12.957
	Saldo	- 4.216	- 3.484	- 2.194	- 3.069	- 2.890	165	6.197	7.634	6.857	- 3.507
Óleo combustível	Dispêndio com importação	25	14	79	39	94	5	71	460	138	61
	Receita com exportação	1.181	1.444	1.951	1.758	2.471	1.463	2.194	3.299	4.773	3.567
	Saldo	1.156	1.430	1.872	1.719	2.376	1.458	2.123	2.839	4.635	3.506
Óleo diesel A	Dispêndio com importação	827	1.020	1.747	3.020	5.141	1.672	5.131	7.422	6.574	8.285
	Receita com exportação	18	128	301	535	494	544	383	473	266	301
	Saldo	- 809	- 891	- 1.446	- 2.485	- 4.647	- 1.129	- 4.748	- 6.948	- 6.308	- 7.984
GLP	Dispêndio com importação	398	252	442	610	959	674	1.128	1.568	1.075	1.285
	Receita com exportação	16	42	9	11	5	9	3	28	18	44
	Saldo	- 382	- 210	- 433	- 599	- 954	- 665	- 1.125	- 1.540	- 1.057	- 1.241
QAV	Dispêndio com importação	39	165	370	531	1.255	626	1.071	1.420	1.341	1.621
	Receita com exportação	5	0	0	1	26	13	24	21	27	52
	Saldo	- 34	- 164	- 370	- 530	- 1.228	- 613	- 1.048	- 1.399	- 1.314	- 1.569
Gasolina A	Dispêndio com importação	13	24	11	4	1	0	285	1.644	3.002	2.144
	Receita com exportação	564	1.056	1.196	1.832	1.647	965	366	204	93	230
	Saldo	551	1.032	1.185	1.828	1.646	965	81	- 1.441	- 2.910	- 1.914
Nafta	Dispêndio com importação	839	1.388	1.714	1.885	2.166	1.532	3.244	4.612	4.115	4.459
	Receita com exportação	5	22	13	12	29	6	-	0	-	-
	Saldo	- 833	- 1.366	- 1.701	- 1.873	- 2.137	- 1.527	- 3.244	- 4.612	- 4.115	- 4.459
Etanol	Dispêndio com importação	0	0	0	2	1	2	39	841	379	92
	Receita com exportação	498	766	1.605	1.478	2.390	1.338	1.014	1.492	2.186	1.869
	Saldo	497	765	1.605	1.476	2.390	1.336	975	651	1.807	1.777
Outros derivados ¹	Dispêndio com importação	505	474	595	849	1.558	1.063	2.050	2.277	1.906	1.746
	Receita com exportação	1.658	2.551	2.942	3.534	5.202	3.000	4.086	5.455	5.650	5.747
	Saldo	1.154	2.077	2.347	2.685	3.643	1.937	2.035	3.178	3.744	4.001
Indústria de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis	Dispêndio com importação	10.134	11.864	15.236	20.166	29.521	15.862	25.200	36.207	35.886	41.496
	Receita com exportação	6.468	10.172	14.911	18.065	25.920	16.694	24.339	32.736	33.292	24.715
	Saldo	- 4.820	- 3.768	- 2.673	- 4.786	- 7.245	- 1.105	- 2.896	- 6.649	- 6.338	- 20.781
Brasil	Dispêndio com importação	62.835	73.606	91.351	120.617	173.107	127.705	181.768	226.247	223.183	239.626
	Receita com exportação	96.475	118.308	137.807	160.649	197.942	152.995	201.915	256.040	242.578	242.179
	Saldo	33.641	44.703	46.457	40.032	24.836	25.290	20.147	29.793	19.395	2.553

¹ Outros derivados: asfalto, coque, gasolina de aviação, combustíveis para aeronaves e navios, lubrificante, parafina, querosene iluminante, solvente e outros não energéticos.

BIBLIOGRAFIA

ADELMAN, M.A. **The clumsy cartel.** MIT Cambridge, MA: Massachusetts Institute of Technology, 1979. Energy Laboratory Working Paper No. MIT-EL 79-036WP. Disponível em: <<http://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/35241/MIT-EL-79-036WP-06523580.pdf?sequence=1>>. Acesso em: 21 abr. 2011.

