

| 2013

BOLETIM ANUAL DE PREÇOS



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



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

BOLETIM ANUAL DE PREÇOS

2013

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



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis

BOLETIM ANUAL DE PREÇOS

2013

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

RIO DE JANEIRO – 2013

Boletim Anual de Preços 2013: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro : ANP, 2013.
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
Eduardo Roberto Zana
Felipe Wagner Imperiano Costa
Heloisa Borges Bastos Esteves
Márcio de Araújo Alves Dias
Maria Tereza Alves de Oliveira Filha
Rodrigo Milão de Paiva

Suporte

Carlos Antonio Rocha
Gustavo Gomes Garcia

Edição

Superintendência de Comunicação e Relações Institucionais
Miguel Magalhães, superintendente
Aline Baima
João Machado
Leonardo Machado
Renata Moraes

SUMÁRIO

Editorial	13
-----------------	----

Parte I - Mercado internacional

1 O mercado internacional de preços do petróleo, gás natural e biocombustíveis em 2012	19
1.1 Os preços do petróleo no mercado internacional.....	20
1.2. Preços do gás natural no mercado internacional	39
1.3 Preços do etanol nos Estados Unidos.....	44
2 A estratégia de segurança energética norte-americana e a difícil conciliação das dimensões física e econômica	48
2.1 A política energética norte-americana: uma retrospectiva histórica	51
2.2 Estruturas de oferta e demanda de petróleo nos Estados Unidos e evolução recente: as dimensões física e econômica	58
2.3 As repercussões em termos de estratégias de segurança energética no Canadá: conciliando as dimensões física e econômica	73
2.4 Considerações finais	83
3 As perspectivas de convergência para os preços de gás natural no mercado internacional: qual o papel do GNL?	84
3.1 Introdução.....	84
3.2 O comportamento dos preços internacionais de gás natural em 2011 e 2012 e a ampliação dos diferenciais de preços entre mercados regionais	87
3.3 As formas de precificação do gás natural nos contratos e sua influência sobre a formação de preços nos mercados regionais	91
3.4 O crescimento da comercialização inter-regional de gás natural nas duas últimas décadas e as expectativas de surgimento de um “mercado global de gás natural”	100

3.5 As condições de mercado e seus efeitos sobre os preços futuros de gás natural	105
3.6 Limites à arbitragem: o efeito dos custos de liquefação e transporte sobre os diferenciais de preços.....	110
3.7 O debate acerca da convergência futura: o que dizem os analistas.....	113
3.8 O atual cenário de preços no mercado internacional e seus reflexos para o Brasil	117
4 Principais índices do mercado internacional	123
 <i>Parte II - Mercado nacional</i>	
1 O comportamento dos preços dos combustíveis automotivos líquidos em 2012.....	127
1.1 Gasolina comum e etanol hidratado combustível: estabilidade dos preços marcou o ano de 2012	128
1.2 Óleo diesel: o comportamento dos preços do óleo diesel e a inserção do diesel S-50 em âmbito nacional.....	145
2 Principais índices do mercado nacional.....	161
 Bibliografia	 163

SUMÁRIO DE QUADROS

Quadro 1. Evolução da Política Energética dos EUA (1973-2012)	57
Quadro 2. Impactos da nova regulamentação do mercado de etanol.....	134
Quadro 3. As tecnologias EGR e SCR.	153

SUMÁRIO DE GRÁFICOS

Gráfico 1. Comportamento dos preços do petróleo tipos Brent e WTI no mercado internacional (em US\$/bbl) – 2009 a 2012	21
Gráfico 2. Comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional e do spread entre Brent e WTI (em US\$/bbl) – 2011 e 2012	23
Gráfico 3. Evolução da produção mensal de óleo cru nos Estados Unidos (2009-2012)	28
Gráfico 4. Reservas globais de petróleo	31
Gráfico 5. Evolução da produção e do consumo de petróleo pela China – 1991 a 2013 (previsão)	36
Gráfico 6. Preços do WTI segundo a U.S. Energy Information Administration (em US\$/bbl)	38
Gráfico 7. Comparação dos principais preços do gás natural no mercado internacional – dez/2011 a dez/2012	40
Gráfico 8. Comportamento dos preços do gás natural nos mercados europeu, asiático e norte-americano – 2008 a 2012	41
Gráfico 9. Comportamento dos preços médios de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA, entre julho de 2011 e dezembro de 2012 (US\$/litro)	44
Gráfico 10. Evolução das produções de etanol combustível nos EUA (2001 a 2012) e no Brasil (safras de 2001/2002 a 2012/2013), em bilhões de litros	45
Gráfico 11. Evolução da produção e consumo de combustíveis líquidos dos EUA e previsões (milhões de barris/dia)	59
Gráfico 12. Evolução recente e projeções da produção de óleo cru e líquidos nos Estados Unidos (em milhões de b/d) (2011-2014)	62

Gráfico 13. Produção incremental de líquidos nos Estados Unidos (em milhões de barris/dia)	63
Gráfico 14. Projeções até 2035 de evolução da produção de petróleo nos Estados Unidos (em milhões de barris/dia)	64
Gráfico 15. Evolução da produção de petróleo no campo de Bakken com base no declínio dos poços perfurados antes de 2011.....	65
Gráfico 16. Classificação dos poços de acordo com os níveis mensais máximos de produção alcançados.....	66
Gráfico 17. Evolução dos preços do petróleo, propano e gás natural nos Estados Unidos, em US\$/bbl (petróleo) e US\$/MBTU (etano e propano), 2003-2012.....	67
Gráfico 18. Evolução da eficiência em termos de consumo de combustível dos veículos de passeio e utilitários leves nos EUA (1980 – 2025) – em km/l.....	69
Gráfico 19. Evolução da eficiência em termos de consumo de combustível dos veículos de passeio e utilitários leves nos EUA (1980 – 2011) – em km/l.....	70
Gráfico 20. Custo de aquisição de óleo cru pelas refinarias nos EUA (por PADD) – em US\$/bbl.....	72
Gráfico 21. Custo médio de importação de petróleo para os países selecionados (2005-2012) – (em US\$/barril).....	78
Gráfico 22. Custos de importação de petróleo pelos EUA, por país de origem (2005-2012) – (US\$/ barril).....	79
Gráfico 23. Preços de gás natural (US\$/MBTU) – 2000 a 2012.....	86
Gráfico 24. Comportamento dos preços de gás natural nos principais mercados regionais: os diferentes níveis de preços observados	89
Gráfico 25. Formação de preços do gás natural no mundo.....	97
Gráfico 26. Evolução das importações de GNL no mundo (2006 a 2011)	104

Gráfico 27. Reservas provadas de gás natural (por região).....	106
Gráfico 28. Produção mundial de gás natural	106
Gráfico 29. Movimento comercial de GNL por região em 2011.....	110
Gráfico 30. Volume e valor das importações de GNL do Brasil - 2008 a 2012	118
Gráfico 31. Preço médio de importação de GNL por origem da carga em 2012.....	119
Gráfico 32. Participação do volume importado, por origem da carga.	120
Gráfico 33. Preços semanais de produção de etanol anidro combustível e de etanol hidratado combustível no estado de São Paulo entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012 (R\$/litro)	130
Gráfico 34. Preços médios mensais praticados no estado de São Paulo, entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012, de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado (R\$/litro)	131
Gráfico 35. Participação dos estados brasileiros na produção de etanol – Safra 2012/2013 (em %).....	133
Gráfico 36. Comportamento dos preços médios mensais da gasolina no Brasil entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012 (R\$/litro).....	135
Gráfico 37. Relação entre os preços médios mensais de revenda de etanol hidratado combustível e de gasolina comum no Brasil entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012 (R\$/litro)	136
Gráfico 38. Consumo de etanol hidratado combustível e de gasolina C no Brasil entre janeiro de 2008 e dezembro de 2012 (mil m ³).....	138
Gráfico 39. Relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado combustível e de gasolina comum, por capitais, em 2012 (%)	139
Gráfico 40. Evolução das importações líquidas de gasolina A pelo Brasil entre 2000 e 2012 (mil m ³)	140
Gráfico 41. Comparativo de preços da gasolina A nacional e da gasolina A importada em 2012 (US\$/barril)	142

Gráfico 42. Comparação dos preços da gasolina nos mercados internacional e nacional entre janeiro de 2009 e dezembro de 2012 (US\$/barril)	143
Gráfico 43. Comportamento dos preços médios de óleo diesel – 2011 a 2012 (R\$/litro)	146
Gráfico 44. Consumo, produção e saldo da balança comercial de óleo diesel – 2000 a 2012	148
Gráfico 45. Comparação dos preços do diesel nos mercados internacional e nacional, 2010-2012, em US\$/bbl.....	149
Gráfico 46. Evolução da participação de cada tipo de óleo diesel automotivo comercializado no mercado nacional, de acordo com fornecimento de óleo diesel A para as distribuidoras.....	156
Gráfico 47. Comportamento dos preços médios de óleo diesel S-50 – (R\$/litro), em cada etapa da cadeia.....	158
Gráfico 48. Relação (%) entre o preço do óleo diesel S-50 e do óleo diesel (S-500 e S-1800) na etapa de produção	158
Gráfico 49. Relação (%) entre o preço do óleo diesel S-50 e do óleo diesel comum (S-500 e S-1800) em cada etapa da cadeia produtiva	159

SUMÁRIO DE FIGURAS

Figura 1. Estreito de Hormuz – Golfo Pérsico	26
Figura 2. Oleodutos dos EUA e Canadá	29
Figura 3. As duas dimensões da segurança energética	49
Figura 4. Rota proposta do Keystone XL	74
Figura 5. Reserva ecológica em Nebraska	75

Figura 6. Mina de areias betuminosas da Syncrude Aurora, na província de Alberta, no Canadá.....	75
Figura 7. Processo de extração e processamento do petróleo betuminoso canadense	80
Figura 8. Mapa da rota prevista de construção do oleoduto Northern Gateway.....	81
Figura 9. Preços de gás natural (em US\$/MBTU) – Dezembro de 2009.....	86
Figura 10. Preços de gás natural (em US\$/MBTU) – Dezembro de 2012.....	88
Figura 11. Formas de precificação nos diferentes mercados de gás natural	95
Figura 12. Modificações futuras na extensão de mecanismos de precificação de gás natural no mundo	98

SUMÁRIO DE TABELAS

Tabela 1. Previsões dos preços do petróleo tipo Brent e WTI em 2013 (em US\$/barril).....	37
Tabela 2. Cotações médias anuais do petróleo, do gás natural e dos combustíveis líquidos no mercado internacional, e respectivas variações (2012/2011, em %)	123
Tabela 3. Evolução do consumo de etanol hidratado combustível e de gasolina C no Brasil entre 2000 e 2012 (mil m ³)	137
Tabela 4. Fases do Proconve e respectivos limites de emissão – veículos pesados....	152
Tabela 5. Nomenclatura do óleo diesel.....	154
Tabela 6. Preços médios anuais de revenda dos combustíveis automotivos líquidos por Unidade da Federação (R\$/litro) e respectivas variações (2012/2011, em %)	161

EDITORIAL

O Boletim Anual de Preços 2013 (BAP 2013) consolida os trabalhos de acompanhamento e análise do comportamento dos preços do petróleo, gás natural e combustíveis realizados no âmbito da Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC) da Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis - ANP.

Esta segunda edição segue a mesma orientação da primeira, publicada em 2012: contribuir para compreensão dos traços marcantes, de natureza estrutural e tendencial, do comportamento dos preços nos mercados internacional e nacional.

Algumas mensagens e convites à reflexão emergem da leitura deste trabalho. Na Parte I do Boletim, dedicada ao exame do mercado internacional, dois aspectos fundamentais chamam atenção: i) a baixa volatilidade dos preços internacionais do petróleo bruto, com níveis em dezembro de 2012 similares àqueles observados no ano anterior e ii) a formação de preços regionais de gás natural, frustrando as expectativas de anos anteriores sobre a convergência do preço e a transformação do gás numa commodity com características de negociação semelhantes às do petróleo.

Estes dois aspectos sublinhados derivam, pelo lado da oferta, do incremento da produção doméstica de petróleo e gás natural nos EUA, especialmente a partir de hidrocarbonetos não convencionais. Já pelo lado da demanda, as políticas de incentivo a programas de eficiência energética permitiram, igualmente, a diminuição do consumo de petróleo e de gás natural. Desse modo, a demanda norte-americana de petróleo e de gás natural, endereçada ao mercado internacional, tem sido continuamente reduzida. Tal fato provoca uma distensão nas condições de oferta e demanda que presidem o comércio internacional de petróleo e de gás natural, o que contribui para explicar a baixa volatilidade dos preços do óleo bruto observada em 2012 no mercado internacional, bem como a tendência de queda do preço do gás natural no mercado norte-americano (Henry Hub). Nesse sentido, cabe notar que, ao longo do último ano, no plano internacional, tornaram-se mais evidentes os efeitos da política de redução da dependência energética em curso nos EUA.

Na Parte II, consagrada ao exame do mercado doméstico, o destaque foi dado ao comportamento dos preços dos combustíveis automotivos líquidos ao longo do ano de 2012. Com intuito de proceder a uma análise criteriosa, o BAP 2013 aprofunda a análise dos mercados de gasolina e etanol, destacando, inclusive, os preços relativos regionalmente. Tal aspecto ilustra que o comportamento do consumidor, vis-à-vis a escolha do combustível do veículo automotivo, tem privilegiado a opção da gasolina na maioria dos estados brasileiros, acarretando o crescimento das importações deste produto.

No que concerne ao óleo diesel, é importante observar que o ano de 2012 marca a inserção do diesel S-50 no mercado doméstico, com inequívocos benefícios em matéria de qualidade do combustível e de redução de emissão de poluentes. Por esta razão, o BAP 2013 apresenta o histórico das etapas de introdução deste combustível no mercado, a transição, em janeiro de 2013, para a utilização do diesel S-10 e os impactos desta mudança nos preços de distribuição e de revenda.

Os artigos aqui apresentados foram integralmente elaborados pela equipe da CDC/ANP e traduzem o esforço e 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

Felipe Wagner Imperiano Costa

Heloisa Borges Bastos Esteves

Rodrigo Milão de Paiva

Eduardo Roberto Zana

1 | O MERCADO INTERNACIONAL DE PREÇOS DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS EM 2012

Bruno Conde Caselli

Felipe Wagner Imperiano Costa

Heloisa Borges Bastos Esteves

Rodrigo Milão de Paiva

Se considerarmos a ampla gama de fatores que podem influenciar o comportamento dos mercados mundiais de petróleo e gás natural, em função tanto das particularidades específicas de algumas regiões, quanto das tendências globais de oferta e demanda, o exame dos principais elementos capazes de explicar a dinâmica dos preços destes energéticos no mercado internacional é tarefa complexa. Não obstante o reconhecimento de tais dificuldades, esta primeira seção do **Boletim Anual de Preços** da ANP pretende examinar o comportamento dos preços de petróleo e gás natural nos mercados internacionais ao longo de 2012, com destaque para os fatores associados não só às condições de oferta e demanda, mas também à esfera da geopolítica e às expectativas dos agentes quanto ao comportamento dos preços nos mercados financeiros.

Nos mercados de petróleo, o ano de 2012 foi marcado pela continuidade das tensões geopolíticas observadas em 2011. Aliado a isso, as incertezas da economia mundial, sobretudo dos países pertencentes à zona do euro, com um sistema financeiro fragilizado, fizeram de 2012 um ano de desafios para os produtores e consumidores de petróleo em todo o mundo (OPEP 2012)¹.

Além das questões inerentes ao perfil da oferta e demanda de petróleo no mundo, o preço da commodity sofreu influência de uma série de fatores combinados, entre eles: a instabilidade política dos países com produção relevante, o ritmo de crescimento das principais economias avançadas e em desenvolvimento e as expectativas dos agentes que realizam transações no mercado futuro².

Deste modo, em 2012, o preço do óleo no mercado internacional sofreu oscilações advindas, principalmente, de questões geopolíticas e do ritmo da atividade econômica dos principais países produtores e consumidores. As tensões entre o Irã e o Ocidente diante das sanções impostas ao regime de Teerã por conta do programa nuclear; o desempenho econômico de grandes consumidores asiáticos de petróleo, como China, Japão e Índia;

¹ ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (OPEC). World Oil Outlook 2012. Disponível em: < http://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/WOO2012.pdf>. Acessado em: 15 jan. 2013.

² Estudo da Unctad apresenta as principais mudanças no comportamento dos preços das *commodities*, dentre elas o petróleo, como reflexo da financeirização dos preços. Ver detalhes em UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT. Price formation in financialized commodity markets: the role of information. Geneva, June 2011. 81 p. Disponível em:<http://www.unctad.org/en/docs/gds20111_en.pdf>. Sigla: Unctad.

a consolidação da produção não convencional nos EUA e no Canadá e a crescente concentração das empresas que atuam na área de exploração e produção de petróleo foram assuntos de destaque em 2012, cuja abordagem será detalhada a seguir.

Ao contrário do mercado de petróleo, o de gás natural não é (ainda) um mercado global, com preços que possam ser ditos “mundiais”. Na verdade, a indústria é formada de mercados com características preponderantemente regionais. Os preços de gás natural nos mercados internacionais terminaram o ano de 2012 confirmando os diferenciais que já vinham sendo observados no ano anterior, de modo que a tendência de aumento da divergência entre os preços nos principais mercados regionais, analisada na edição passada deste Boletim, não apenas não se reverteu como parece ter se consolidado, pelo menos no curto prazo.