ADOMAITIS, N. Options dwindle for UK facing winter tied to tight Norway gas. **Reuters**, [London, UK], Sep 30, 2013. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2013/09/30/energy-europe-gas-outlook-idUSL5N0HN31B20130930>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim anual de preços 2012:** preços do petróleo e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro, 2012. Sigla: ANP.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim anual de preços 2013:** preços do petróleo e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro, 2013. Sigla: ANP.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Penetração de novas tecnologias automotivas nos Estados Unidos:** estudo temático 07/2013/SPD. [Rio de Janeiro], set. 2013. Sigla: ANP.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim anual de preços 2013:** preços do petróleo e combustíveis nos mercados nacional e internacional. Rio de Janeiro, 2013. Sigla: ANP. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?pg=65870&m=&t1=&t2=&t3=&t4=&ar=&ps=&cachebust=1391602006368>>. Acesso em: jan. 2014.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **[Resoluções].** Rio de janeiro, 1998-. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=478>>. Acesso em: jan. 2014.

AI-CHALABI, Fadil J. Comment. **Energy Studies Review**, Hamilton, ON, v. 4, n. 1, p.40-44, 1992.

ALMEIDA, E.; FERRARO, M. **Indústria do gás natural:** fundamentos técnicos e econômicos. Rio de Janeiro: Synergia, 2013.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES (Brasil). **Anuário da indústria automobilística brasileira 2014.** São Paulo, 2014. Sigla: ANFAVEA. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/anuario2014/Anuario2014.zip>>. Acesso em: fev. 2014.

BABCOCK, B. RFS compliance: death spiral or investment in E85? **CARD Policy Brief**, Ames, IA, 13-PB 16, Nov. 2013.

BAKHTIARI, A. M. S. The price of crude oil. **OPEC Review**, Vienna, AT, v. 13, n. 1, Mar. 1999.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Preços administrados.** Brasília, DF, 2013. Série Perguntas mais Frequentes. Versão de março de 2013. Disponível em <<http://www4.bcb.gov.br/pec/gci/port/focus/faq%205-pre%C3%A7os%20administrados.pdf>>. Acesso em: 29 jan. 2014.

BANCO MUNDIAL. **East Asia Pacific economic update, October 2013:** rebuilding policy buffers, reinvigorating growth. Washington, DC. Disponível em: <<http://www.worldbank.org/en/region/eap/publication/east-asia-pacific-economic-update-october-2013>>. Acesso em: 12 mai. 2014.

BARRON, J. **Natural gas prices reflect decreasing seasonality.** Washington, DC: United States Energy Information Administration, Nov. 20, 2013. Barron listado como principal colaborador (principal contributor), sem identificação de outros autores. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/>>

detail.cfm?id=13871>. Acesso em: 18 fev. 2014.

BELUZZO, L. G. M. O declínio de Bretton Woods e a emergência dos mercados globalizados. **Economia e Sociedade**, Campinas, SP, n. 4, p. 11-20, 1995.

BERNARD, J.; WEINER, R. Multinational corporations, transfer prices, and taxes: evidence from the U.S. petroleum industry. In: RAZIN, A.; SLEMROD, J. (Ed.). **Taxation in the global economy**. Chicago: University of Chicago, 1990. Disponível em: <<http://www.nber.org/chapters/c7207>>. Acesso em: 12 mar. 2014.

BLOOMBERG. **Deutsche Bank cuts 2014 crude price forecasts \$10 from this year**. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/2013-12-10/deutsche-bank-cuts-2014-crude-price-forecasts-10-from-this-year.html>>. Acesso em: 6 jan. 2014.

BLOOMBERG. **Qatar to boost europe LNG sales as gas trades at 7-year high**. Dec. 23, 2013. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/2013-12-23/qatar-to-boost-european-lng-sales-as-gas-trades-at-7-year-high.html>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

ESTEVES, H. B. B.; BICALHO, L. Aspectos técnico-econômicos da logística da distribuição de combustíveis no Brasil. In: RIO OIL & GAS 2008 EXPO AND CONFERENCE, 2008, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IBP, 2008.

BOUSSENA, S. **L'attitude de l'Opep en cas d'attaque contre l'Irak**. 27 Sep. 2002. Disponível em: <http://lepii.upmf-grenoble.fr/IMG/pdf/SB_attitude_SG_09-02.pdf>. Acesso em: 15 fev. 2014.

BP. **BP statistical review of world energy June 2013**. London, UK, 2013.

BP. **BP statistical review of world energy June 2014**. London, UK, 2014.

BUSINESSWEEK. **Ethanol's discount to gasoline narrows on signs of tight supply**. Dec. 9, 2013. Disponível em: <<http://www.businessweek.com/news/2013-12-09/ethanol-s-discount-to-gasoline-narrows-on-signs-of-tight-supply>>. Acesso em: 11 fev. 2014.

CALDERON, A. S. OPEC policies and prospects for greater cooperation. OIL AND MONEY CONFERENCE, 23., 2002, London. **Presentations...** London, 2012.

CAMBRIDGE ENERGY RESEARCH ASSOCIATES. **Ratcheting down**: oil and the global credit crisis. Cambridge, MA, 2008. Sigla: CERA.

CARNEIRO, R. **Commodities, choques externos e crescimento**: reflexões sobre a América Latina. Santiago: CEPAL, jan. 2012. Serie Macroeconomía del desarrollo, n. 117.

CHO, M.; KEBEDE, R. As America enjoys cheap gas, Asia's top buyers to pay more. **Reuters**, [London, UK], Dec. 15, 2013. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2013/12/15/asia-gas-idUSL4N0JC1XH20131215>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

CHOE, S. Scandal in South Korea over nuclear revelations. **The New York Times**, New York, NY, Aug. 3, 2013. Disponível em: <http://www.nytimes.com/2013/08/04/world/asia/scandal-in-south-korea-over-nuclear-revelations.html?pagewanted=1&_r=0>. Acesso em: 31 jan. 2014.

COLOMER, M.; TAVARES, A. **Precificação de combustíveis no Brasil e as barreiras ao investimento**. Rio de Janeiro: Grupo de Economia da Energia, 2012. Texto para Discussão 004 | 2012, do Centro de Excelência em Economia da Energia. Disponível em: <[http://www.gee.ibp.004_Colomer_Tavares.pdf](http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes_ceee/TD_gee_ibp_004_Colomer_Tavares.pdf)>. Acesso em: 4 fev. 2014.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (Brasil). **Acompanhamento da safra brasileira: cana-de-açúcar: safra 2013/14: quarto levantamento: abril/2014**. Disponível em: <http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/14_04_10_09_00_57_boletim_cana_portugues_-_4o_lev_-13.pdf>. Acesso em: 18 fev. 2014.

pdf>. Acesso em: jul. 2014.

CONTI, J. J. (Org.). **Annual energy outlook 2011: with projections to 2035**. Washington, DC: United States Energy Information Administration, Apr. 2011. DOE/EIA-0383(2011). Versão Completa. Disponível em: <http://www.columbia.edu/cu/alliance/documents/EDF/Wednesday/Heal_material.pdf>. Acesso em: 2 abr. 2014. Sigla: EIA/DOE.

CUNNINGHAM, N. Japan, South Korea face higher LNG costs to meet power shortfall. **Oilprice**, [London, UK], Nov. 4, 2013. Disponível em: <<http://oilprice.com/Energy/Natural-Gas/Japan-South-Korea-Face-Higher-LNG-Costs-to-Meet-Power-Shortfall.html>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

DUNN, C. **China is now the world's largest net importer of petroleum and other liquid fuels**. Washington, DC: United States Energy Information Administration, Mar. 24, 2014. Dunn listada como principal colaboradora (principal contributor), sem identificação de outros autores. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=15531>>. Acesso em: 2014.

DUNN, S.; HOLLOWAY, J. The pricing of crude oil. **Reserve Bank of Australia Bulletin**, Sydney, September Quarter 2012, p. 65-74, 2012. Disponível em: <<http://www.rba.gov.au/publications/bulletin/2012/sept/pdf/bu-0912.pdf>>. Acesso em: 4 abr. 2014.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Avaliação do comportamento dos usuários de veículos flex fuel no consumo de combustíveis no Brasil**. Brasília, DF, 2013. Nota Técnica 01/2013. Sigla: EPE. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/Petroleo/Documents/DPG_Docs/EPE-DPG-SDB-001-2013-r0.pdf>. Acesso em: 20 fev. 2014.

ENERGY CHARTER SECRETARIAT. **Putting a price on energy: international pricing mechanisms for oil and gas**. Brussels, 2007.

ESTEVES, H.; BARAN, P. **A elevação dos preços de revenda dos combustíveis automotivos do ciclo Otto no ano de 2011 e o papel da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis**. Rio de Janeiro: Coordenadoria de Defesa da Concorrência: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, 2011. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?dw=59054>>. Acesso em: 22 jan. 2014.

EURONEWS. **'Don't rely on shale oil' warns International Energy Agency**. 12 Dec. 12th, 2013. Disponível em: <<http://www.euronews.com/2013/11/12/don-t-rely-on-shale-oil-warns-international-energy-agency/>>. Acesso em: 24 fev. 2014.