À luz das questões mencionadas, a primeira parte dessa seção do **Boletim Anual de Preços** da ANP pretende examinar como as expectativas do mercado futuro do óleo cru se refletiram sobre as cotações do mercado spot (à vista) e de que forma a produção da Opep influenciou a oferta mundial em 2012, com consequências sobre a trajetória dos preços. Por fim, será abordada a questão da independência energética dos Estados Unidos, maior importador de petróleo no mundo (questão que será aprofundada na seção 2 deste Boletim). Em seguida, a segunda parte da análise do comportamento dos mercados internacionais se dedicará ao exame dos preços do gás natural nos diferentes mercados regionais e, por fim, será analisado o comportamento do mercado internacional de biocombustíveis (em especial etanol).

1.1 Os preços do petróleo no mercado internacional

No final de 2011 o WTI encerrara o ano com uma de suas maiores altas, atingindo US\$ 97,15/bbl, e o Brent, que oscilara entre US\$ 93,69/bbl e US\$ 126,42/bbl ao longo desse ano, caiu para US\$ 107/bbl no início de dezembro de 2011³. Assim, a U.S. Energy Information Administration (EIA/DOE) à época, no seu “Short-Term Energy Outlook” de dezembro de 2011, previa para 2012 um preço médio do WTI no mercado spot de US\$ 98,00, valor US\$ 3,19 acima da cotação prevista para o ano de 2011⁴. Entretanto, a média dos três primeiros trimestres de 2012 não se comportou como o previsto e, na mesma publicação em dezembro de 2012, a Agência já esperava que o WTI terminasse o ano com média de US\$ 94,26, apenas US\$ 0,60 inferior à média concretizada no ano de 2011⁵.

O ano de 2012 foi marcado por comportamentos distintos entre os dois principais preços de referência do petróleo no mercado internacional – o WTI e o Brent, com movimentos

³ INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (IEA). Oil Market Report. IEA, 13 dec. 2011. Disponível em: <<http://omrpublic.iea.org/omrarchive/13dec11full.pdf>>. Acessado em: 2 jan. 2013.

⁴ U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Short-Term Energy Outlook. EIA, dec. 2011. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/dec11.pdf>>. Acessado em: 2 jan. 2013.

⁵ U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Short-Term Energy Outlook. EIA, dec. 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/dec12.pdf>>. Acessado em: 2 jan. 2013.

que surpreenderam grande parte dos analistas, já que no final de 2011 as estimativas de preços para o ano de 2012 eram de US\$ 100/barril para o óleo negociado na bolsa de Nova Iorque e de US\$ 120/barril para o petróleo negociado na bolsa de Londres.

Em 2012 os preços do petróleo (tanto Brent quanto WTI) mostraram viés de crescimento durante quase todo primeiro trimestre de 2012 - com maior volatilidade nesse período - seguido por uma queda durante o segundo trimestre, antes de mostrar recuperação no terceiro. O quarto trimestre, em comparação com os três primeiros, foi caracterizado por um período de menor volatilidade (Gráfico 1).

Em particular, ao longo do ano, o WTI não confirmou as expectativas de alta, e o spread entre os dois principais tipos de petróleo utilizados como referência no mercado internacional se ampliou. Todavia, ambos os produtos terminaram o ano com preços médios em patamar bastante similar àquele observado em 2011, igualmente não confirmando as previsões dos analistas⁶.

Gráfico 1 – Comportamento dos preços do petróleo tipos Brent⁷ e WTI⁸ no mercado internacional (em US\$/bbl) – 2009 a 2012



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Platts.

⁶ O WTI fechou o ano com cotação média de US\$ 94,13/barril, ligeiramente inferior ao preço médio observado em 2011, de US\$ 95,04/barril, enquanto o Brent terminou o ano sendo negociado a US\$ 111,90/barril, em patamar ligeiramente superior aos US\$ 111,27 observados em 2011.

⁷ Cotação publicada diariamente pelo Platts, que reflete o preço de cargas físicas do petróleo Brent embarcadas de 10 (dez) a 21 (vinte e um) dias após a data de fechamento do negócio.

⁸ Cotação publicada diariamente pelo Platts, que reflete o preço do petróleo tipo WTI para entrega no primeiro mês seguinte.

A análise do Gráfico 1 aponta para uma lateralidade nos preços diários do petróleo nos mercados estadunidense e londrino nos anos de 2011 e 2012, após uma clara tendência de alta nos anos de 2009 e 2010. No primeiro semestre de 2009, quando o WTI e o Brent ainda apresentavam movimentos convergentes, os preços do petróleo nesses mercados figuravam no patamar de pouco mais de US\$ 40,00/barril. Já no final de 2011, tais preços situavam-se na faixa dos US\$ 90,00/barril, mas ainda bastante próximos entre si.

A pressão altista em 2009 e 2010 pode ser explicada pelos condicionantes estruturais do mercado da commodity, que atingiu patamar de preços próximo a US\$ 100,00/bbl no início de 2011. Conforme apontado na edição anterior do **Boletim Anual de Preços da ANP**, outro fator importante seria o efeito dos recorrentes conflitos políticos no Oriente Médio e a crescente importância dos mercados futuros e de opções na precificação das commodities (o que repercutiu na financeirização dos preços do petróleo).

Deixando momentaneamente de lado os fundamentos conjunturais e estruturais explicativos, válido fazer referência à análise técnica⁹, ou análise gráfica, para denotar um cenário interessante: a formação, a partir de 2011, de uma linha de suporte nos preços do WTI no patamar de US\$ 80,00/barril e de uma linha de resistência em aproximadamente US\$ 120,00/barril para os preços do Brent. Dessa forma, não obstante o comportamento distinto desses preços de referência, entre os anos de 2011 e 2012 os preços do WTI e do Brent oscilaram em uma banda de preços entre US\$ 80,00 e US\$120,00/barril¹⁰.

Além da observação do histórico do comportamento dos preços do petróleo nos dois principais benchmarks, é importante analisar o movimento desses preços numa perspectiva de prazo mais curto – no caso os anos de 2011 e 2012 – a fim de examinar os fatores que influenciaram as oscilações, notadamente, nesse último ano. Com esse objetivo, o Gráfico 2 apresenta a evolução das cotações do barril de petróleo Brent e WTI, bem como o spread calculado em US\$/bbl.

⁹ A análise técnica é uma ferramenta utilizada por traders que tem como base o movimento de preço de ativos financeiros baseado na Teoria de Dow, cujos preços dos ativos refletem a reação do mercado em relação a qualquer evento, já estando contidas, no preço de um determinado ativo, toda a informação relevante sobre ele disponível.

¹⁰ Para os grafistas, 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 bastante importantes, tendo em vista as tentativas de rompimento e o período observado.

Gráfico 2 – Comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional e do spread entre Brent e WTI (em US\$/bbl) – 2011 e 2012



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do Platts.

Como se depreende do Gráfico 2, o começo do ano de 2011 marcou o início da inversão da relação de preços do WTI e do Brent (com o preço do petróleo londrino atingindo cotações superiores às do nova-iorquino), com o spread entre as cotações desses dois óleos em escalada, que durou até agosto de 2011, quando superou a marca de US\$ 30,00/bbl. As explicações para essa mudança, do ponto de vista das restrições de oferta e demanda, foram associadas às pressões de baixa do WTI e a alta do preço do petróleo tipo Brent.

Assim, por um lado o crescimento significativo dos fluxos de óleo cru originários do Canadá e do campo de Bakken, em Dakota do Norte em direção a Cushing¹¹ gerou um excesso de oferta, acarretando pressões baixistas sobre o preço do WTI, que não se refletiram sobre os preços do Brent. A insuficiência de oleodutos existentes em Cushing para escoar o óleo em direção ao Golfo do México fez com que os estoques de petróleo WTI se acumulassem gerando, pois, uma sobreoferta do produto.

Por outro lado, uma série de circunstâncias ocasionou pressões altistas sobre o preço do Brent, tais como: a interrupção na produção em campos localizados no Mar do Norte, especialmente o de Buzzard no Reino Unido; o banimento europeu ao petróleo da Síria; a interrupção na produção da Líbia, em virtude da guerra civil; a declaração da Nigéria de estado de *force majeure*¹², em razão dos vazamentos e incêndios ocorridos no país no mês de junho; e o elevado crescimento da demanda chinesa.

¹¹ A cidade, que é ponto de entrega do petróleo WTI, está situada no Estado de Oklahoma, no interior dos Estados Unidos.

¹² A cláusula de *force majeure* permite a suspensão de obrigações contratuais, como o fornecimento de petróleo e de gás, após acontecimentos imprevistos, sem que a empresa que se utilizou desta cláusula seja penalizada.

O preço do petróleo no mercado internacional iniciou o ano de 2012, por seu turno, com pequena retração, com expectativa de fechamento do spread do Brent em relação ao WTI, tendo em vista a escalada do preço do óleo nova-iorquino, registrada a partir de novembro de 2011, o que fez com que referido spread caísse a níveis próximos aos US\$ 5,00 por barril e o preço da commodity ultrapassasse com alguma folga a casa dos US\$ 100,00/bbl¹³. Mas conforme já mencionado, as expectativas não se confirmaram em relação ao desempenho do petróleo tipo WTI, que desde março de 2012 voltou a descolar do petróleo londrino. O spread, dessa forma, voltou ao nível de US\$ 22,00 por barril.

No segundo semestre de 2012 observou-se um comportamento ainda divergente entre o WTI e o Brent, com o preço do segundo apresentando melhor desempenho, fazendo com que o spread atingisse pico de quase US\$ 25,00/bbl e fechasse o ano na faixa dos US\$ 18,00 por barril.

Com o intuito de compreender o comportamento dos preços internacionais do petróleo no ano de 2012, foram destacados os principais fatores de natureza econômica e geopolítica que influenciaram as flutuações de preços apontadas: i) tensões entre o Irã e o Ocidente; ii) o cenário energético dos EUA à luz da consolidação da produção não convencional; iii) a posição da Opep na oferta global de petróleo; iv) aumento da concentração de mercado das empresas que atuam na área de exploração e produção de petróleo; v) crise na zona do euro e seus reflexos em 2012; vi) desempenho econômico de grandes consumidores asiáticos de petróleo.

► *Tensões entre o Irã e o Ocidente*

No início de 2012 o mundo já presenciava mais um problema de natureza geopolítica no Oriente Médio: o Irã com seu suposto programa nuclear que viria a aumentar as tensões com o Ocidente, sobretudo com os Estados Unidos e a Europa, embora os conflitos entre o Ocidente e o país persa venham desde a revolução islâmica dos aiatolás, ocorrida há mais de 30 anos.

O programa nuclear dos iranianos, que já teve inclusive ajuda norte-americana durante o regime dos xás e foi retomado nos anos 1980 pelos aiatolás, foi o pivô do confronto entre o Irã e o Ocidente no começo de 2012, com desdobramentos ao longo de quase todo o ano. Países como EUA, França, Grã-Bretanha e Alemanha acusaram o Irã de estar desenvolvendo energia nuclear para fazer bombas atômicas, acusação que Teerã negou veementemente.

¹³ Em virtude do fim da guerra na Líbia e da retomada da produção no campo de Buzzard, observou-se redução do spread entre Brent e WTI a partir de meados de novembro de 2011, quando passou a oscilar em torno de US\$10/bbl. Além disso, a expectativa de que as restrições logísticas na região do Cushing pudessem ser amenizadas fez com que a diferença entre os petróleos dos tipos Brent e WTI no mercado spot encerrasse o ano de 2011 abaixo de 8 US\$/bbl.

Em consequência, EUA e União Europeia decidiram em março de 2012 estabelecer sanções econômicas ao Irã. As sanções impostas pela UE consistiam em proibir os governos e empresas sob sua jurisdição de realizarem importação, aquisição e transporte de óleo cru originário do Irã, bem como atividades relacionadas ao financiamento e ao seguro dessas atividades. As sanções incluíram ainda outras medidas, como a proibição das importações de produtos petroquímicos de origem iraniana, dos investimentos em companhias petroquímicas naquele país e da exportação de tecnologias e produtos estratégicos, assim como o congelamento dos ativos mantidos pelo Banco Central iraniano na UE.

Os EUA, por seu turno, aprovaram uma lei na qual as instituições que realizassem transações com o Banco Central iraniano a partir do final de junho de 2012 ficariam impedidas de acessar o sistema financeiro americano. A lei, aprovada em março do mesmo ano, teve o objetivo de dificultar ou, na medida do possível, inviabilizar os pagamentos pelo óleo cru importado do Irã pelos mais diversos países, uma vez que é através do Banco Central iraniano que estes pagamentos são realizados.

Como resultado, as exportações de óleo cru iranianas caíram pela metade, reduzindo-se de 2,2 milhões de barris diários para cerca de um milhão de barris¹⁴.

Em resposta, o governo de Mahmoud Ahmadinejad anunciou que fecharia, por meio de manobras militares, o Estreito de Hormuz. Por essa região localizada no Golfo Pérsico passam cerca de 20% de todo o petróleo comercializado no mundo e 35% do petróleo comercializado por via marítima, equivalente ao tráfego de 17 milhões de barris por dia em 2011¹⁵. A Figura 1 mostra com clareza a importância estratégica da localização do Estreito de Hormuz para o comércio internacional de petróleo.

¹⁴ <http://peakoil.com/production/iran-crude-oil-exports-rise-to-highest-since-eu-sanctions/>

¹⁵ U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). The Strait of Hormuz is by far the world's most important chokepoint with an oil flow of about 17 million barrels per day in 2011. EIA, aug. 2012. Disponível em: < <http://www.eia.gov/countries/regions-topics.cfm?fips=WOTC#hormuz>>. Acessado em: 10 jan. 2013.

Figura 1 – Estreito de Hormuz – Golfo Pérsico



Fonte: Centre for Research on Globalization. <http://www.globalresearch.ca>.

Em meio a esse ambiente de instabilidade, principalmente nos períodos de endurecimento das sanções – no início e em meados de 2012 – as cotações do petróleo apresentaram relevantes aumentos nas duas principais bolsas internacionais (ver gráfico 2). No período, as cotações do barril de petróleo do tipo Brent subiram de US\$106,51/bbl (última cotação de 2011) para US\$128,17/bbl em março de 2012, o que correspondeu a um incremento de 20,3%, enquanto o WTI quase atingiu o nível de US\$ 110,00/bbl no início de março de 2012, chegando a US\$ 109,91/bbl, no patamar mais elevado do ano.

A redução do volume exportado pelo Irã foi compensada por incremento da exportação da Arábia Saudita e, dessa forma, as sanções comerciais impostas pelos países desenvolvidos não se revelaram, efetivamente, em uma restrição significativa de oferta mundial

de petróleo. Entretanto, a constante instabilidade vivenciada em uma região onde estão localizados grandes produtores impactou os preços da commodity, gerando pressões altistas e aumento da volatilidade, sobretudo no primeiro trimestre de 2012.

É importante notar que, além dos fatores ligados à produção de petróleo no Oriente Médio, a oferta global de óleo cru enfrentou outros problemas ao longo de 2012, como a instabilidade política em países africanos próximos à referida região, como foi o caso de Líbia, Sudão e Sudão do Sul.

No final de 2012, entretanto, as exportações de petróleo iranianas pareceram se recuperar, impulsionadas principalmente pela demanda dos países asiáticos, atingindo cerca de 1,4 milhões de barris diários em dezembro, embora analistas de mercado não acreditem que este aumento seja permanente¹⁶.

► *O novo cenário energético dos EUA à luz da consolidação da produção não convencional*

Desde que os países árabes impuseram o embargo do petróleo aos Estados Unidos em 1973, levando a medidas como o racionamento de combustível¹⁷, os norte-americanos perceberam os riscos da manutenção de um padrão de consumo baseado no petróleo quando se depende de importações de uma região historicamente marcada pela instabilidade política e social. A partir daí, o mote da “independência energética” passou a permear a política energética estadunidense.

Sendo verdade que o status de “independente energeticamente” ainda está bem distante da realidade norte-americana, não há como negar que o aumento da produção de gás e petróleo não convencional¹⁸ - graças à adoção de novas técnicas de extração, como o fraturamento hidráulico e a perfuração horizontal (Gráfico 3) - e o incremento da malha de oleodutos com o vizinho Canadá (Figura 2) ensejaram em cenário no qual os Estados Unidos estão “menos dependentes de energia”. Embora as importações líquidas de petróleo tenham caído pouco mais de um terço entre 2008 e 2012, e cerca de 20% apenas entre 2011 e 2012¹⁹, o déficit comercial de petróleo deve superar os US\$ 300 bilhões de dólares, já que os preços globais de petróleo se mantiveram em níveis elevados ao longo do ano.

¹⁶ Vakhshouri, Sara (2013). Is Iran's December Oil Export Hike Permanent? Disponível em <http://www.lobelog.com/is-irans-december-oil-export-hike-permanent/> (acesso em 06 de fevereiro de 2013).