EUROPEAN UNION. Quarterly report energy on european gas markets. **DG Energy**, Bruxelles. v. 6, issue 2, Second quarter 2013. Disponível em: <http://ec.europa.eu/energy/observatory/gas/gas_en.htm>. Acesso em: 02 jul. 2014.

FAJNZYLBER, F. **Industrialización trunca de América Latina**. México, D.F.: Editorial Nueva Imagen, 1983.

FATTOUH, B. **An anatomy of the crude oil pricing system**. Oxford, UK: The Oxford Institute for Energy Studies, 2011. Working Paper No. 40.

FATTOUH, B. Opec pricing power: the need for a new perspective. In: HELM, D. (Ed.). **The new energy paradigm**. Oxford, UK: Oxford University, 2007.

FATTOUH, B.; MAHADEVA, L. OPEC: what difference has it made? **Annual Review of Resource Economics**, Palo Alto, CA, Vol. 5, Issue 1, p. 427-443, June 2013.

FATTOUH, B.; SEN, A. **The swing producer, the US gulf coast and the US benchmarks**. Oxford, UK: The Oxford Institute for Energy Studies, Dec. 2013. Oxford Energy Comment. Disponível em: <<http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/12/The-Swing-Producer-the-US-Gulf-Coast-and-the-US-Benchmarks-The-Missing-Links.pdf>>. Acesso em: 20 mar. 2014.

FEDER, B. J. OPEC states agree to cut oil prices for the first time. **The New York Times**, New York, NY, Mar. 15, 1983. Disponível em: <<http://www.nytimes.com/1983/03/15/business/opec-states-agree-to-cut-oil-prices-for-the-first-time.html>>. Acesso em: 14 mar. 2014.

FINANCIAL TIMES. **Marginal oil production costs are heading towards \$100/barrel**. May 2, 2012. Disponível em: <<http://ftalphaville.ft.com//2012/05/02/983171/marginal-oil-production-costs-are-heading-towards-100barrel/>>. Acesso em: 21 fev. 2014.

FINANCIAL TIMES. **Opec big hitters weather US oil discount**. Dec. 3, 2013. Disponível em: <<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/e0f0b42a-5c04-11e3-931e-00144feabdc0.html#axzz2uMd5xPVz>>. Acesso em: 24 fev. 2014.

FINANCIAL TIMES. **US oil production to test record high in 2016**. Dec. 16, 2013. Disponível em: <<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/dbc0f7d2-6666-11e3-8675-00144feabdc0.html#axzz2rcxT4LoC>>. Acesso em: 24 jan. 2014. 2013a.

FRISCHTAK, C. O investimento em infra-estrutura no Brasil: histórico recente e perspectivas. **Pesquisa e Planejamento Econômico**, Brasília, DF, v. 38, n. 2, ago. 2008. Revista publicada pelo IPEA.

GAIER, R. V. Demanda de gás de térmicas supera pela 1a vez a da indústria. **Reuters Brasil**, [London, UK], 11 jun. 2013. Disponível em: <<http://br.reuters.com/article/businessNews/idBRSPE95A02Q20130611?pageNumber=1&virtualBrandChannel=0>>. Acesso em: 4 fev. 2014.

GEORGETOWN UNIVERSITY. **Pricing of oil**. Disponível em: <<http://www9.georgetown.edu/faculty/imo3/petrod/poo.htm>>. Acesso em: 14 mar. 2014.

HEADING OUT. Tech talk: the Railroad Commission of Texas. **The Oil Drum**, Chicago, IL, May 15, 2011. Disponível em: <<http://www.theoildrum.com/node/7906>>. Acesso em: 24 fev. 2014. Heading Out era o nome de usuário do professor de Engenharia de Minas Dave Summers.

HOBSBAWM, E. **Era dos extremos**: o breve século XX: 1914-1991. São Paulo: Companhia das Letras, 1995.

INFORMA ECONOMICS. **Analysis of the potential use of biofuels toward the renewable fuel standard in 2014**. Memphis, TN, Jan. 2014. Disponível em: <http://www.ethanolrfa.org/page/-/rfa-association-site/studies/Informa_Potential_Use_of_Biofuels_toward_RFS_2014.pdf?nocdn=1>. Acesso em: 2014.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **Sistema nacional de índices de preços ao consumidor**: estruturas de ponderação a partir da Pesquisa de Orçamentos Familiares 2008-2009. Rio de Janeiro, 2012. (Relatórios Metodológicos, Vol. 39). Sigla: IBGE.

INSTITUTO DE PESQUISA ECONÔMICA APLICADA. **Carta de conjuntura nº 21**: dezembro de 2013. Rio de Janeiro, 2013. Disponível em: <http://www.ipea.gov.br/portal/images/stories/PDFs/conjuntura/cc21_completa.pdf>. Acesso em: 2014. Sigla: IPEA.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Monthly gas survey**: with data up to January 2014. Paris, Mar. 12, 2014. Disponível em: <<http://www.iea.org/statistics/relatedsurveys/monthlygasdatasurvey/>>. Acesso em: 2 jul. 2014. Sigla: IEA.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World energy outlook 2013**. Paris: OECD: IEA, 2013. Sigla: IEA

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **Regional economic outlook**: Middle East and Central Asia. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/reo/2013/mcd/eng/mreo1013.htm>>. Acesso em: 31 mar. 2014. Version: Nov. 2013.

INTERNATIONAL MONETARY FUND. **World economic outlook database**. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2014/01/weodata/index.aspx>>. Acesso em: 6 jun. 2014. Version: Apr. 2014.

IRWIN, S.; GOOD, D. RINs gone wild? **Farmdoc Daily**, Urbana, IL, July 19, 2013. Disponível em: <<http://farmdocdaily.illinois.edu/2013/07/rins-gone-wild.html>>. Acesso em: 2014.

JUHASZ, A. **A tirania do petróleo**: a mais poderosa indústria do mundo e o que pode ser feito para detê-la. São Paulo: Ediouro, 2009.

KEMP, J. Oil industry starts to squeeze costs, wages. **Reuters**, London, UK, Jan. 30, 2014. Disponível em: <<http://www.cnbc.com/id/101376168>>. Acesso em: 27 Jun. 2014.

KORANYI, B.; FOUCHE, G. Big oil firms crack the whip over service companies. **Reuters**, [London, UK], Mar. 26, 2014. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2014/03/26/oil-services-idUSL4N0MM37D20140326>>. Acesso em: 27 mai. 2014.

KRAUSS, C. As oil demand rises and unrest continues, OPEC's power over prices has limits. **The New York Times**, New York, NY, June 6, 2011. Disponível em: <http://www.nytimes.com/2011/06/07/business/energy-environment/07oil.html?_r=0>. Acesso em: 30 jan. 2014.

LOSEKANN, L. Oferta apertada de etanol e perspectivas de importação de gasolina. **Blog Infopetro**, Rio de Janeiro, RJ, 10 dez. 2012. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2012/12/10/oferta-apertada-de-etanol-e-perspectivas-de-importacao-de-gasolina/>>. Acesso em: 2014.

MABRO, R. **Netback pricing and the oil price collapse of 1986**. Oxford, UK: Oxford Institute for Energy Studies, 1987. OIES WORKING PAPERS WPM, v. 10.

MABRO, R. **On oil price concepts**. Oxford, UK: Oxford Institute for Energy Studies, 1984. OIES WORKING PAPERS WPM, v. 3

MABRO, R. The international oil price regime. **The Journal of Energy Literature**, Oxford, UK, v. 11, n. 1, p. 3-20, 2005.

MARGERIE, C. **[Presentation at the 15th International Oil Summit, Paris, 11 April, 2014]**. Disponível em: <<http://www.oil-gas-energy-conferences.com/oil/html/accueil.php>>. Acesso em: abr. 2014.

MAUGERI, L. **Beyond the age of oil**. New York, NY: Praeger, 2010.

MAUGERI, L. **Oil: the next revolution: the unprecedent upsurge of oil production capacity and what it means for the world**. Cambridge, MA: Harvard, June 2012. Discussion paper, 2012-10. Disponível em: <<http://belfercenter.ksg.harvard.edu/publication/22144/oil.html>>. Acesso em: 28 mar. 2014.

MCPHAIL, L.; WESTCOTT, P.; LUTMAN, H. **The renewable identification number system and U.S. biofuel mandates**. Washington, DC: United States Department of Agriculture, Nov. 2011. Outlook No. (BIO-03). Sigla: USDA.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA (Brasil). **Boletim mensal de acompanhamento da indústria de gás natural**. Brasília, DF, jan. 2014. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/spg/menu/publicacoes.html>>. Acesso em: 30 jun. 2014.

MINISTÉRIO DO DESENVOLVIMENTO, INDUSTRIA E COMÉRCIO EXTERIOR (Brasil). **ALICEWEB**. Brasília, DF, [2001-]. Disponível em: <<http://aliceweb2.desenvolvimento.gov.br//menu/index/item/tiposConsulta>>. Acesso em: 3 fev. 2014.