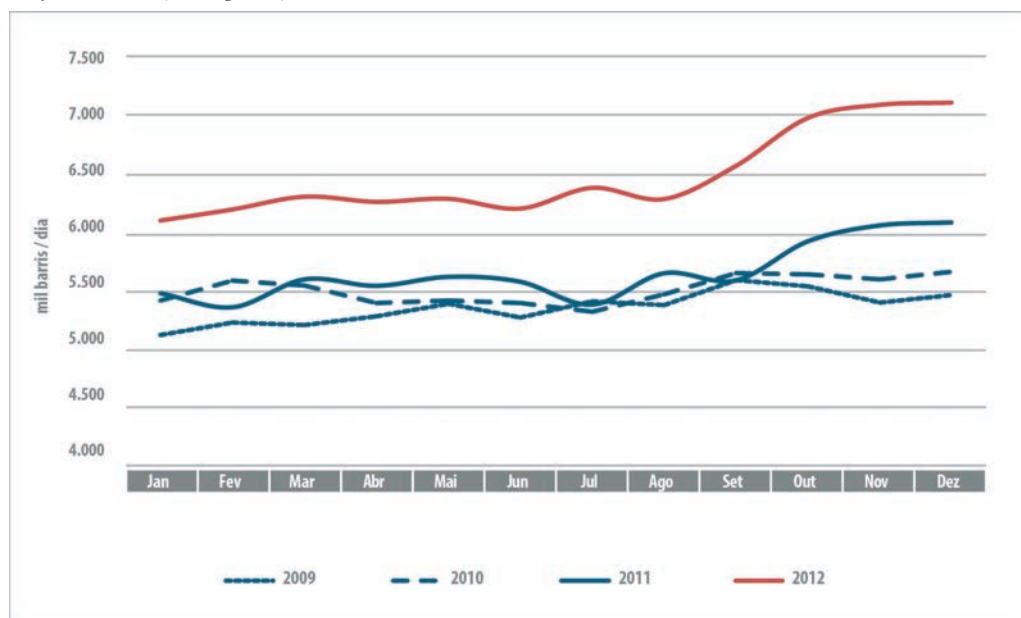
¹⁷ TIMES (1974) SHORTAGES: Gas Fever: Happiness Is a Full Tank. 18/02/1974. Disponível em 10/10/2012 em www.time.com/time/magazine/article/0,9171,942763,00.html#ixzz28svuPmT7.

¹⁸ O termo não convencional relaciona-se às características do reservatório de gás que tornam seu entendimento e sua exploração econômica significativamente mais difíceis e complexas do que no caso dos reservatórios convencionais, tendo em vista o nível de informação e a tecnologia existentes. Logo, nada impede que uma fonte não convencional de gás natural passe a ser considerada convencional em razão de mudanças/avanços tecnológicos, bem como de maior quantidade e disseminação de conhecimento sobre ela (Boletim Anual de Preços 2012).

¹⁹ Em 2008 as importações líquidas norte-americanas foram de 122,6 milhões de barris diários (entre janeiro e novembro), montante que se reduziu para 94,8 milhões de barris diários em 2011 e cerca de 83 milhões de barris em 2012.

Como pode ser observado no Gráfico 3, desde meados de 2011, a produção de petróleo nos Estados Unidos é crescente. É válido frisar que nesse mesmo ano os Estados Unidos registraram o maior aumento na produção de óleo no mundo, exceto os países da Opep.

Gráfico 3 – Evolução da produção mensal de óleo cru nos Estados Unidos (2009-2012)



Fonte: EIA/DOE. Elaboração própria.

De fato, a produção de petróleo nos Estados Unidos aumentou cerca de 25% desde 2008, maior parte em decorrência da nova fonte de energia – o tight oil^{20,21}, o que implicou na redução de aproximadamente 1,5 milhão b/d no comércio internacional. O National Petroleum Council, órgão de assessoramento da Casa Branca nos assuntos de energia, projetou que, em 2035, EUA e Canadá mais do que duplicarão a produção de petróleo, para 22,5 milhões b/d, o que seria suficiente para fazer frente à demanda²².

²⁰ Óleo extraído de um tipo de rocha sedimentar (shale), formações de pedra calcária e arenito caracterizadas por sua baixa porosidade e permeabilidade. < <http://www.2b1stconsulting.com/tight-oil/>> e < http://www.carnegieendowment.org/files/unconventional_oil.pdf>.

²¹ YERGIN, D (2012). OPINION America's New Energy Reality. Disponível em 09/06/2012 em http://www.nytimes.com/2012/06/10/opinion/sunday/the-new-politics-of-energy.html?pagewanted=all&_r=1&.

²² THE ATLANTIC (2012). The Myth of Energy Independence: Why We Can't Drill Our Way to Oil Autonomy. 09/02/2012. Disponível em 10/10/2012 em <http://www.theatlantic.com/business/archive/2012/02/the-myth-of-energy-independence-why-we-cant-drill-our-way-to-oil-autonomy/252812/>.

Uma futura independência energética estadunidense estaria sujeita, entretanto, a diversos fatores, como a consolidação da produção não convencional tanto nos Estados Unidos, quanto no Canadá e a garantia de que este último país continue exportando sua produção incremental de óleo para o vizinho ianque²³. Na seção 2, será mostrado que os baixos preços do petróleo obtidos pelo Canadá colocam em questão a conciliação das dimensões física e econômica da estratégia de segurança energética norte-americana. Isto porque, não obstante o aumento na produção, o consumo estadunidense de petróleo de origem canadense triplicou desde 2000.

Figura 2 – Oleodutos dos EUA e Canadá



Fonte: CAPP – Canadian Association of Petroleum Producers.

²³ Países asiáticos, principalmente China e Índia – impulsionados por certa insatisfação canadense com preços do óleo pagos pelos EUA – estão atuando fortemente no sentido de aumento da oferta de petróleo canadense para a Ásia. < PLATTS (2012). India companies make bid for Canada stake. Oilgram News, Vol. 90, Number 190, Tuesday, September 25, 2012.>, < WALL STREET JOURNAL (2012). China's Canadian Energy Play. 26/07/2012. Disponível em 12/11/2012 em <http://online.wsj.com/article/SB10000872396390444025204577547074156244672.html>>, US NEWS (2012). In Canada, China Sees Greater Opportunities to Secure Oil Reserves. 27/07/2012. Disponível em 12/09/2012 em <http://www.usnews.com/news/articles/2012/07/27/in-canada-china-sees-greater-opportunities-to-secure-oil-reserves>.

As decisões a serem tomadas pelos Estados Unidos poderão ter um impacto relevante não apenas para aquele país, mas para a própria lógica de funcionamento dos mercados mundiais de petróleo e gás natural. Tais decisões também partem da percepção de existência de um trade off entre assegurar preços mais baixos internamente e a manutenção da política externa de hegemonia internacional (que tem como um de seus pilares a garantia da segurança energética global).

Este impacto já foi percebido em 2012 nos diferenciais de preços entre o WTI e o Brent. Isto porque, se antes os prognósticos salientavam o caráter provisório do diferencial dos preços dos tipos de óleo, em virtude, sobretudo, das questões logísticas para o escoamento do petróleo na região do Cushing, atualmente as expectativas convergem no sentido de que o WTI não será mais comercializado a preços ligeiramente superiores aos do Brent, tendo em vista a crescente produção de petróleo não convencional nos Estados Unidos e Canadá.

Em março de 2012, por exemplo, ficou evidente que a reversão no fluxo do duto Seaway na direção Cushing-Costa do Golfo não seria suficiente para aliviar o gargalo logístico de escoamento do petróleo. Assim, as diferenças entre as cotações do Brent e do WTI, que vinham caindo nos primeiros meses do ano (chegando a situar-se em torno de US\$10/bbl), voltaram a subir e alcançaram valores ao redor de US\$19.

Por outro lado, a não realização das expectativas de que o aumento da produção de petróleo e gás canadense seria traduzido automaticamente em exportações para o mercado norte-americano poderia resultar, em um segundo momento, na redução destes diferenciais de preços, já que as projeções de manutenção dos diferenciais de preços do WTI em relação ao Brent contam com a oferta adicional de petróleo canadense no mercado norte-americano.

A despeito das considerações anteriores, parece clara a tendência de uma reorganização no comércio internacional do petróleo, cujo cenário envolve, além da redução da dependência externa do maior importador de petróleo (Estados Unidos), algumas outras questões: aumento do fluxo de petróleo do Oriente Médio para a Ásia, redução, ainda que marginal, da participação da Opep nas reservas e sua manutenção na produção global da commodity e maior concentração das empresas que atuam nos segmentos de exploração e produção de petróleo.

A posição da Opep na oferta global de petróleo

Historicamente, a dinâmica dos preços de petróleo tem sido influenciada pelo poder de mercado exercido por países referidos como swing producers²⁴. Graças ao elevado market share, bem como à substancial capacidade ociosa, os swing producers foram capazes de influenciar os preços no mercado internacional, ou, ao menos, de retardar

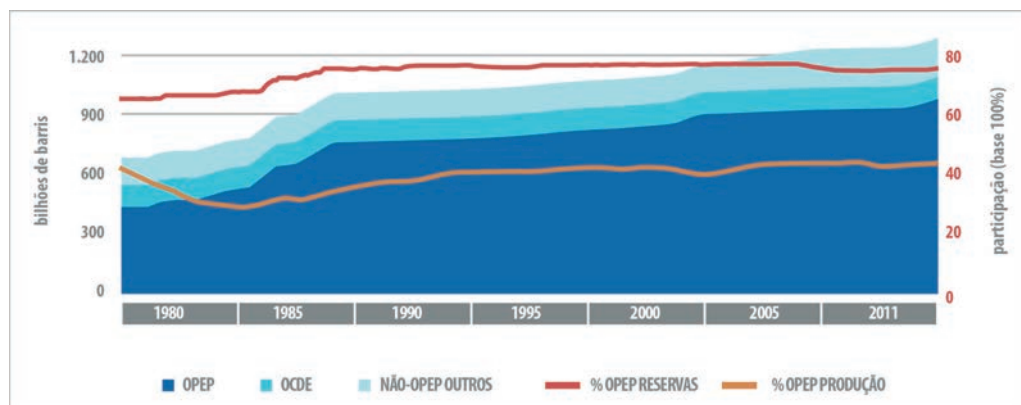
²⁴ Os swing producers são agentes chamados “reguladores de mercado”, geralmente na forma de oligopólios ou monopólios que, por meio de capacidade ociosa, são capazes de ampliar ou reduzir rapidamente a produção e a oferta de determinada mercadoria. Um exemplo clássico de swing producer dentro da OPEP é a Arábia Saudita.

movimentos de redução de preços²⁵. É assim que a Opep tem atuado ao longo dos últimos 40 anos no mercado petrolífero.

Os 12 países-membros da Opep detêm cerca de 80% das reservas mundiais de petróleo e são responsáveis por aproximadamente 40% da produção global da commodity²⁶, como indicado no Gráfico 4. De modo geral, o grupo atua utilizando um sistema de quotas de produção com o fito de, controlando grande parte da oferta global de petróleo, manter os preços desse produto em patamares elevados e gerar majoradas receitas de exportação.

Não obstante tais considerações, em 2012 cresceram os receios de uma possível crise de fornecimento de petróleo, diante da percepção de que a Arábia Saudita – principal integrante da Opep – possui capacidade limitada para garantir o suprimento de petróleo em nível mundial, diante das interrupções na produção em países como Iêmen, Síria, Sudão do Sul e na região do Mar do Norte, além dos já citados efeitos dos embargos às exportações de petróleo do Irã.

Gráfico 4 – Reservas globais de petróleo



Fonte: BP. Statistical Review of World Energy 2012.

Além disso, em face das sucessivas inovações nos processos de prospecção, desenvolvimento e produção, o mundo vem observando um aumento da produção de petróleo de origem não convencional em países como EUA e Canadá, como visto anteriormente e, a identificação de novos e mais profundos reservatórios de petróleo e gás natural em regiões do Brasil, do Golfo do México e da Costa da Guiné.

²⁵ Ernst & Young Terco. (2011) Brasil Sustentável - Perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás. Série Brasil Sustentável. 2011. Disponível em [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/BS_Oil_Gas_Etanol/\\$FILE/Brasil%20Sustent%C3%A1vel%20-%20Perspectivas%20nos%20mercados%20de%20etanol,%20%C3%B3leo%20e%20g%C3%A1s.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/BS_Oil_Gas_Etanol/$FILE/Brasil%20Sustent%C3%A1vel%20-%20Perspectivas%20nos%20mercados%20de%20etanol,%20%C3%B3leo%20e%20g%C3%A1s.pdf) (acesso em 06 de fevereiro de 2013).

²⁶ BP (2012).

Assim, embora a Opep continue respondendo por uma fração elevada da produção mundial²⁷, o cenário que se desenha para o médio e longo prazo é qualitativamente distinto, alterando o panorama geopolítico e fluxo global do comércio de petróleo, reduzindo a dependência energética do Ocidente, sobretudo no que diz respeito ao vetor Oriente Médio - Estados Unidos.

É importante notar, ainda, que a Opep não tem adotado como estratégia a antecipação de investimentos em capacidade produtiva para balancear o mercado, fazendo com que a maior parte das projeções de médio e longo prazos da indústria aponte para uma manutenção da defasagem da expansão da oferta no futuro.

Isto porque alguns países produtores de petróleo integrantes da Opep estão atingindo, ou virão a atingir em pouco tempo, o estágio de peak oil²⁸, e com a redução da capacidade ociosa dos países da Opep, o mercado internacional de petróleo fica mais vulnerável a eventos de restrição de oferta.

Ainda que se considere que a oferta futura de petróleo será mais pulverizada e insuficiente para que se permita a formação de capacidade ociosa tal que viabilize uma atuação da Opep como no passado, é necessário observar que não necessariamente a paulatina redução do fluxo de petróleo do Oriente Médio para o Ocidente e uma eventual queda na oferta marginal global do óleo por parte dos países-membros da Opep traria resultado mitigante sobre a volatilidade dos preços internacionais da commodity para os próximos anos.

De fato, alguns analistas desse segmento vêm enfatizando que as reservas cumprem o principal propósito de garantir o abastecimento de petróleo, e não de reduzir os preços. Ou seja, os preços seriam cada vez mais determinados, pelo menos no curto prazo, nos mercados financeiros, com reflexos sobre os preços spot da commodity, sendo assim muito difícil alterar os preços por meio de ajustes de estoques.

Por fim, é importante notar que estimativas apontam que cerca de 85% das reservas mundiais de petróleo comprovadas estão em poder de empresas estatais de petróleo, as quais muitas vezes atuam como proxies de governo (atendendo a suas demandas macroeconômicas e sociais em detrimento dos interesses das próprias empresas).

Não obstante, com a gradual perda de poder de mercado da Opep (que na última década teve reduzida sua capacidade de influenciar os preços dos mercados), as ações das empresas detentoras de tais reservas são cada vez menos coordenadas.

²⁷ O ministro do petróleo e recursos minerais da Arábia Saudita, Ali Naimi, chegou a informar que o país era capaz de acrescentar cerca de 200 bilhões de barris de óleo às suas reservas depois de um período adicional nas fases de investimento e exploração. Fonte: EIA/DOE. Country Analysis Briefs: Saudi Arabia. Last Update Jan. 2012. Disponível em http://205.254.135.7/EMEU/cabs/Saudi_Arabia/pdf.pdf.

²⁸ Entende-se por peak oil o momento no qual a produção de petróleo em uma dada região atinge seu máximo histórico.

► *Aumento da concentração de mercado das empresas que atuam na área de exploração e produção de petróleo*

Em face dos diversos riscos inerentes ao negócio, a indústria petrolífera caracteriza-se por apresentar economias de escala em todas as etapas da cadeia produtiva. Nesse sentido, as fusões e aquisições são tidas como excelentes estratégias de negócio para esse mercado.

A década de 1980 e, principalmente, a de 1990 foram marcadas por megafusões na indústria do petróleo. Como destacam Pinto Jr. e Iootty (2005)²⁹, a década de 90 presenciou o aumento significativo do processo de fusões e aquisições (F&A) em todo o mundo, com o valor das F&A no mundo crescendo a uma taxa anual de 42% ao longo do período 1980-1999. No mesmo período, este tipo de operação figurou como elemento de destaque nas estratégias adotadas pela indústria petrolífera: como destaca Nakamura (2005)³⁰, das dez maiores operações de F&A realizadas na década de 90, o setor ocupa, com as aquisições da Mobil pela Exxon e da Amoco pela BP, respectivamente, a primeira e terceira posições, e o movimento deu origem a empresas que ficaram conhecidas como super-majors (British Petroleum Amoco, Chevron Texaco, Total Fina Elf e Exxon Mobil).

A razão preponderante dos movimentos acima ilustrados foi a busca, por parte das empresas, de ganhos de escala e ampliação dos horizontes de produção no futuro mais imediato, sem incorrer em custos mais elevados associados aos esforços exploratórios. Este contínuo aumento da produção de petróleo em razão do maior número de regiões produtoras contribuiu decisivamente para a “comoditização” do petróleo³¹.

A década de 2000 testemunhou uma reversão desta tendência especialmente a partir de 2008, quando a crise econômica mundial reduziu drasticamente as atividades de F&A na indústria de petróleo³². O ano de 2012 pode ter representado um ponto de inflexão nesta tendência, já que a indústria petrolífera apresentou crescimento de 38% em seus movimentos de fusões e aquisições (em relação a 2011), atingindo um montante total de US\$ 348 bilhões, o maior valor observado desde o ano 2000³³. Adicionalmente, 2012 testemunhou um importante movimento de concentração na área de exploração e produção de petróleo: a aquisição da TNK-BP pela Rosneft, ambas russas.

²⁹ PINTO JR., Helder Queiroz; IOOTTY, Mariana. (2005) Avaliando os impactos microeconômicos das fusões e aquisições nas indústrias de energia no mundo: uma análise para a década de 90. Rev. Econ. Polit., São Paulo, v. 25, n. 4, Dec. 2005. Disponível em http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-31572005000400008&lng=en&nrm=iso (acesso em 07 de fevereiro de 2013).

³⁰ NAKAMURA, Akio A. (2005) Desempenho de Processos de Fusões e Aquisições – Um estudo sobre a indústria petrolífera mundial a partir da Década de 1990. Dissertação de Mestrado. Instituto de Economia – Universidade Federal do Rio de Janeiro.

³¹ SOUZA, F. R. (2006) Impacto do Preço do Petróleo na Política Energética Mundial. Tese de Doutorado. Programa de Planejamento Energético – Universidade Federal do Rio de Janeiro. 2006.

³² Deloitte (2011). Oil & Gas Mergers and Acquisitions Report Year-end 2010 and 2011 Outlook. Disponível em http://www.deloitte.com/assets/Dcom-UnitedStates/Local%20Assets/Documents/Energy_us_er/us_er_OGMAYearend2010Outlook2011FINAL_032511.pdf (acesso em 06 de fevereiro de 2012).

³³ 24/7 Wall St. (2012) Oil and Gas Industry Leads in 2012 M&A Activity. Disponível em <http://247wallst.com/2012/12/28/oil-and-gas-industry-leads-in-2012-ma-activity/> (acesso em 06 de fevereiro de 2012).

O presidente-executivo da Rosneft, Igor Sechin, informou que o acordo para aquisição da rival petrolífera TNK-BP, em um negócio de 55 bilhões de dólares, renderia entre 3 bilhões e 5 bilhões de dólares em sinergias, principalmente em projetos em novas províncias no norte e do leste da Rússia. A primeira parte do acordo concede a metade da britânica BP na TNK-BP para a Rosneft (em contrapartida, dentre outras coisas, a companhia inglesa passará a deter 12,8% do controle da Rosneft). A operação está em fase de análise pelas autoridades antitrustes russas e europeias.

Apenas com isso, a Rosneft, que já era a maior produtora da Rússia, respondendo por uma produção de petróleo e gás natural da ordem de 2,6 milhões de barris equivalentes de petróleo por dia, assumiu o controle de mais um milhão de barris equivalentes de petróleo diários³⁴. Desse modo, a empresa atinge o patamar de produção de gigantes como a PetroChina e a ExxonMobil. Caso conseguisse o controle de toda a TNK (o que parece ser sua intenção de acordo com a maior parte dos analistas³⁵), a empresa assumiria a posição de maior produtora mundial de hidrocarbonetos dentre as companhias abertas, com uma produção de petróleo e gás que chegaria a 4,6 milhões de barris de petróleo equivalentes (similar, por exemplo, à produção total iraniana).

Este movimento gera impactos não apenas domésticos, mas também internacionais, em especial na Europa, cujas exportações russas suprem cerca de um quarto do total de gás natural consumido no continente. Isto porque o crescimento e fortalecimento da Rosneft não apenas consolida a posição da empresa no mercado doméstico russo, mas pode afetar a posição da Gazprom como principal exportador de hidrocarbonetos russos para o mercado europeu.

Como indica Yenikayeff (2012)³⁶, a Rosneft começa a se colocar como um “campeão nacional” russo para o desenvolvimento de projetos greenfield e, o que parece mais relevante do ponto de vista geopolítico, como o principal representante russo no mercado energético asiático. É importante considerar que a Rússia já é um dos maiores produtores mundiais de petróleo³⁷, respondendo por 12,3% de toda a produção mundial do energético, e com este movimento o governo russo passa a deter controle de parcela significativa da produção mundial de petróleo.

³⁴ HELMAN, Christopher (2012). With TNK-BP Takeover, Rosneft To Be World's Biggest Publicly Traded Oil Giant. *Forbes Magazine*. Disponível em <http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2012/10/18/tnk-bp-rosneft-takeover/> (acesso em 06 de fevereiro de 2012).

³⁵ Ver Helman (2012) e Swint (2012), por exemplo. Swint, Brian (2012). Rosneft Buys BP's TNK-BP Stake for \$26 Billion in Cash, Shares. Disponível em <http://www.businessweek.com/news/2012-10-21/rosneft-bp-said-to-near-28-billion-deal-for-tnk-bp-stake> (acesso em 06 de fevereiro de 2012).

³⁶ Yenikayeff, Shamill. The Impact of Domestic Politics and Geopolitics on Energy Supplies from Russia. Apresentação no Workshop “Economic Challenges for Energy”. Madri, 10 de janeiro de 2013. Disponível em <http://www.eforenergy.org/docactividades/44/3-YENIKAYEFF.pdf> (acesso em 06 de fevereiro de 2013).

³⁷ É o segundo maior produtor de petróleo, atrás apenas da Arábia Saudita, segundo dados da BP (2012).

► *Crise na zona do euro e seus reflexos em 2012*

A crise na zona do euro voltou a gerar reflexos no mercado petrolífero, na medida em que as incertezas acerca da atividade econômica influenciaram a demanda de petróleo, contribuindo para a instabilidade das cotações do óleo em 2012.

Inegavelmente, os desdobramentos sobre as incertezas oriundas da dívida de papéis soberanos de países europeus, principalmente Grécia, Espanha, Portugal e Irlanda, configuraram-se como um importante desafio para a economia mundial e, particularmente, para o mercado de petróleo 2012.

O valor do euro caiu, em meados de 2012, para seu nível mais baixo em relação ao dólar em um ano e meio. Essa forte alta do dólar em relação ao euro acabou por pressionar negativamente os preços do petróleo no mercado internacional, uma vez que a commodity é negociada na moeda norte-americana nos mercados internacionais. Nesse período de queda nos preços do petróleo, a cotação do Brent atingiu, em junho, o patamar de US\$ 90,00/bbl enquanto o WTI bateu os US\$ 80,00/bbl, suas menores cotações em 2012. Além disso, temores de uma possível propagação da crise da dívida soberana europeia a outras nações da zona euro e o aumento do risco de default desses países contribuíram para a forte queda nas cotações do petróleo nesse período de 2012.

No entanto, em que pese um longo caminho a percorrer, sobretudo no que se refere à crise de confiança que ainda permeia a zona do euro, observou-se no último trimestre de 2012 uma mitigação do risco de contágio para outros países da zona euro devido à melhoria na política fiscal de alguns países e à implementação de reformas estruturais em países como Itália, França, Reino Unido e Alemanha.

► *Desempenho econômico de grandes consumidores asiáticos de petróleo*

A economia mundial viveu um ano de desaceleração em 2012, com alguma recuperação na segunda metade do ano em razão, principalmente, da melhoria dos indicadores econômicos norte-americanos e chineses. Para a Ásia como um todo, o crescimento do PIB caiu para seu nível mais baixo desde 2008, embora o ritmo de crescimento econômico da Ásia, com destaque para a China (cujo PIB apresentou crescimento de 7,8%, em 2012), tenha superado com folga a média mundial nos últimos anos.

O desempenho econômico de importantes consumidores asiáticos de petróleo, como China, Índia e Japão, foi abaixo das perspectivas para 2012. Pode-se apontar a crise financeira na zona do euro, que continuou repercutindo negativamente nas exportações asiáticas em 2012, como um dos principais motivos para este desempenho. Importante ressaltar ainda que a redução nas altas taxas de crescimento da China acabou também por afetar a atividade econômica no resto da Ásia, tendo em vista estreitamento dos laços comerciais em toda a região na última década.

Em 2012, países como Japão e Tailândia ainda se recuperavam de desastres naturais, como terremoto e tsunami, sendo que grande parte do incremento da riqueza agregada desses dois países esteve relacionada à atividade de reconstrução. Ainda assim,

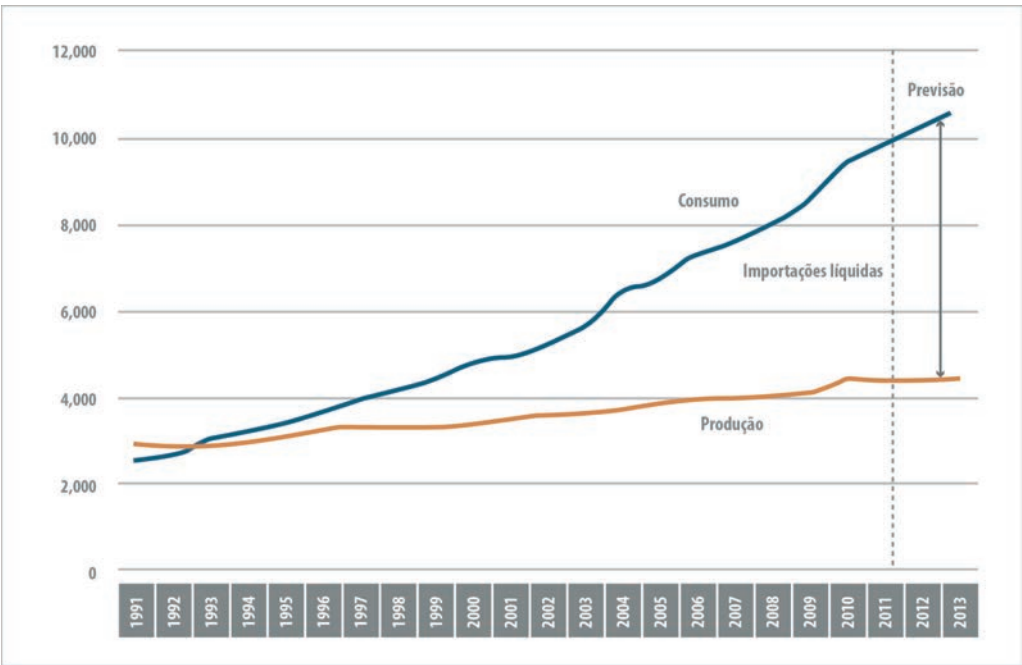
dados preliminares apontam o crescimento do PIB japonês em pouco mais de 2%. Já o PIB tailandês não deve ter passado de 1,5% de crescimento.

No caso do 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 Saudita³⁸, Rússia e Coreia do Sul)³⁹.

A China, segundo maior consumidor mundial de petróleo, continua sendo a grande força desse movimento de ascensão do consumo do energético na região, mesmo com um crescimento do PIB em 2012 abaixo da expectativa de mercado, em 7,8%, frente aos 9,3% registrados em 2011. Mesmo com a recente recessão global verificada em 2012, a China deve manter sua política monetária mais conservadora e uma política fiscal pró-ativa em 2013, as quais vêm sendo implementadas pelo governo chinês desde 2008, quando Pequim anunciou um pacote de estímulo de RMB 4 trilhões de yuans⁴⁰.

O Gráfico 5 ilustra a evolução da produção e do consumo de óleo da China.

Gráfico 5 – Evolução da produção e do consumo de petróleo pela China – 1991 a 2013 (previsão)



Fonte: EIA. <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CH>>

³⁸ Politicamente considera-se a Arábia Saudita como parte do Oriente Médio, embora geograficamente faça parte do continente asiático.

³⁹ EIA/DOE. <<http://www.eia.gov/countries/index.cfm?topL=con>>.

⁴⁰ Agência de notícias Xinhua. <<http://www.xinhuanet.com/english/china/index.htm>>.

A dependência chinesa de petróleo importado continuou crescente em 2012, o que corrobora o status do desempenho econômico e do cenário político desse país como variáveis cada vez mais influentes nas flutuações dos preços internacionais do petróleo. Por este motivo, o país aparece com destaque na maior parte das projeções para o comportamento futuro do mercado de petróleo.

1.1.1 Diferentes cenários do mercado de petróleo para 2013

Como já mencionado, no ano de 2012 o WTI não confirmou as expectativas de alta, e o spread entre os dois principais benchmarks do mercado internacional de petróleo se ampliou ao longo do ano, atingindo um diferencial de 20% entre eles no final do ano. As projeções para 2013 indicam que este ano o petróleo do tipo Brent continuará a ser negociado acima de US\$ 100,00/barril, mas divergem significativamente no que se refere ao WTI, como pode ser observado na Tabela 1.

Tabela 1 - Previsões dos preços do petróleo tipo Brent e WTI em 2013 (em US\$/barril)

	EIA/DOE	Goldman Sachs	Morgan Stanley	Barclays	Bank of America	Commerzbank	Saxo Bank
WTI	88,00	102,50	96,50	115,00	90,00	108,00	N/A
Brent	104,00	110,00	110,00	125,00	110,00	121,00	111,00

Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Platts⁴¹ e EIA/DOE⁴².

Analistas do Goldman Sachs, do Morgan Stanley e Bank of America divulgaram previsões para o petróleo Brent em US\$ 110,00/bbl, embora, como pode ser observado na Tabela 1, tenham apresentado previsões significativamente distintas para o WTI. Já os bancos europeus Barclays e Commerzbank apostam em patamares de preços superiores a US\$ 100,00/bbl para ambos os petróleos de referência, com o Brent chegando a US\$ 125,00/bbl na opinião do banco inglês⁴³.

Como indicado, a EIA projeta para 2013 que o Brent seja negociado em média a US\$ 104,00/bbl e o WTI a US\$ 88,00/bbl, com redução do spread entre os dois ao longo do ano (caindo de US\$ 21,00/bbl no quarto trimestre de 2012 para US\$ 11,00/bbl no final de 2013⁴⁴). Entretanto, para a EIA, a relativa estabilidade de preços verificada no final de 2012 pode refletir uma espera do mercado por maiores informações sobre interrupções

⁴¹ <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/Oil/6966965>.

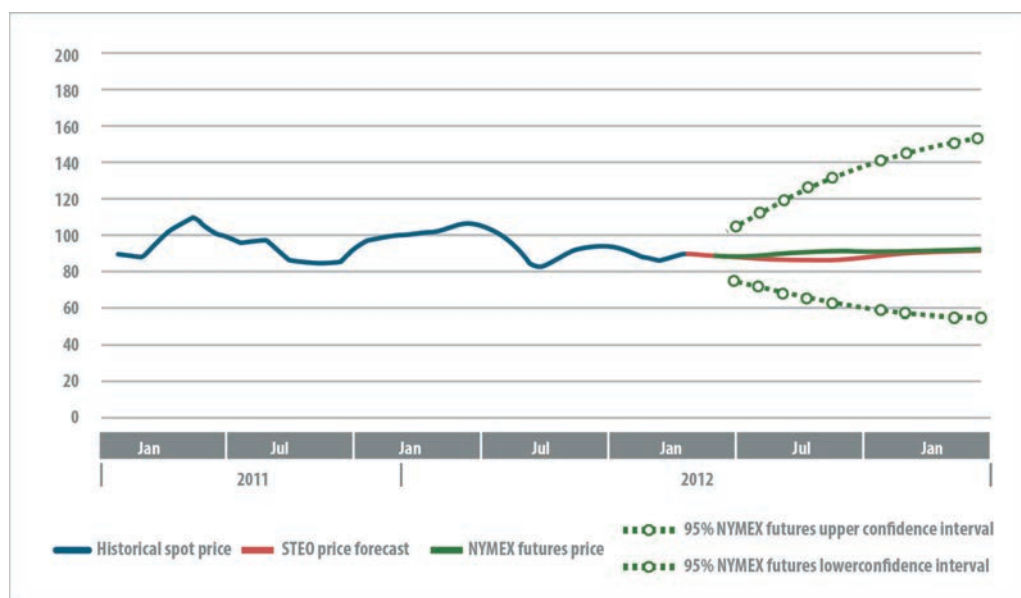
⁴² Idem 3.

⁴³ PLATTS. Analysts see 2013 Brent price around \$110/b, WTI price not clear. Disponível em <http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/Oil/6966965>. Acesso em 07 de janeiro de 2013.

⁴⁴ U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) . Short-Term Energy Outlook EIA, dec. 2012. Disponível em: < <http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/dec12.pdf>>. Acessado em: 2 jan. 2013.

de suprimento e preocupações com relação ao futuro da economia. Os fatores relacionados poderiam deslocar o preço do petróleo do patamar atual, mas ainda permanecem incertos o momento e o sentido em que ocorreria tal deslocamento⁴⁵. Esta incerteza pode ser vista no Gráfico 6, extraído do Short-Term Energy Outlook, publicado em dezembro de 2012, o qual indica o preço médio previsto para o WTI e os intervalos de confiança calculados a partir das opções nos contratos futuros do produto.

Gráfico 6 – Preços do WTI segundo a U.S. Energy Information Administration (em US\$/bbl)



Fonte: U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). Short-Term Energy Outlook. EIA, dec. 2012a.

Os analistas são aparentemente unânimes no destaque dos principais fatores que influenciaram suas previsões para 2013: incertezas em relação ao Oriente Médio e pessimismo no que se refere ao desempenho econômico da Europa e dos Estados Unidos. A discrepância na interpretação destes fatores, entretanto, indica um aumento da incerteza em relação ao cenário de curto prazo para a indústria mundial de petróleo, o que torna cada vez mais inglória a tarefa de prever variáveis como: preço, oferta e demanda do produto.

⁴⁵ U. S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA) . Short-Term Energy Outlook Market Prices and Uncertainty Report. EIA, dec. 2012b. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/uncertainty.pdf>>. Acessado em: 2 jan. 2013.

Por fim, é importante notar que, contrariando o otimismo demonstrado pela Agência Internacional de Energia e pelo governo norte-americano, a Opep destacou, em sua 162ª reunião, que a fragilidade da economia mundial, em especial com a crise na zona do euro, se configura como principal desafio para o mercado global de petróleo. Para o cartel, o ligeiro crescimento projetado para 2013 será mais do que compensado pelo aumento da produção em outros países produtores. Assim, a OPEP espera que sua produção se contraia para 29,7 milhões b/d. Entretanto, foi mantida a atual meta de produção de 30 milhões b/d, dadas as atuais incertezas sobre a demanda⁴⁶.

1.2 Preços do gás natural no mercado internacional

É importante observar que, diferentemente do petróleo, o mercado de gás natural não é (ainda) um mercado global, com preços que possam ser ditos “mundiais”. Ao contrário, a indústria é formada de mercados com características preponderantemente regionais⁴⁷. Esta seção tratará de analisar o comportamento dos preços de gás natural nos principais mercados internacionais.