MOMMER, B. **Global oil and the nation state**. New York, NY: Oxford Institute for Energy Studies, 2002.

MONTEPEQUE, J. Oil price benchmarks in international trade. **Oxford Energy Forum**, Oxford, UK, issue 87, p. 3-6, Feb. 2012.

MORGENSON, G.; GEBELOFF, R. Wall St. exploits ethanol credits, and prices spike. **The New York Times**, New York, NY, Sep. 14, 2013.

OIL N° GOLD. **iBank Focus**: 2014 crude oil price outlook. Dec. 28, 2013. Disponível em <<http://www.oilngold.com/ong-focus/insights/ibank-focus-2014-crude-oil-price-outlook-2013122826944/print>>. Acesso em: 8 jan. 2014.

OLSON, I.; HILL, S. **Abundant 2013 corn harvest boosts ethanol production**. Washington, DC: United States Energy Information Administration, Dec. 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=14171>>. Acesso em: 15 jul. 2014. Olson e Hill listados como principais colaboradores (principal contributors), sem identificação de outros autores.

PLATTS. Deja vu on OPEC quota system. **Oilgram News**, [New York, NY], v. 92, n. 37, Feb. 21, 2014.

PLATTS. Global LNG trade slows in first-half 2013 to 177.9 million mt. **Energy Economist**, [New York, NY], Issue 382, p. 40, Aug. 2013a.

PLATTS. LNG and the value of flexibility. **Energy Economist**, [New York, NY]. p. 03-06. Issue 381, p. 3-6, July 2013b.

PLATTS. **UK prompt NBP gas prices rise as cold pushes demand higher**. London, UK, Sep. 16, 2013. Disponível em: <<http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/uk-prompt-nbp-gas-prices-rise-as-cold-pushes-26277912>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

POULIOT, S.; BABCOCK, B. A. **Impact of increased ethanol mandates on prices at the pump**. Ames, IA: Iowa State University, Jan. 2014. CARD Policy Brief 14-PB 18.

REGAZZINI, L. **A tributação no setor sucroenergético no estado de São Paulo**. Dissertação (Mestrado) - ESALQ/USP, São Paulo, SP, 2010.

RENEWABLE FUELS ASSOCIATION. **World fuel ethanol production**. Washington, DC, [2013?]. Disponível em: <<http://ethanolrfa.org/pages/World-Fuel-Ethanol-Production>>. Acesso em: 5 fev. 2014. Sigla: RFA.

REPSOL. **Recursos não convencionais**. Madrid, ES, 2011. Disponível em: <http://www.repsol.com/pt_pt/corporacion/prensa/publicaciones/especial-upstream/recursos-no-convecionales.aspx>. Acesso em: 28 mar. 2014.

SAID, S.; FAUCON, B.; KENT, S. Saudis shy away from unilateral oil output cut. **The Wall Street Journal**, [New York, NY], Dec. 12, 2013. Disponível em: <<http://online.wsj.com/news/articles/SB1000142405270230329360457925384031562634>>. Acesso em: 7 mar. 2014.

SANDREA, R. OPEC's next challenge: rethinking their quota system. **Oil & Gas Journal**, [Tulsa, OK], vol. 101.29, July 28, 2003. Disponível em: <http://www.ipc66.com/publications/OPEC_Nex_Challenge_quota_system.pdf>. Acesso em: 14 mar. 2014.

SEYMOUR, I. What is or should be OPEC's oil price targets? **Middle East Economic Survey**, [Nicosia, CY], vol. 45, issue 16, Apr. 22, 2002.

SILVA, C. **Estratégia de preços da Petrobras no mercado de combustíveis brasileiro pós-liberalização e instrumentos de amortecimento de variações internacionais**. Dissertação de (Mestrado) - IE/UFRJ, Rio de Janeiro, RJ, 2003.

SKEET, I. **OPEC**: twenty-five years of prices and politics. Cambridge, UK: Press Syndicate of the University of Cambridge, 1991. Cambridge Energy Studies. Copyright: 1988.

TAN, F. Gulf oil exporters' rivalry grows in battle for Asian buyers. **Reuters**, [London, UK], Dec. 3, 2013. Disponível em: <<http://in.reuters.com/article/2013/12/03/opec-oil-asia-battle-idINDEE9H0D9>>. Acesso em: 9B201V20131203>. Acesso em: 24 fev. 2013.