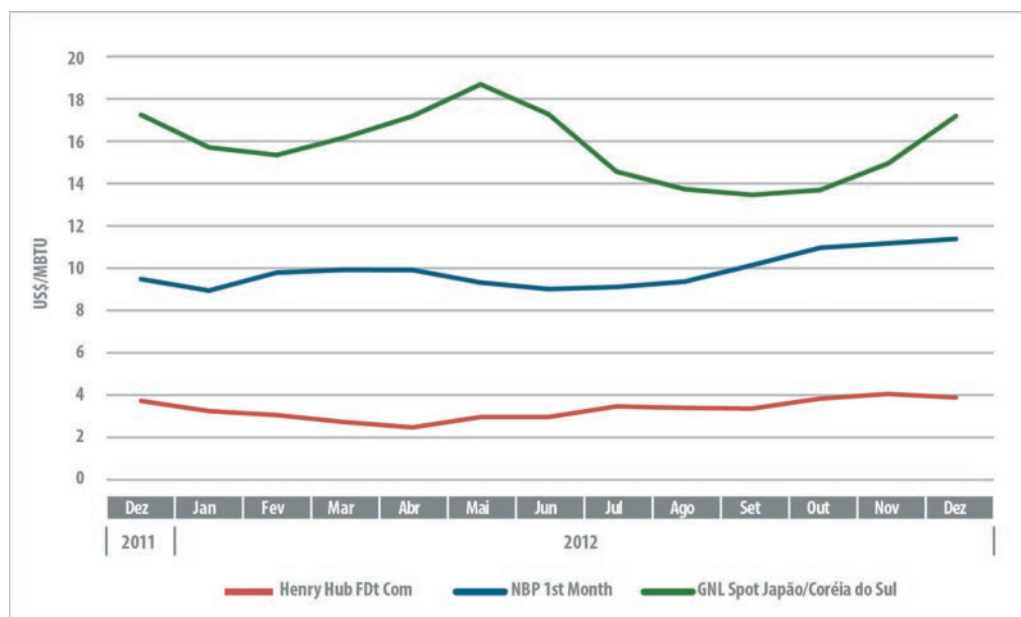
Dito isto, os preços internacionais de gás natural terminaram o ano de 2012 confirmando os diferenciais que já vinham sendo observados no ano anterior: o gás natural no mercado spot norte-americano terminou o ano cotado a US\$ 3,35/MBTU, distanciando-se ainda mais do mercado europeu, que, por sua vez, apresentou trajetória crescente, porém menos acentuada do que aquela verificada para os preços praticados no mercado asiático.

Assim, a tendência de aumento da divergência entre os preços nos principais mercados regionais, analisada na edição passada deste **Boletim**, ao contrário do que muitos analistas afirmavam no início de 2012, não apenas não se reverteu como parece ter se consolidado, pelo menos no curto prazo, o que pode ser visto no Gráfico 7, que apresenta o comportamento dos preços médios mensais do gás natural comercializado nos hubs NBP (National Balancing Point) e Henry Hub e no mercado de GNL (Gás Natural Liquefeito) japonês, para o ano de 2012.

⁴⁶ ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES (OPEC). OPEC 162nd Meeting concludes. Opec, 17 dez. 2012. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2468.htm>. Acessado em: 21 dez. 2012.

⁴⁷ O mercado do gás natural apresenta características técnicas e econômicas bastante peculiares (custos de transação elevados, economias de escala e de rede, baixa densidade energética), que se refletem na organização do comércio internacional do combustível em mercados regionais. Assim, diferentemente da indústria do petróleo, que tem uma dimensão global, é possível verificar, no caso do gás natural, três mercados regionais principais, organizados como centros de comercialização: o norte-americano, o europeu e o asiático.

Gráfico 7 – Comparação dos principais preços do gás natural no mercado internacional – dez/2011 a dez/2012



Fonte: Platts. Elaboração própria.

A partir do Gráfico 7, verifica-se que, no decorrer de 2012, os preços médios mensais no mercado norte americano (Henry Hub) variaram entre US\$ 1,94/MBTU e US\$ 3,52/MBTU, permanecendo em patamar bastante inferior em relação aos mercados asiático e europeu. No entanto, a partir de maio até dezembro de 2012, é possível observar uma trajetória de recuperação dos preços no mercado estadunidense, na medida em que os valores médios passaram de US\$ 2,43/MBTU para US\$ 3,35/MBTU, com valor máximo de US\$ 3,52/MBTU em novembro. De janeiro a dezembro de 2012, o aumento registrado no preço médio mensal foi de 5%. Este comportamento mostrou-se distinto daquele verificado em 2011, quando a trajetória foi de queda, abrindo o ano cotado a US\$ 4,48/MBTU e fechando a US\$ 3,19/MBTU, ou seja, uma redução de 28,8%.

O mercado europeu, tendo por base o *hub* NBP, teve pequena oscilação entre janeiro e junho 2012, apresentando preços médios entre US\$ 8,40/MBTU e US\$ 9,38/MBTU. No segundo semestre do ano, entretanto, é observado um crescimento contínuo dos preços, atingindo US\$ 10,84/MBTU em dezembro, valor 21,3% superior à cotação do mês de janeiro de 2012. As temperaturas mais baixas no final do ano no Reino Unido contribuíram para aumento do consumo do gás natural para aquecimento, inclusive refletindo-se no incremento das exportações oriundas do continente, em especial da Bélgica, exercendo pressão positiva sobre o preço do combustível (Platts, 2012c).

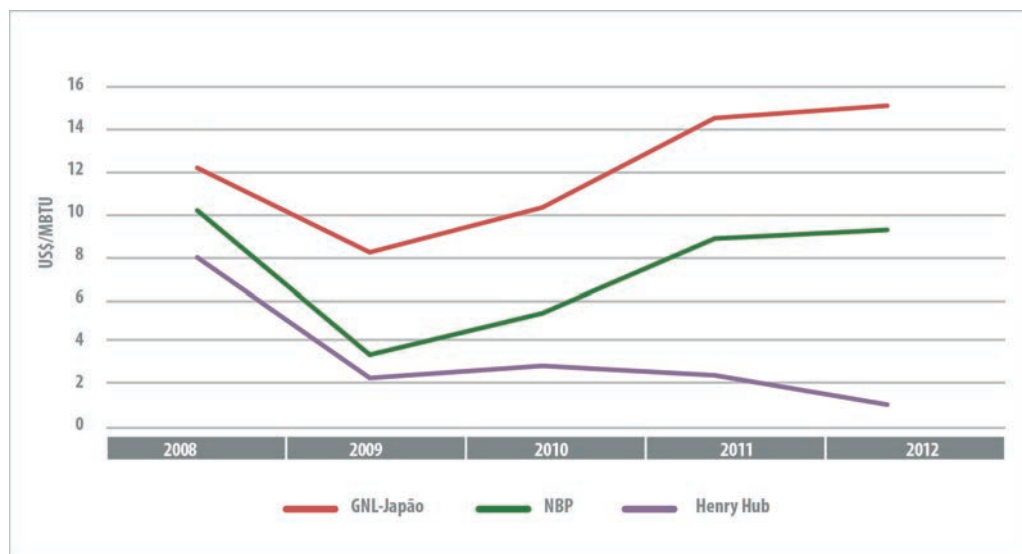
Já no tocante ao preço no mercado asiático, observa-se uma oscilação importante do preço do GNL ao longo do ano de 2012, variando entre o mínimo de US\$ 12,92/MBTU e o máximo de US\$ 18,14/MBTU. Vale notar que o principal demandante deste mercado é o Japão, que aumentou seus volumes de gás importado para a geração de energia elétrica

após o acidente ocorrido na usina nuclear de Fukushima⁴⁸, que resultou na opção temporária de desligamento dos demais reatores nucleares no país⁴⁹. No entanto, o forte consumo de GNL e a elevação dos preços no mercado asiático forçaram o Japão a rever a decisão quanto à suspensão de geração nuclear, de modo que as autoridades japonesas autorizaram, em julho 2012, a reativação do reator nuclear da usina Ohi, localizada próxima à cidade de Kyoto, na costa oeste do país (HO, 2012).

Como consequência, observa-se uma redução dos preços médios de GNL ao longo do segundo semestre, atingindo o valor mais baixo em setembro de 2012, com a cotação de US\$ 12,92/MBTU. Nos três últimos meses do ano ocorre nova elevação dos preços, porém, fechando dezembro cotado a US\$ 16,64/MBTU, mesmo patamar do mês de janeiro. Vale destacar que há grande expectativa para o comportamento dos preços no mercado asiático de GNL em 2013, particularmente após a assinatura, pela Kansai Electric Power (Kepco), de um contrato de longo prazo para aquisição do combustível com preços baseados nos preços spot do Henry Hub⁵⁰.

Além do comportamento dos preços em 2012, cumpre observar, a partir dos dados do Gráfico 8, a evolução das cotações de gás natural nos três principais mercados no período de 2008 a 2012.

Gráfico 8 – Comportamento dos preços do gás natural nos mercados europeu, asiático e norte-americano – 2008 a 2012



Fonte: Elaboração própria a partir de dados Platts e BP (2011).

⁴⁸ O acidente ocorreu no leste do Japão, em março de 2011, como consequência do tsunami que se seguiu a um forte terremoto e provocou ondas de até 10 metros de altura e que atingiu diversas localidades do país.

⁴⁹ Antes do desastre, a energia nuclear representava 21% da geração de energia elétrica no Japão (Platts, 2012d). A decisão de suspensão total da geração nuclear ocorreu em maio de 2012.

⁵⁰ O mencionado contrato, similar a negociações já concluídas por outras companhias (como Tokyo Gas, Osaka Gas e Chubu Electric Power) pode permitir uma redução de até 30% nos preços do GNL importado pela empresa e é visto por alguns analistas como sinal de que os contratos de importação de gás no Japão estão definitivamente alterando seu padrão de precificação.

De acordo com o Gráfico 8, verifica-se que os preços no mercado norte-americano recuaram em 2012, passando de valores médios de US\$ 4,00/MBTU para US\$ 2,79/MBTU, representando um decréscimo de 30%. Já o mercado europeu apresentou elevação de 4% de um ano para outro, atingindo o patamar de US\$ 9,38/MBTU. No mercado asiático, por sua vez, a forte demanda pelo produto no ano de 2012 elevou os preços em 3,4%, para uma média de US\$ 15,12/MBTU.

A análise comparada do comportamento dos preços do gás natural em bases anuais, de acordo com o Gráfico 8, permite identificar, para o ano de 2012, uma tendência de acen-tuação do *spread* entre os preços dos três principais mercados regionais, o que pode ser explicado por dois fatores principais: a manutenção da trajetória de queda do preço do gás natural no mercado norte-americano, como resultado do aumento expressivo da produ-ção de fontes não convencionais de gás natural; e o movimento de aumento, embora mais tênue em comparação aos dois últimos anos, do preço do combustível na Ásia e na Europa.

Conforme ANP (2012), a relação entre os preços do gás natural nos três mercados prin-cipais vem, desde 2008, mostrando sinais de alteração do seu padrão histórico de com-portamento. A ampliação do *spread* entre os diferentes mercados reforça a tese de que a esperada convergência não deve ocorrer tão cedo. Para o ano de 2012, por exemplo, o diferencial de preços entre o Henry Hub (norte americano) e o NBP (europeu) foi de US\$ 6,59/MBTU, enquanto que para o mercado asiático o *spread* foi de US\$ 12,33/MBTU. Tais valores foram superiores àqueles verificados em 2011, quando o preço do gás natural no mercado estadunidense apresentava *spreads* de US\$ 5,02/MBTU e US\$ 10,61/MBTU em relação aos mercados europeu e asiático, respectivamente. Já ao comparar os preços médios de NBP e GNL-Japão, a diferença em 2012 foi de US\$ 5,74/MBTU, um pouco superior ao *spread* de US\$ 5,59/MBTU no ano anterior.

No que concerne ao mercado americano, vale salientar que, sob a ótica da demanda, de acordo com os dados da EIA (Energy Information Administration), houve um cresci-mento do consumo de GN nos EUA em 2012, em relação ao ano anterior, equivalente a 2%, alcançando 1,88 bilhões m³/d. No que tange ao estoque de gás natural, os totais divulgados por aquela Agência indicam uma elevação de 98,3 bilhões m³, no final de 2011, para 99,6 bilhões m³ em dezembro de 2012, representando um aumento de 1,3% nos estoques. Este leve crescimento dos estoques, considerando que o consumo total de gás aumentou em relação ao ano anterior, pode ser explicado pelo forte desenvolvimen-to da produção de gás não convencional ao longo dos últimos anos, em especial o gás de folhelho (*shale gas*)⁵¹ (ANP, 2012).

Neste contexto, é interessante notar que a combinação entre preços baixos e oferta abun-dante de gás natural no mercado norte-americano cria incentivos para que os investi-dores busquem alternativas mais rentáveis, dentre as quais se inclui a possibilidade de exportar o combustível, na forma de gás natural liquefeito, para a Europa, que apresen-ta preços mais atraentes. Esta expectativa, no entanto, esbarra tanto na necessidade de

⁵¹ Uma análise aprofundada acerca do mercado de *shale gas* norte-americano pode ser obtida no Boletim Anual de Preços de 2012 da ANP, disponível no sítio eletrônico da Agência (www.anp.gov.br).

autorização do Departamento de Energia (DOE), haja vista os aspectos de segurança energética⁵² (tema que será discutido mais detalhadamente da Seção 2), quanto no fato de que a redução da oferta interna poderia provocar um aumento dos preços domésticos do insumo energético e, conseqüentemente, afetar a recuperação da economia dos Estados Unidos, como ocorre com a indústria petroquímica daquele país (Wright, 2013).

Com relação ao mercado europeu, vale mencionar que a Rússia, que possui a maior reserva de gás do mundo (somando 44,6 trilhões de m³ e 21,4% do total de reservas mundiais) (BP, 2012), continua a ser o principal exportador para a Europa, o que estabelece uma mútua dependência (Imperiano; Queiroz, 2012). No que tange ao modelo de precificação, o fornecimento permanece fortemente indexado ao petróleo, representando mais da metade das contratações (Bros, 2012).

No entanto, é possível notar um movimento de mudança. Embora a Europa ainda esteja distante de um mercado liberalizado para o gás natural, novos contratos de longo prazo estão sendo negociados com base no mercado spot, representando uma relevante alteração na estrutura de precificação. (STRATFOR, 2012).

Para o mercado asiático, os preços crescentes refletem a demanda cada vez maior pelo gás natural. Além da liderança do Japão nas importações de GNL (BP, 2012), o crescimento da economia chinesa e a correspondente demanda adicional pelo combustível têm impulsionado ainda mais os preços no mercado asiático. No longo prazo, estima-se que a demanda da China por GNL terá forte impacto nas importações do combustível pelo país, podendo alcançar, em 2030, quatro vezes o volume importado pelos chineses em 2011⁵³ (BP, 2012), reforçando a tese de que a competitividade do preço do GNL será determinante na expansão da economia chinesa (PAIK, 2012). Portanto, os mecanismos de precificação, a indexação do preço do gás natural ao do petróleo e as características da demanda local ainda representam grandes desafios para mercado asiático, em especial em um contexto de crescimento acentuado do comércio internacional de GNL.

O spread de preços de gás natural observado em 2012 não deve, pelo menos no curto prazo, ser reduzido. Em primeiro lugar, cumpre notar que as expectativas futuras de convergência giram em torno do uso de GNL como canal para a arbitragem de preços entre os diferentes mercados (tema que será mais bem explorado na Seção 3 deste **Boletim**), e o mercado de GNL encontra-se com pouca ou nenhuma capacidade ociosa disponível no curto prazo e poucos incentivos para a realização de investimentos (especialmente em função do recente aumento de custos observado nesta indústria). Adicionalmente, ainda que houvesse capacidade de liquefação e transporte de gás natural disponível, não parece

⁵² Ressalta-se que o DOE deverá avaliar alguns pedidos de autorização para converter instalações importadoras em exportadoras, considerando-se que já foi concedida licença de exportação para o terminal de importação localizado em Sabine Pass, na Louisiana, o qual estará apto a exportar gás natural a partir de 2016 (Wright, 2013).

⁵³ Atualmente, as importações chinesas de GNL correspondem a 8% das importações totais dos países localizados na região Asia-Pacífico (China, Japão, Coréia do Sul, Índia, Taiwan e Tailândia). O Japão é o maior importador, como volumes representando 52% do total regional (BP, 2012).

haver oferta suficiente no curto prazo para que os preços sejam efetivamente afetados por tais movimentos. Nos próximos anos, os diferenciais de preços observados devem permanecer.

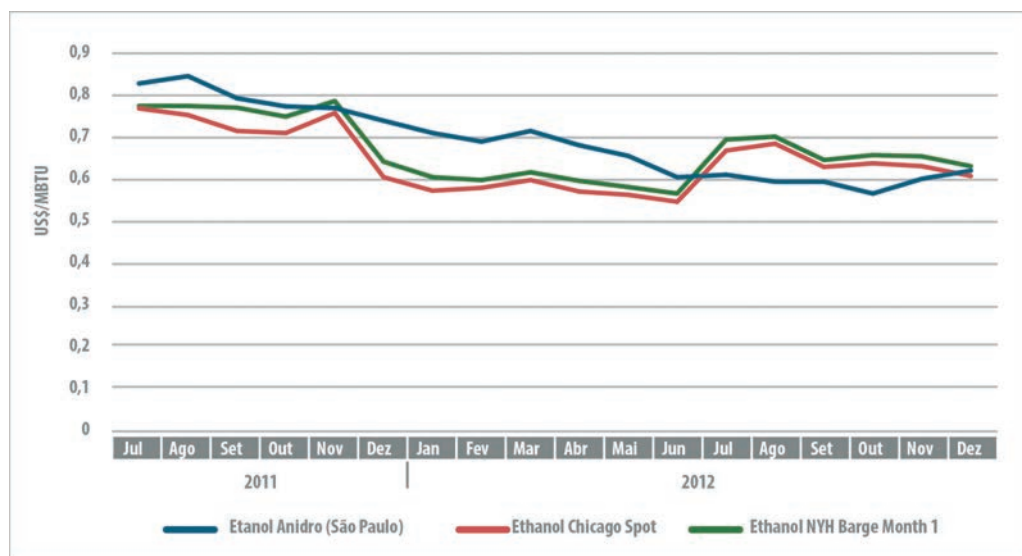
A questão que se coloca, portanto, é até que ponto estes diferenciais são permanentes e se (e quando) os preços nos diferentes mercados regionais de gás natural voltarão a convergir. Esta análise será o tema da terceira seção deste **Boletim**.

1.3 Preços do etanol nos Estados Unidos

Desde agosto de 2011, o preço spot do etanol americano assumiu uma tendência de queda, somente alterada no mês de novembro do mesmo ano. Esse comportamento se manteve no primeiro semestre de 2012, porém menos acentuado, conferindo menor flutuação dos preços no período. Já no segundo semestre do ano, devido às condições climáticas adversas, em especial à forte seca vivenciada no país, a atividade agrícola foi negativamente afetada, impactando a produção de milho e, por conseguinte, o preço do produto. De acordo com dados da EIA (2013), os preços do milho elevaram-se em 35%, entre meados de junho e agosto de 2012.

A relação direta entre a oferta do grão e a produção de etanol nos Estados Unidos repercutiu no aumento do preço do combustível, particularmente no segundo semestre de 2012. Conforme observado no Gráfico 9, em julho do mencionado ano, foi verificado um incremento de 23% no preço do etanol em relação a junho. O pico dos preços médios foi observado em agosto de 2012, quando as cotações atingiram US\$ 0,684/litro e US\$ 0,701/litro, para Chicago e Nova Iorque, respectivamente.

Gráfico 9 – Comportamento dos preços médios de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA, entre julho de 2011 e dezembro de 2012 (US\$/litro)



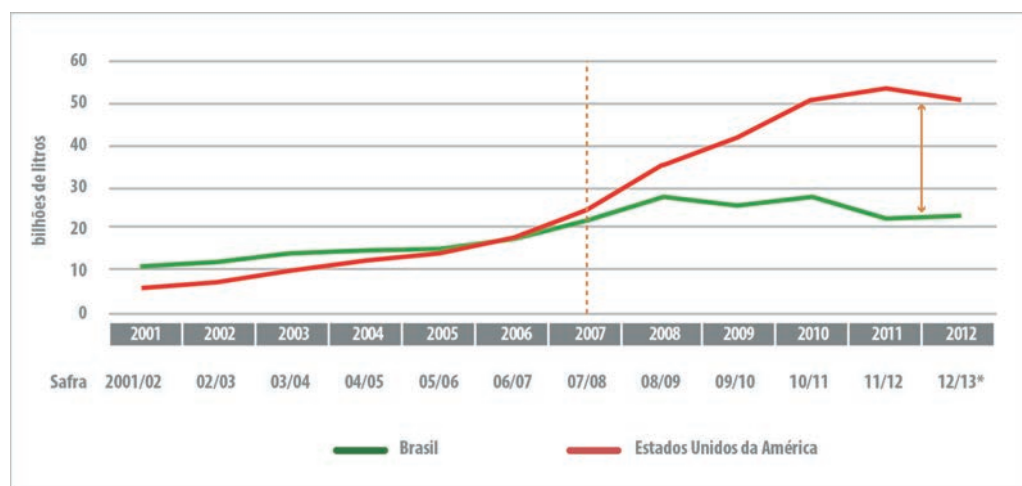
Fonte: Elaboração própria a partir de dados do Platts e do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – Cepea/Esalq/USP.

A comparação dos dados semestrais demonstra que o preço médio no segundo semestre de 2012 foi 12% superior ao primeiro semestre. Tal elevação foi maior do que a verificada entre os dois semestres de 2011, quando o etanol comercializado em Chicago variou 7,6%, ao passo que o negociado em Nova Iorque teve alta de 8,2%.

Em função desta variação dos preços observada ao longo de 2012, esteve presente na pauta econômica e agrícola norte-americana o debate acerca da competição entre os destinos da produção de milho⁵⁴, confrontando os usos alimentícios e energéticos, inclusive com o surgimento de questionamentos sobre as metas obrigatórias de adição de etanol à gasolina.

Neste contexto, a queda na produção e o aumento do preço do milho, aliados à redução da demanda por gasolina, interromperam a trajetória de crescimento da produção de etanol verificada até 2011. Como resultado, houve uma diminuição de cerca de 9% na produção de etanol no segundo semestre de 2012, em relação ao mesmo período do ano anterior (Gráfico 10), o que contribuiu para o aumento da importação do etanol de cana brasileiro (EIA, 2013).

Gráfico 10 – Evolução das produções de etanol combustível nos EUA (2001 a 2012) e no Brasil (safras de 2001/2002 a 2012/2013), em bilhões de litros



Fontes: Ministério da Agricultura, Pecuária, e Abastecimento e U.S. Energy Information Administration – *Elaboração própria.*
Nota: *Valor estimado, segundo MAPA (2013).

⁵⁴ Como a produção de etanol nos EUA é obtida na sua quase totalidade a partir da fermentação do milho, e, por sua vez, 40% da produção norte-americana de milho são utilizados para a produção de etanol, com o restante destinado, sobretudo para ração animal, o cenário de redução de oferta vivenciado em 2012 resultou em forte elevação dos preços do cereal.

No entanto, a despeito da redução da produção de etanol nos EUA no ano de 2012, merece destaque a evolução do ritmo de produção do combustível a partir de 2007, comparativamente à atividade sucroalcooleira no Brasil, a qual será analisada na Parte II, seção 1.1, deste **Boletim**. Como pode ser observado no Gráfico 10, até o ano de 2005, a produção total de etanol americana manteve-se inferior à brasileira, atingindo 14,7 bilhões de litros (frente aos 15,8 bilhões de litros da safra 2005/2006 nacional). No ano de 2007, porém, nota-se a ampliação da produção norte-americana, superando a brasileira e mantendo a trajetória de crescimento acentuado até 2011, passando de 18,5 bilhões de litros em 2006 para 52,7 bilhões em 2011, o que correspondeu a uma variação positiva de 185% no intervalo de cinco anos.

Vale destacar, portanto, que o esforço produtivo dos EUA no período mencionado possibilitou o incremento de 34,2 bilhões de litros na produção anual de etanol daquele país, volume superior, inclusive, ao pico da produção anual brasileira, que foi de 27,7 bilhões de litros na safra 2008/2009.

Da mesma forma, é interessante notar que, mesmo com o fim dos subsídios ao etanol nos EUA em 2011, os preços mantiveram uma trajetória de queda até junho de 2012, garantindo a competitividade aos produtores norte-americanos. De acordo com Ewing (2012), na comparação com o etanol anidro brasileiro, a manutenção da competitividade relativa do combustível produzido nos EUA também é resultado de fatores estruturais associados ao aumento dos custos de produção no Brasil, valendo destacar os gargalos logísticos impactantes às atividades de exportação e a elevação dos custos de mão de obra.

Em paralelo, no que tange ao mercado brasileiro, mesmo com uma queda projetada para a produção nacional total de etanol para a safra de 2012/2013 em relação à safra anterior, o preço do combustível apresenta trajetória decrescente desde julho de 2011, como mostram o Gráfico 9 e Gráfico 10. O levantamento de preço realizado pelo Cepea/Esalq mostra que a cotação em julho de 2012 foi 26,8% inferior à do mesmo período em 2011. Já ao longo do ano, o comportamento dos preços médios do etanol anidro demonstra uma redução de 13% entre janeiro e dezembro, sendo cotado a US\$ 0,7096/litro e US\$ 0,6176/litro, respectivamente.

Assim, considerando a elevação dos custos de produção do Brasil e a consequente perda de competitividade em relação ao etanol de milho⁵⁵, é interessante notar que este resultado positivo das exportações brasileiras só pôde ser viabilizado por questões regulatórias ambientais americanas. De acordo com o disposto no Energy Independence and Security Act de 2007, a EPA (sigla em inglês para Environment Protection Agency) define para cada ano uma meta de volume de conventional biofuels (no qual

⁵⁵ Conforme mencionado por Ewing (2012), há registro de importação de etanol proveniente do Brasil para o mercado norte-americano ao custo de US\$ 0,79/litro, valor 12,6% maior que o etanol de milho americano, cotado a 0,69/litro.

se inclui o etanol de milho) e advanced biofuels⁵⁶ a ser adicionado à gasolina pelas refinarias e empresas de combustíveis (Crooks, 2012), obrigando tais empresas a utilizarem uma quantidade anual mínima de combustível renovável.

Neste contexto, considerando o enquadramento pela EPA do etanol de cana-de-açúcar como advanced biofuels, bem como tendo em vista a obrigação, para o ano de 2012, de adição de 7,57 bilhões de litros deste tipo de combustível à gasolina (o que equivale a 11% do total de biocombustíveis e a 1,1% das vendas de combustíveis nos EUA), foi impulsionada a procura pelo etanol proveniente do Brasil (Crooks, 2012), já que é o único país produtor capaz de fazer frente à demanda americana⁵⁷.

À luz das perspectivas relacionadas à produção de biocombustíveis no mundo, a segunda seção deste Boletim apresentará uma abordagem aprofundada acerca da política energética dos EUA, referindo-se ao protagonismo recente do país não só no tocante à evolução da produção de etanol, mas também, e, sobretudo, à de petróleo e gás natural.

⁵⁶ "(i) IN GENERAL.—The term 'advanced biofuel' means renewable fuel, other than ethanol derived from corn starch, that has lifecycle greenhouse gas emissions, as determined by the Administrator, after notice and opportunity for comment, that are at least 50 percent less than baseline lifecycle greenhouse gas emissions. "(ii) INCLUSIONS.—The types of fuels eligible for consideration as 'advanced biofuel' may include any of the following: "(I) Ethanol derived from cellulose, hemicellulose, or lignin. "(II) Ethanol derived from sugar or starch (other than corn starch). "(III) Ethanol derived from waste material, including crop residue, other vegetative waste material, animal waste, and food waste and yard waste. "(IV) Biomass-based diesel. "(V) Biogas (including landfill gas and sewage waste treatment gas) produced through the conversion of organic matter from renewable biomass. "(VI) Butanol or other alcohols produced through the conversion of organic matter from renewable biomass. "(VII) Other fuel derived from cellulosic biomass" (US, 2007). Em 2010, a EPA reconheceu o etanol brasileiro como "advanced biofuel" devido a sua redução de 61% de emissões de GHG (Greenhouse Gas) em relação à gasolina (UN, 2011).

⁵⁷ EWING (2012).

2 | A ESTRATÉGIA DE SEGURANÇA ENERGÉTICA NORTE-AMERICANA E A DIFÍCIL CONCILIAÇÃO DAS DIMENSÕES FÍSICA E ECONÔMICA

Eduardo Roberto Zana

As seções anteriores revelam que o aumento de produção de petróleo, gás natural e etanol nos EUA representou uma mudança de orientação do quadro energético mundial. Isto colocou o país no centro dos acontecimentos que serão decisivos para a evolução das indústrias de energia na próxima década, inclusive em relação à sua própria estratégia de segurança energética e aos possíveis desdobramentos sobre a dos demais países, num contexto de incerteza do comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional.

A questão da segurança energética constitui tema de fundamental importância desde a Primeira Guerra Mundial, tendo em vista o papel deste insumo no funcionamento da máquina de guerra e, atualmente, no mundo moderno, como elemento fundamental para a oferta de mercadorias e serviços (e, por conseguinte, para a sustentação do padrão de vida da sociedade moderna) e para a própria preservação da soberania dos Estados Nacionais (BICALHO e QUEIROZ, 2012)⁵⁸.

No caso norte-americano, a questão de segurança energética, até o início dos anos 70, não se colocava como problema central, tendo em vista que o país contava com fornecimento externo de petróleo barato. Desde o final dos anos 40 os Estados Unidos são importadores líquido de petróleo e, em 1972, o então secretário de Comércio Peter P. Peterson já havia alertado: “A era da energia barata está quase morta. Popeye está ficando sem espinafre (KOHL, 2012)”. De fato, o período encerrou-se com o choque do petróleo em 1973, com o embargo dos países árabes ao país - em função do auxílio dos Estados Unidos a Israel durante a guerra de Yom Kippur - que gerou, dentre outros efeitos, um racionamento de combustíveis à época (TIMES, 1974).

Canalizando os anseios do público, o então presidente Richard Nixon cunhou nos anos 70 o mote da “independência energética”, atribuindo assim um novo sentido à política energética norte-americana⁵⁹, que passou a orientar todos os ocupantes do cargo desde então, independentemente da filiação partidária, nem que apenas retórica. Porém, quando se trata de discutir estratégia de segurança energética, não se deve confundir essa com a busca de autossuficiência, apesar de nas discussões políticas os dois conceitos frequentemente soarem como sinônimos.

⁵⁸ Como esclarecem Bicalho e Queiroz (2012, p.7), “Interrupções físicas no fornecimento não só implicam em custos econômicos e sociais, que podem representar uma ameaça à sustentabilidade do modelo econômico do país, mas em impedimentos que podem significar uma ameaça à própria segurança do país; ou seja, à sua existência, à sua autonomia, à sua independência; à sua própria existência como nação autônoma, independente e soberana. Neste caso, a segurança energética se confunde com a própria segurança nacional”.

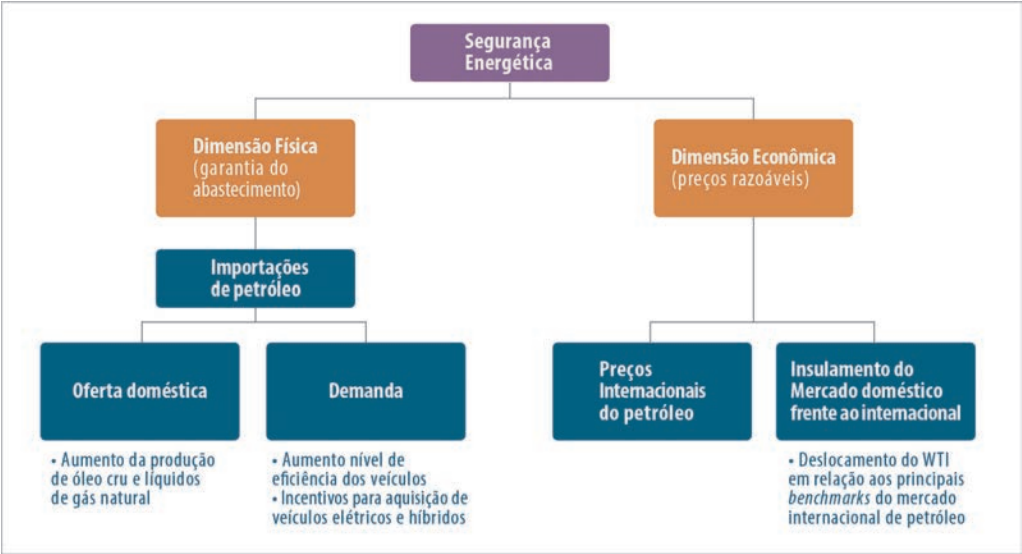
⁵⁹ Não obstante, na prática, a própria hegemonia norte-americana basear-se na garantia do fornecimento de petróleo para todo o mundo, e não apenas para atendimento das necessidades domésticas dos Estados Unidos (BICALHO, 2006).

Provavelmente uma das primeiras concepções de estratégia de segurança energética foi elaborada por Winston Churchill (1874-1965)⁶⁰, com a defesa da diversificação dos países fornecedores, e não na busca de autossuficiência⁶¹.

Na literatura, uma das definições mais bem aceitas é a proposta por Daniel Yergin (2006), que descreve como objetivo da segurança energética “assegurar de forma adequada e confiável suprimentos de energia a preços razoáveis e de maneira a não prejudicar os maiores valores e objetivos nacionais”.

Assim, conforme Bicallho (2012, p.6), a segurança energética envolve duas dimensões: uma econômica e outra física. Segurança energética, em termos econômicos, “significa ter acesso – em quantidade suficiente e a um preço razoável – à energia de que se necessita (Figura 3). Não ter esse acesso implica uma maior exposição do país ou região aos impactos econômicos negativos causados pelo aumento significativo dos preços da energia ou da sua volatilidade”. Já a segurança energética, em termos físicos, “está associada à interrupção física – temporária ou permanente; parcial ou total - do fornecimento de energia”.

Figura 3 – As duas dimensões da segurança energética



Fonte: Elaboração própria.

⁶⁰ Primeiro-ministro britânico durante a Segunda Guerra Mundial e, posteriormente, no período de 1951-55.

⁶¹ Muito pelo contrário. Ocupando o posto de Primeiro Lorde do Almirantado às vésperas da Primeira Guerra Mundial, o mesmo tomou a importante decisão de converter navios da Marinha inglesa, então movidos a carvão, para que fizessem uso de petróleo, tendo em vista a maior velocidade obtida por estes últimos. Quando indagado à época se não seria arriscado depender do petróleo proveniente do exterior ao mesmo tempo em que se dispunha de carvão em abundância em território nacional, Churchill declarou “*Safety and certainty in oil lie in variety and variety alone*” (ERNANI, 2004).