TAVARES, M. E. E. **Análise do refino no Brasil**: estado e perspectivas: uma análise "cross-section". Tese (Doutorado) - COPPE/UFRJ, Rio de Janeiro, 2005. p. 47. Orientadores: Roberto Schaeffer e Alexandre Szklo.

THE ECONOMIST. **Saudi America**: the benefits of shale oil are bigger than many Americans realize: policy has yet to catch up. London, UK, Feb. 15, 2014. Disponível em: <<http://www.economist.com/news/united-states/21596553-benefits-shale-oil-are-bigger-many-americans-realise-policy-has-yet-to-catch>>. Acesso em: 31 mar. 2014.

THE OIL weapon: past, present, and future. **Oil & Gas Journal**, Houston, TX, May 2, 2005. Disponível em: <<http://www.ogj.com/articles/print/volume-103/issue-17/general-interest/the-oil-weapon-past-present-and-future.html>>. Acesso em: 21 fev. 2014.

TORRES FILHO, E.T. O papel do petróleo na geopolítica americana. In: FIORI, J. L. (Org.) **O poder americano**. Petrópolis: Editora Vozes, 2004.

UKPANAH, E. **OPEC as a cartel**: can U.S. antitrust laws be applied extraterritorially? Dundee, UK: University of Dundee, 2002. Disponível em: <<http://www.dundee.ac.uk/cepmlp/car/assets/images/Emma.pdf>>. Acesso em: 2014. CAR (CEPMLP Annual Review).

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT. **Price formation in financialized commodity markets**: the role of information. New York, NY, June 2011. 81 p. Disponível em: <http://www.unctad.org/en/docs/gds2011_en.pdf>. Acesso em: 10 fev. 2012. Sigla: UNCTAD.

UNITED PRESS INTERNATIONAL. **Saudis drive to boost oil output, fast-track shale gas**. Washington, DC, Oct 11, 2013. Disponível em: <http://www.upi.com/Business_News/Energy-Resources/2013/10/11/Saudis-drive-to-boost-oil-output-fast-track-shale-gas/UPI-40761381509587/>. Acesso em: 02 abr. 2014. Sigla: UPI.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual energy outlook 2011**: liquid fuels and transportation insights. Washington, DC, Mar. 24, 2011. Disponível em: <http://www.eia.gov/pressroom/presentations/howard_03242011.pdf>. Acesso em: 30 mar. 2014. Sigla: EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual energy outlook 2010**: with projections to 2035. Washington, DC, Apr. 2010. Disponível em: <[http://www.eia.gov/oaif/aoe/pdf/0383\(2010\).pdf](http://www.eia.gov/oaif/aoe/pdf/0383(2010).pdf)>. Acesso em: 30 mar. 2014. Sigla: EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Annual energy outlook 2009 with projections to 2030**. Washington, DC, Mar. 2009. Disponível em: <<http://www.eia.gov/oaif/archive/aoe09/gas.html>>. Acesso em: 30 mar. 2014. Sigla: EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Country analysis briefs**: Saudi Arabia. Washington, DC, 2012. Last update Jan. 2012. Disponível em: <http://205.254.135.7/EMEU/cabs/Saudi_Arabia/pdf.pdf>. Acesso em: 11 abr. 2014.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Industrial sector natural gas use rising**. Washington, DC, June 20, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11771#>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-term energy outlook**. Washington, DC, Jan. 7, 2014. Disponível em: <http://www.eia.gov/forecasts/steo/report/global_oil.cfm>. Acesso em: 8 jan. 2014. Sigla: EIA/DOE.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S. natural gas spot prices increased during first-half 2013**. Washington, DC, July 22, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=12191>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **What caused the run-up in ethanol RIN prices during early 2013?** Washington, DC, June 13, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=11671>>. Acesso em: 26 fev. 2014.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **What drives crude oil prices?**: an analysis of 7 factors that influence oil markets, with chart data updated monthly and quarterly. Washington, DC, Dec. 31, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/finance/markets/supply-opec.cfm>>. Acesso em: 20 mar. 2014.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Winter natural gas price spikes in New England spur generation from other fuels.** Washington, DC, Apr. 12, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=10791>>. Acesso em: 18 fev. 2014.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **EPA finalizes 2013 renewable fuel standards.** Washington, DC, Aug. 2013. EPA-420-F-13-042. Disponível em: <<http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/documents/420f13042.pdf>>. Acesso em: 2014. Sigla: EPA.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **EPA proposes 2014 renewable fuel standards, 2015 biomass-based diesel volume.** Washington, DC, Nov. 2013. EPA-420-F-13-048. Disponível em: <<http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/documents/420f13048.pdf>>. Acesso em: 2014.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Regulation of fuels and fuel additives: 2013 renewable fuel standards. **Federal Register**, Washington, DC, vol. 78, no. 158, p. 49793-49830, Aug. 15, 2013. Disponível em: <<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/FR-2013-08-15/pdf/2013-19557.pdf>>. Acesso em: 20 fev. 2014.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **Renewable Fuel Standard (RFS) program.** Washington, DC, [2013?]. Disponível em: <<http://www.epa.gov/otaq/fuels/renewablefuels/index.htm>>. Acesso em: 5 nov. 2013.