Ao longo deste trabalho, análises dessas duas dimensões da segurança energética se farão presentes, mostrando que nem sempre as mesmas são facilmente conciliáveis.

Na última eleição presidencial nos Estados Unidos, o presidente Barack Obama e o candidato republicano Mitt Romney travaram fortes embates relacionados à estratégia de segurança energética perseguida pelo país, num momento considerado de fundamental importância devido ao aumento da produção de petróleo e gás não convencionais, fazendo com que o sonho da “independência energética” parecesse uma realidade mais próxima do que no passado. O tema ressurgiu também num momento em que o país luta para retomar o crescimento econômico e a geração de novos empregos, com a perspectiva de energia mais abundante e barata, fazendo ressurgir a possibilidade de fortalecimento da indústria norte-americana.

Contudo, as opções feitas em termos de política energética possuem enormes implicações também para a segurança energética, e a rota para atingir este objetivo está longe de ser evidente, muito menos automática.

A geografia determina a alocação inicial de petróleo no mundo, o que não necessariamente corresponde à realidade dos fluxos comerciais entre produtores e consumidores. Dito de outro modo, a alocação do petróleo depende da geografia somente na medida em que esta se converta, em termos econômicos, em um menor custo de transporte, favorecendo o suprimento de petróleo para regiões adjacentes. E as estratégias de segurança energética dos principais players do mercado, combinadas com os incentivos econômicos e geopolíticos ora postos, passam a ter papel de destaque na determinação dos fluxos de petróleo no mercado internacional. Os diferentes lances desse complexo jogo, assim, podem ter importantes implicações sobre o funcionamento do mercado mundial de petróleo.

Na presente seção será examinada a estratégia de segurança energética norte-americana. Assim, a próxima subseção trará um breve exame sobre a política energética norte-americana, mostrando as opções realizadas no passado que delinearam a trajetória norte-americana até o contexto atual, com destaque para o último debate presidencial de 2012 entre o presidente Barack Obama e o candidato republicano Mitt Romney.

Em seguida, a subseção 2.3 apresenta a estrutura de oferta e demanda de petróleo nos Estados Unidos e sua evolução recente, mostrando os desafios a serem superados no sentido de reduzir, substancialmente, a sua dependência externa de petróleo. Por fim, serão analisadas as inter-relações entre as opções dos EUA e do Canadá em termos de estratégias de segurança energética.

2.1 A política energética norte-americana: uma retrospectiva histórica

Em 1975, na presidência de Gerald Ford (1974-1976)⁶², o Congresso norte-americano, sob o impacto do primeiro choque do petróleo, aprovou o Energy Policy and Conservation Act, que estabelecia a formação de estoques estratégicos de petróleo e derivados e a imposição de níveis de eficiência mínimos para os veículos a combustão, com vistas a diminuir a dependência de petróleo importado, tanto no curto quanto no longo prazo. O presidente Ford também iniciou esforços para fomentar a cooperação energética entre os países consumidores, dando origem à Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês).

Na presidência do democrata Jimmy Carter (1977-1980), a ambição para alcançar a proclamação de independência energética talvez tenha chegado ao ápice, com a promessa de que os EUA jamais voltariam a consumir petróleo de origem externa em quantidade superior à de 1977, e toda a demanda adicional de energia seria suprida através de fontes domésticas ou do aumento da eficiência energética (CARTER, 1979)⁶³. Este objetivo seria atingido através da adoção de quotas de importação de petróleo, melhoria do transporte público, corte do uso de petróleo em favor do carvão para a produção de energia elétrica, além da criação do primeiro banco de energia solar, dentre outras medidas. Embora os objetivos propostos não tenham sido alcançados (MILLER, 1995)⁶⁴, a proposta deixou importante legado para a estruturação das políticas de energia nos EUA⁶⁵.

Na administração seguinte, do republicano Ronald Reagan (1981-1988), a política energética passou a conferir maior papel ao mercado na alocação de energia, o que fez com que várias das medidas postas em prática pelo governo anterior fossem revistas, com o fim das metas de produção de energia e de eficiência energética⁶⁶.

⁶² Em discurso em 1975, o presidente Gerald Ford declarou que *“This time has come to end the long debate over National Energy Policy in the United States and put ourselves solidly on the road to energy independence. We cannot afford continued delays. We cannot afford prolonged vulnerability to foreign producers. We must act. It is in that spirit that I have decided to sign the energy bill just passed by the Congress”* (FORD, 1975).

⁶³ *“Beginning this moment, this nation will never use more foreign oil than we did in 1977 -- never. From now on, every new addition to our demand for energy will be met from our own production and our own conservation”* (CARTER, 1979).

⁶⁴ Também foi na administração de Carter que o Departamento de Energia (DOE, na sigla em inglês) foi criado (TOMAIN, 1990).

⁶⁵ Vale lembrar que o Departamento de Energia foi criado na administração Carter, e quase foi extinta posteriormente pelo presidente Ronald Reagan.

⁶⁶ A lógica de tal estratégia estava assentada na crença de que o próprio mercado, desprendido das amarras governamentais, seria capaz de atender às necessidades energéticas norte-americanas. James Edward, que ocupou a Secretaria de Energia à época, reconheceu que a abordagem de Reagan para a energia resumia-se a “produzir, produzir, produzir” (MURRAY, 1990, p. 14).

Contudo, o próprio ex-presidente reconheceu à época que isso não significava que o governo federal estivesse se ausentando do envolvimento das questões energéticas⁶⁷. O governo norte-americano manteve a prerrogativa de incentivar as pesquisas de longo prazo na área, bem como continuaria a ter papel fundamental em evitar rompimentos do fluxo de fornecimento de energia, como através do rápido aumento dos estoques estratégicos de petróleo e do aumento da presença militar no Oriente Médio (MILLER, 1995)⁶⁸.

No plano internacional, o governo Reagan utilizou seu poder de liderança dentro da Agência Internacional de Energia (IEA) e conseguiu um acordo estabelecendo o International Energy Program de 1975, visando à cooperação mútua entre os principais países consumidores⁶⁹.

O governo de George Bush (1989-1992), de modo geral, deu continuidade às políticas de seu antecessor na questão energética (JORDAN, 2005) - com exceção da aprovação, num movimento suprapartidário, do Energy Policy Act de 1992, prevendo medidas na área de eficiência energética e de fontes alternativas.

Na gestão democrata do presidente Bill Clinton (1993-2000), foi proposta a criação de um imposto sobre a produção de energia, o “BTU tax⁷⁰”, com o objetivo de aumentar a arrecadação tributária com vistas à redução do déficit público ao mesmo tempo em que se inibia o consumo de combustíveis fósseis (ERLANDSON, 1994). A proposta foi rejeitada pelo Senado, mas com a sanção do Omnibus Budget Reconciliation Act de 1993, aumentou-se o imposto federal sobre a gasolina em 4,3 cents de dólar por galão. (U.S. GOVERNMENT INFO, 2011).

No governo de George W. Bush, os preços do petróleo atingiram seus maiores níveis desde 1982 e, sob o trauma do racionamento de energia na Califórnia, foi criada no início do mandato uma força tarefa para formulação de uma nova política energética (JORDAN, 2005). O diagnóstico foi que a projeção de consumo de petróleo superaria 25 milhões de barris/dia em 2020, sendo necessário adotar urgentemente medidas para incentivar o aumento da produção doméstica e das fontes alternativas de energia, visando à redução das necessidades de importação de petróleo.

⁶⁷ “This does not mean that the Federal government is withdrawing from all involvement in energy. It cannot and should not. The Government itself is directly responsible for lands which contain a major share of our resource wealth” REAGAN (1981).

⁶⁸ David Stockman, diretor do Escritório de Gestão e Orçamento no período, sintetizou a filosofia da política energética do governo Reagan na expressão “*strategic reserves and strategic forces*”. (MILLER, 1995).

⁶⁹ Neste mesmo período, as medidas de liberalização dos fluxos de capital permitiram estabelecer o preço do petróleo WTI, produzido nos EUA e negociado na NYMEX como um dos principais preços de referência do mercado internacional de petróleo (JORDAN, 2005).

⁷⁰ Esse imposto seria cobrado em função da quantidade de energia contida em cada insumo energético, medido em BTUs.

Em 2005, a aprovação do Energy Policy Act conferiu vários incentivos aos setores de energia, mas os grandes beneficiados foram as indústrias de petróleo, gás natural e energia nuclear (JORDAN, 2005)⁷¹.

O presidente Bush afirmou, em discurso realizado em 2006, que “manter a América competitiva exige energia a preços razoáveis”. Porém, o país era “viciado em petróleo”, sendo boa parte dele importado de regiões politicamente instáveis. A melhor maneira para tratar desse vício seria através do progresso tecnológico, com o desenvolvimento de veículos elétricos e híbridos (BUSH, 2006)⁷². Assim, sob sua administração, foram elevados os incentivos na área de pesquisa.

Dentre os incentivos adotados no governo Bush, merecem destaque aqueles conferidos aos biocombustíveis, sobretudo para o etanol⁷³. Assim, de 2005 a 2012, a produção de etanol foi de 254 para 908 milhões de b/d (EIA, 2012), tornando os EUA o maior produtor mundial de etanol, seguido pelo Brasil⁷⁴.

► A política energética na gestão Obama

A discussão em torno da política energética, como não podia ser diferente, constituiu-se também num dos temas centrais da campanha presidencial de 2008, vencida por Barack Obama contra o republicano John McCain.

Na visão de Obama, se os Estados Unidos investissem numa política energética séria, isso permitiria economizar recursos “que atualmente estamos tomando emprestado da China para enviar para a Arábia Saudita”, em referência ao déficit em transações correntes a ser financiado em grande parte pela compra de títulos públicos norte-americanos pelos chineses (NYT, 2008)⁷⁵. Além disso, Obama estabeleceu uma relação de causa e efeito entre independência energética e criação de empregos, quando afirmou que a

⁷¹ Por exemplo, as petrolíferas ganharam incentivos para a exploração *offshore* no Golfo do México e Alasca, com desconto do pagamento de royalties em função da produção auferida e da profundidade da lamina d'água.

⁷² “*Keeping America competitive requires affordable energy. And here we have a serious problem: America is addicted to oil, which is often imported from unstable parts of the world. The best way to break this addiction is through technology. Since 2001, we have spent nearly \$10 billion to develop cleaner, cheaper and more reliable alternative energy sources. And we are on the threshold of incredible advances. So tonight, I announce the Advanced Energy Initiative -- a 22 percent increase in clean-energy research at the Department of Energy to push for breakthroughs in two vital areas. To change how we power our homes and offices, we will invest more in zero-emission coal-fired plants; revolutionary solar and wind technologies; and clean, safe nuclear energy. We must also change how we power our automobiles. We will increase our research in better batteries for hybrid and electric cars and in pollution-free cars that run on hydrogen*” (BUSH, 2006).

⁷³ A intenção governamental era tornar a produção de etanol mais competitiva até 2012, com avanços que permitissem a utilização não somente de milho como matéria-prima, mas também qualquer tipo de celulose (etanol de segunda geração).

⁷⁴ Atualmente, 95% da gasolina comercializada nos Estados Unidos possui cerca de 10% de etanol anidro na sua composição (DOE, 2012a), contribuindo assim para reduzir a dependência de petróleo importado.

⁷⁵ “*If we invest in a serious energy policy, that will save in the amount of money we're borrowing from China to send to Saudi Arabia*”. (NYT, 2012a).

produção de veículos mais eficientes, geradores eólicos e painéis solares seriam capazes de gerar cerca de 5 milhões de empregos nos setores que serão os motores da economia americana ao longo deste século (NYT, 2008).

Ou seja, Obama apontava que os investimentos nos setores de energia limpa poderiam servir como saída para a recessão econômica deflagrada com a quebra do Lehman Brothers em 2008 (OBAMA, 2009)⁷⁶. O anseio do presidente democrata era atingir a meta de um milhão de veículos elétricos comercializados até 2015, o que eliminaria a necessidade de importações de petróleo em 10 anos.

O candidato republicano John McCain defendeu à época a abertura de novas áreas para exploração offshore de petróleo, além da utilização em maior escala de energia nuclear para a redução das emissões dos gases geradores do efeito estufa. Além disso, explicitou sua visão contrária à concessão de subsídios para as fontes alternativas de energia, inclusive o etanol, dizendo que “quando o governo interfere e distorce o mercado, então surgem consequências não previstas, assim como as previstas (WSJ, 2008)⁷⁷”. O senador McCain defendia ainda a suspensão da cobrança do imposto federal sobre a gasolina, opondo-se diretamente à posição de Obama de que tal medida apenas incentivaria o consumo de mais combustível, levando ao aumento das importações de petróleo (WSJ, 2008).

A ênfase republicana de política pelo lado da oferta se tornou mais emblemática quando a candidata republicana à vice-presidência, Sarah Palin - em debate travado com o democrata Joe Biden - evocou o mote do partido cunhado à época “*Drill, Baby, Drill*”, em referência à necessidade de perfurações para aumento da produção de petróleo e gás natural. Segundo a candidata, essa trilha levaria os Estados Unidos em direção à independência energética (WASHINGTON UNIVERSITY, 2008) sem incorrer em aumentos de impostos e/ou incrementos na eficiência energética dos veículos para reduzir o consumo de petróleo (LUFT, 2012).

No primeiro mandato da gestão Obama, várias das medidas anunciadas para a área de energia foram adotadas através do American Recovery and Reinvestment Act, de 2009 – pacote de gastos governamentais estabelecido como política fiscal anticíclica que concedia cerca de US\$ 70 bilhões para programas envolvendo energias limpas e transporte. Além disso, pela primeira vez desde 1985, os níveis de eficiência mínimos dos veículos de passeio foram elevados, e foi introduzido programa que incentiva a substituição da frota atual dos órgãos federais por veículos mais eficientes, medidas que serão objeto de análise mais apurada na subseção 2.3.

⁷⁶ “We can remain the world's leading importer of oil, or we can become the world's leading exporter of clean energy. We can allow climate change to wreak unnatural havoc, or we can create jobs utilizing low-carbon technologies to prevent its worst effects. We can cede the race for the 21st century, or we can embrace the reality that our competitors already have: The nation that leads the world in creating a new clean energy economy will be the nation that leads the 21st century global economy”. (OBAMA, 2009).

⁷⁷ “When government jumps in and distorts the market, then there's unintended consequences as well as intended” (WSJ, 2008).”

Na corrida à Casa Branca em 2012, o presidente e candidato Barack Obama concordou com o oponente republicano, Mitt Romney, quanto à necessidade de aumentar a produção de energia nos Estados Unidos. Porém, Obama manteve o posicionamento de que o país deve “olhar para as fontes de energia do futuro, tais como a eólica, a solar e os biocombustíveis, e fazer esses investimentos”⁷⁸.

Já Romney destacou que a produção de petróleo e gás natural aumentou substancialmente nos últimos anos, porém não em decorrência das políticas de Obama, mas sim a despeito delas. O candidato destacou que a administração Obama cortou o número de permissões e licenças de exploração em terras federais pela metade⁷⁹. Além disso, Romney diversas vezes na campanha prometera liberar áreas para a exploração offshore (particularmente no Alasca).

Em relação ao tema, segundo a EIA/DOE boa parte das áreas com potencial para exploração de petróleo e gás não convencionais estão situadas fora das terras federais. Ou seja, se, por um lado, é verdade que o aumento da produção de petróleo se deve muito pouco às ações do presidente Obama, por outro, não seria a abertura para exploração das terras federais que tornaria a produção de óleo e gás natural substancialmente maior que a atual. No tocante à exploração offshore, após o acidente no Golfo do México envolvendo a petrolífera BP, em 2010, a administração Obama decidiu suspender novas autorizações para perfuração em águas profundas e paralisar as em andamento no Golfo do México por seis meses até que fossem revistas as normas de segurança em vigor. Além disso, em plano revisado apresentado em janeiro de 2013, propõe que nos próximos 5 anos somente áreas situadas no Golfo do México e no Alasca sejam leiloadas para exploração (DI, 2010)⁸⁰.

Assim, enquanto no lado democrata, apesar do reconhecimento da importância do aumento da produção de petróleo e gás natural, a ênfase no último debate eleitoral recaiu sobre a necessidade de se investir em novas fontes de energia e na eficiência energética, fazendo-se assim melhor uso do petróleo consumido; no lado republicano deu-se proeminência à utilização de todos os recursos atualmente disponíveis para alcançar a propalada “independência energética”, inclusive quanto ao carvão.

⁷⁸ “On energy, Governor Romney and I, we both agree that we’ve got to boost American energy production. And oil and natural gas production are higher than they’ve been in years. But I also believe that we’ve got to look at the energy source of the future, like wind and solar and biofuels, and make those investments” (THE WASHINGTON POST, 2012).

⁷⁹ “Energy is critical, and the president pointed out correctly that production of oil and gas in the U.S. is up. But not due to his policies. In spite of his policies. Mr. President, all of the increase in natural gas and oil has happened on private land, not on government land. On government land, your administration has cut the number of permits and license in half. If I’m president, I’ll double them. And also get the — the oil from offshore and Alaska. And I’ll bring that pipeline in from Canada. And by the way, I like coal. I’m going to make sure we continue to burn clean coal. People in the coal industry feel like it’s getting crushed by your policies. I want to get America and North America energy independent, so we can create those jobs”. (THE WASHINGTON POST, 2012).

⁸⁰ Para mais detalhes sobre o plano quinquenal, consultar a página do sítio do Bureau of Ocean Energy Management (BOEM). Disponível em <http://www.boem.gov/5-year/2012-2017/>. Acesso em 27/01/2013.