UNIVERSITY OF ILLINOIS. RINs gone wild? **Farmdoc Daily**, Urbana, IL, July 19, 2013. Disponível em: <<http://farmdocdaily.illinois.edu/2013/07/rins-gone-wild.html>>. Acesso em: 15 jul. 2014.

VATANSEVER, A. **Russia's oil exports:** economic rationale versus strategic gains. Washington, DC: Carnegie Endowment for International Peace, Dec. 2010. 28 p. Carnegie Papers. Energy and Climate Program, no. 116.

VILELA, T.; PINTO JR., H. Análise de sensibilidade do consumo de gasolina C entre julho de 2001 e dezembro de 2008: Política Tributária Estadual como instrumento de políticas energéticas e ambientais. **Nova Economia**, Belo Horizonte, MG, vol. 20, no. 3, Sept./Dec. 2010.

VILELA, T.; REZENDE, L.; MEDEIROS, M. **Gasoline demand in Brazil:** an empirical analysis. Rio de Janeiro, RJ, 6 dez. 2013. 15 p. Trabalho apresentado na VII Jornada de Iniciação Científica da AB3E.

WANG, M.; HAN, J.; DUNN, J. B.; CAI, H.; ELGOWAINY, A. Well-to-wheels energy use and greenhouse gas emissions of ethanol from corn, sugarcane and cellulosic biomass for US use. **Environmental Research Letters**, Bristol, UK, v. 7, n. 4, p. 045905, Dec. 13, 2012.

WESTCOTT, P. C.; MCPHAIL, L. L. **High RIN prices signal constraints to U.S. ethanol expansion.** Washington, DC: United States Department of Agriculture, Apr. 12, 2013. Feed Outlook: Special Article. FDS-13d-SA.

WILLIAMS, J. L. Oil price history and analysis. **WRTG Economics**, London, AR, 2009. Disponível em: <<http://www.wrtg.com/prices.htm>>. Acesso em: 19 abr. 2011.

WILLIAMS, J. L. Oil Price History and Analysis. **WTRG Economics' Energy Economist Newsletter**, London, AR, vol. 10, issue 1, Jan. 2008. Disponível em: <https://horizoncu.ca/newsletters/ag/AgricNews_January%2008.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2014.

News_January%2008.pdf>. Acesso em: 24 fev. 2014.

YEP, E. Crude oil rangebound as markets assess stockpile data, agency forecasts. **The Wall Street Journal**, [New York, NY], Dec. 11, 2013. Disponível em: <<http://online.wsj.com/article/BT-CO-20131211-701189.html>>. Acesso em: 6 jan. 2014. Sigla: WSJ.

YERGIN, D. **American shale gas and tight oil:** reshaping the global energy balance. Englewood, CO: IHS Energy, 2014. 1 f. Trabalho preliminar ao evento CERAWeek 2014. Disponível em: <<http://images.ihs.com/Web/IHSInc/Int-Jan22Final.pdf>>. Acesso em: 30 jan. 2014.

YERGIN, D. **O petróleo:** uma história de ganância, dinheiro e poder. São Paulo: Scritta, 1993. (Coleção Ensaios). Tradução de Leila Marina Di Natale, Maria Cristina Guimarães e Maria Cristina L. de Góes.

YERGIN, D. Why OPEC no longer calls the shots: the oil embargo 40 years ago spurred an energy revolution: world production is 50% higher today than in 1973. **The Wall Street Journal**, [New York, NY], Oct. 14, 2013.

ZALAN, P. V. O potencial petrolífero brasileiro além do pré-sal. **Geofísica Brasil**, [S.l.], 21 set. 2012. Disponível em: <<http://geofisicabrasil.com/artigos/41-opiniao/4274-o-potencial-petrolifero-brasileiro-ao-lado-do-pre-sal.html>>. Acesso em: 28 mar. 2014.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

www.anp.gov.br