Outro ponto de discordância entre os candidatos, cuja análise mais detalhada será realizada na subseção 2.3, diz respeito à aprovação da construção do oleoduto Keystone XL, que estenderia o atual oleoduto para a costa do Golfo – passando pelas reservas naturais de Nebraska –, o que possibilitaria um aumento das importações de petróleo provenientes do Canadá. Na visão de Romney, que declarou que aprovaria o oleoduto no primeiro dia de seu mandato (INDIAN COUNTRY, 2012a), a demora em aprovar o oleoduto era “ao mesmo tempo chocante e reveladora” e “mostra que o Presidente [Obama] mais uma vez colocou a política na frente”. Romney continua e diz que “ao declarar que o oleoduto Keystone não é de interesse nacional, o Presidente demonstra falta de seriedade em reduzir o desemprego, restaurar o crescimento econômico e alcançar a independência energética”, além de “parecer confundir interesse nacional com o seu próprio interesse em agradar os ambientalistas, pertencentes à sua base política” (WSJ, 2012).

Obama, por sua vez, evitou o tema durante os debates dizendo que “a respeito deste duto [Keystone XL] que o Governador Romney continua a falar, nós estamos construindo dutos suficientes para dar uma volta no planeta Terra”. Complementando, disse ainda que ele era “totalmente a favor de dutos” e “totalmente a favor da produção de petróleo”, mas que, ao contrário dos republicanos, “não ignorava o outro lado da equação” (INDIAN COUNTRY, 2012b). O fato é que a decisão final acerca da aprovação ou não do oleoduto Keystone XL com o novo traçado deverá ocorrer em 2013.

Como veremos adiante, o debate em torno do Keystone XL não remete apenas à conciliação entre as dimensões ambiental e segurança do suprimento, mas entre esta (dimensão física) e a dimensão econômica – relacionada aos preços do petróleo –, cujos desdobramentos podem repercutir decisivamente em termos de segurança energética e crescimento econômico.

Em síntese, o Quadro 1 apresenta, de forma simplificada, as principais ações de política energética adotadas pelos governantes dos EUA nos últimos 30 anos.

Quadro 1 - Evolução da Política Energética dos EUA (1973-2012)

 37. Richard Nixon (1969 - 1974)	 Cunhou o mote “Independência Energética” em resposta ao embargo de petróleo imposto pelos países árabes em 1973.
 38. Gerald Ford (1974 - 1976)	 Aprovação do <i>Energy Policy and Conservation Act</i> de 1975, prevendo a formação de estoques estratégicos de petróleo e derivados e imposição de níveis de eficiência mínimos para os veículos à combustão.
 39. Jimmy Carter (1977 - 1980)	 Aprovação do <i>Energy Security Act</i> de 1980, que previa vários tipos de subsídios para diversas fontes de energia renovável, inclusive energia solar; criação do Departamento de Energia (DOE).
 40. Ronald Reagan (1981 - 1988)	 Estabelecimento do National Energy Policy Plan de 1981: maior papel conferido ao mercado na alocação dos recursos energéticos; fim das metas de produção de energia e de eficiência energética; medidas para assegurar a segurança energética mútua no plano internacional através da IEA.
 41. George Bush (1989 - 1993)	 Continuidade do governo Reagan na questão energética; aprovação do <i>Energy Policy Act</i> de 1992, prevendo medidas na área de eficiência energética e de fontes alternativas.
 42. Bill Clinton (1993 - 2000)	 Tentativa frustrada de criar taxa sobre a produção de energia (BTU tax); sanção do Omnibus Budget Reconciliation Act de 1993, aumentando o imposto federal sobre a gasolina em 4,3 cents de dólar por galão.
 43. George W. Bush (2001 - 2008)	 <i>Energy Policy Act</i> de 2005: vários incentivos foram conferidos aos setores de energia, porém os maiores beneficiados foram as indústrias de petróleo e gás natural e nuclear; incentivos às petrolíferas para exploração offshore no Golfo do México e Alasca, com desconto no pagamento de royalties; incentivos conferidos aos biocombustíveis, sobretudo para o etanol.
 44. Barack Obama (2009 - 2012)	 American Recovery and Reinvestment Act de 2009: concessão de cerca de US\$70 bilhões para programas envolvendo energias limpas e transporte; os níveis de eficiência mínimos dos veículos de passeio (CAFE) foram elevados pela primeira vez desde 1985.

Fonte: vários autores. Imagens dos presidentes: White House. Elaboração própria.

*Os números nas fotografias indicam a classificação ordinária dos presidentes na história norte-americana. Por exemplo, o número 44 na fotografia do presidente Obama significa que ele é o 44º presidente norte-americano.



Democratas



Republicanos

2.2 Estruturas de oferta e demanda de petróleo nos Estados Unidos e evolução recente: as dimensões física e econômica

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2012), o mapa da energia global está iniciando um ciclo de importantes transformações em virtude do aumento da produção de petróleo e gás nos Estados Unidos, as quais já se fazem sentir no comércio internacional através da diminuição das compras externas daqueles que são atualmente os maiores importadores mundiais da commodity.

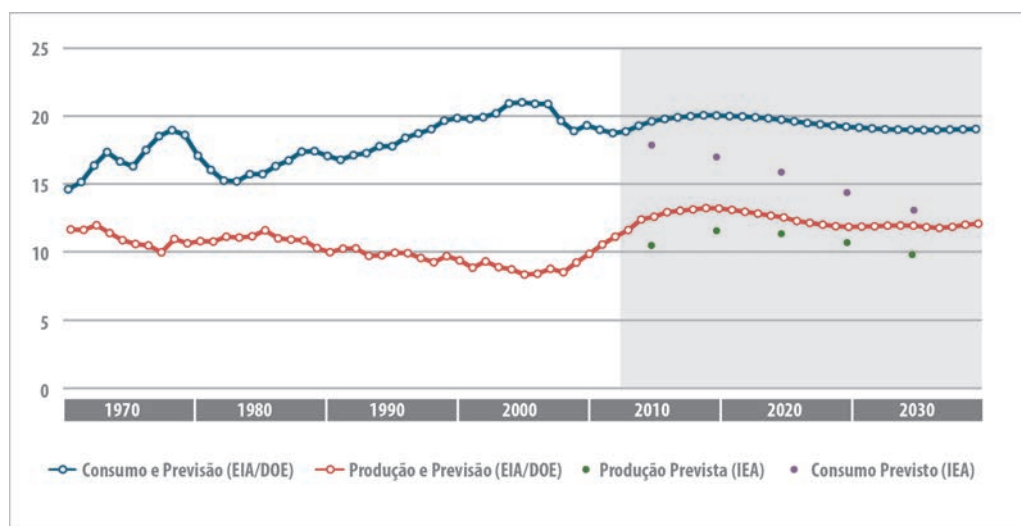
Até meados da próxima década, a IEA projeta que os Estados Unidos se tornarão o maior produtor mundial de petróleo, ultrapassando a Arábia Saudita, ao mesmo tempo em que os impactos das medidas de eficiência energética sobre o setor de transporte se tornarão mais evidentes. A combinação desses eventos resultará na queda das importações norte-americanas de petróleo ao ponto de a América do Norte, como um todo, tornar-se exportadora líquida da commodity por volta de 2030. Isso significa, segundo a Agência, que os fluxos comerciais do mercado internacional de petróleo se intensificarão em direção à Ásia.

Cabe destacar que, apesar de as projeções apontarem em direção à autossuficiência em petróleo, ainda há um longo caminho a ser percorrido. Atualmente, os EUA importam, em termos líquidos, 7,6 milhões b/d de óleo cru, incluindo óleo cru e derivados, a fim de atender sua demanda por derivados de petróleo⁸¹ (EIA, 2013). Cerca de 50% dessas importações provêm de países do continente americano, enquanto que 22% vêm de países localizados no Golfo Pérsico. Em termos líquidos, os três maiores exportadores para o mercado norte-americano em 2011 foram: Canadá (29%), Arábia Saudita (14%), Venezuela (11%), Nigéria (10%) e México (8%) (EIA, 2012).

O Gráfico 11 traz a evolução histórica da produção e consumo de combustíveis líquidos nos Estados Unidos, bem como as previsões da Agência Internacional de Energia (IEA) e da EIA, pertencente ao Departamento de Energia (DOE) norte-americano.

⁸¹ Em 2012, projeta-se que os Estados Unidos tenham consumido 18,6 milhões b/d de derivados de petróleo, contando, para isso, com produção de 6,4 milhões b/d de óleo cru, que, somado aos demais líquidos utilizados para produção de derivados, inclusive biocombustíveis, perfaz um total de 11 milhões de b/d (EIA, 2013).

Gráfico 11 – Evolução da produção e consumo de combustíveis líquidos* dos EUA e previsões (milhões de barris/dia)



Fonte: EIA/DOE e IEA.

*Todos os produtos derivados de petróleo, líquidos de gás natural, biocombustíveis e derivados líquidos de outras fontes de hidrocarbonetos (coal to liquids e gas to liquids). Não estão incluídos o gás natural comprimido (GNC), o gás natural liquefeito (GNL) e o hidrogênio.

Nota-se que, enquanto no passado recente (até meados dos anos 2000) a tendência da produção de combustíveis líquidos era nitidamente de queda, após 2008 a produção passou a ser fortemente ascendente, registrando valores de 8,4 milhões b/d, em 2008, e de 11 milhões b/d, em 2012, um acréscimo de 31%, o qual supera, em termos absolutos, a atual produção brasileira de 2,1 milhões b/d. E as projeções da IEA e da EIA/DOE preveem crescimento considerável da produção (em torno de 2 milhões b/d até 2020).

Pelo lado da demanda, depois de um forte crescimento do consumo nos anos 90 (que fez com que o consumo de petróleo nos EUA alcançasse o patamar de 20 milhões b/d), no período de 2007 a 2012, com a redução do crescimento econômico e elevação dos índices de desemprego, o consumo norte-americano apresentou queda de 2 milhões b/d. Adicionalmente, há dúvidas sobre os impactos das medidas em termos de eficiência do consumo dos combustíveis.

Em suma, o comportamento da demanda é fundamental para as avaliações da evolução das importações líquidas de petróleo estadunidenses. Se confirmadas as previsões da IEA, o cenário da segurança energética mudará radicalmente, já que os Estados Unidos passariam a importar, em termos líquidos, pouco mais de 3 milhões b/d em 2035 (contra perto dos 10 milhões b/d atuais). A China – atualmente o segundo maior importador do mundo – aumentaria, por sua vez, a sua dependência de petróleo importado para 12 milhões b/d, ou seja, o dobro da atual, configurando-se, assim, uma inversão de posições que tem importantes impactos geopolíticos.

Para a compreensão deste ponto, faz-se mister explicar, primeiramente, quais são as principais vantagens, para um país como os Estados Unidos, em reduzir a sua dependência de petróleo importado.

Do ponto de vista econômico, tornar-se menos dependente de petróleo importado reduz os custos logísticos (ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT, 2012), o que pode acarretar benefícios em termos de redução do preço do petróleo oferecido no mercado doméstico⁸². Além disso, diminuir a dependência de petróleo importado significa também a redução dos custos de transação associados à incerteza no fornecimento de petróleo, tendo em vista, por exemplo, que refinarias são otimizadas para processar determinado tipo de petróleo (ESLC, 2013).

Outro benefício trazido pela diminuição das importações de petróleo é a redução dos gastos em um ambiente de incertezas quanto aos níveis futuros dos preços no mercado internacional, tendo em vista que as importações da commodity representaram mais da metade do déficit comercial americano no período de 2007 a 2012. Além disso, estudos recentes mostram que, do total despendido pelos EUA com importações de petróleo, atualmente 34% retornam ao país por meio da venda de produtos norte-americanos ao exterior, contra média de 55% no período de 1970-2000 (ESLC, 2013). Ou seja, progressivamente uma parcela menor dos dólares utilizados para pagar as importações de petróleo retorna ao país pelo lado da economia real.

Também os consumidores finais norte-americanos seriam potencialmente beneficiados pela redução da dependência externa de hidrocarbonetos: as famílias americanas gastaram, em média, US\$ 2.700 com gasolina em 2012, contra US\$ 1.200 em 2002 (ESLC, 2013). Com gastos com combustível compondo parte importante do orçamento familiar, crescem as expectativas de que essa menor dependência por petróleo importado se reflita em preços mais baixos da gasolina – e não apenas do WTI⁸³.

Cabe, por fim, lembrar os imensos impactos negativos advindos com o choque dos preços do petróleo em 1973 sobre a atividade econômica e sobre a arrecadação do governo, devido à utilização do petróleo como arma política. Se considerarmos que o mercado de petróleo, apesar do avanço da produção dos países fora da Opep, está longe de ser pautado apenas pela lógica econômica – com as National Oil Companies (NOCs) detendo cerca de 85% das reservas mundiais da commodity (ESLC, 2013) –, uma redução da necessidade de importações reduziria também a exposição do país a decisões políticas de outras nações.

Do ponto de vista de segurança, o petróleo constitui hoje o maior desafio para a estratégia de defesa dos Estados Unidos, tendo em vista os gastos do país hegemônico (da ordem de US\$ 60 bilhões anuais) para manutenção do fluxo de comércio internacional de óleo (ESLC, 2013). Ao contrário daqueles que acreditam que a menor dependência

⁸² Segundo vários analistas o aumento da produção de petróleo nos Estados Unidos fará com que o preço do WTI, por exemplo, permaneça abaixo do Brent no longo prazo, já que os custos associados à descarga do petróleo nos terminais marítimos e de transporte via oleoduto até a região do Cushing não mais afetarão os preços do produto.

⁸³ Na última campanha eleitoral surgiram movimentos defendendo que os preços da gasolina deveriam se reduzir na proporção da redução do petróleo WTI, com o lema “*American oil for American consumers at American prices*” (HULBERT, 2012).

norte-americana de petróleo proveniente do Oriente Médio abre espaço para uma menor intervenção do país na região – como Friedman (2012), por exemplo –, o que se vê é a ampliação do poderio dos Estados Unidos nas suas relações exteriores.

Isso pode ser visto no caso da aplicação recente de sanções contra o Irã. A postura rígida da Casa Branca - mesmo em ano de eleições presidenciais - não foi relativizada, já que uma vez que os preços do WTI se mantiveram substancialmente inferiores aos do Brent (devido à combinação de maior produção doméstica e importações canadenses, aliada às restrições logísticas para o escoamento do excedente para a Costa do Golfo), os impactos da imposição de sanções sobre os preços do petróleo doméstico não foram tão elevados (ESLC, 2013). Com isso, a Casa Branca passa a ter maior margem de atuação em termos de política externa, inclusive para atender seus objetivos no Oriente Médio.

Nas próximas subseções serão analisadas as dimensões física (oferta e demanda de petróleo e derivados) e econômica (descolamento do preço do WTI em relação ao Brent) da segurança energética norte-americana, bem como a dificuldade de conciliação entre elas.

► *A dimensão física sob a ótica da oferta de petróleo: desafios para o crescimento da produção doméstica de petróleo e derivados*

Depois de quase superar o patamar de 10 milhões de b/d em 1970, a produção norte-americana de óleo cru começou a declinar, e apresentou trajetória decrescente desde então. A maior parte dos analistas acreditava, com base na teoria de Hubbert, que a produção norte-americana declinaria lentamente até a sua completa exaustão⁸⁴.

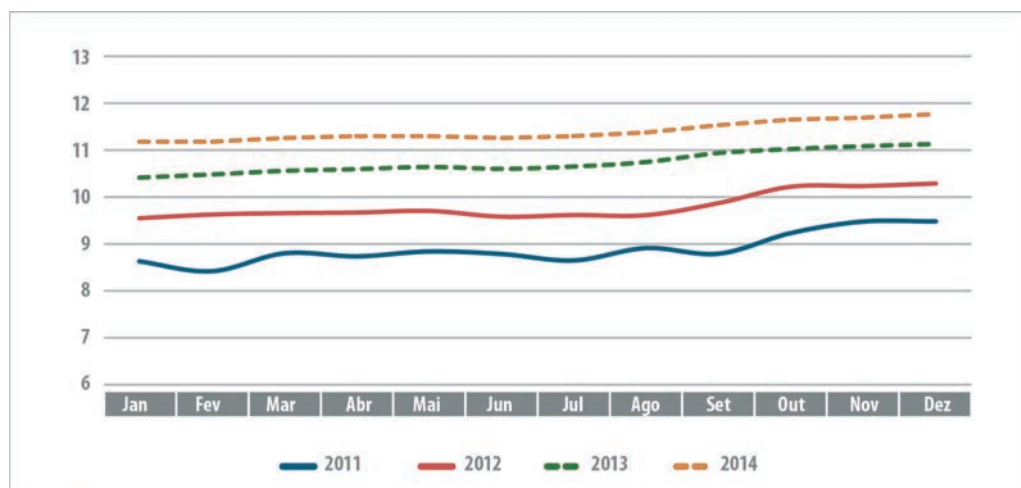
Entretanto, o processo de inovação tecnológica referente à produção de óleo não convencional, combinado com o período recente de preços elevados, resultou em maior atratividade para desenvolver campos, inclusive aqueles tidos como maduros. No caso em questão, a produção em campos como o de Bakken, na Dakota do Norte – símbolo do boom petrolífero atual -, não se iniciou recentemente, com a produção do light tight oil⁸⁵. Muito pelo contrário. A região produz óleo desde os anos 50, o que permitiu que os agentes acumulassem bastante conhecimento geológico sobre a região. Além disso, as técnicas de perfuração horizontal e de fraturamento hidráulico, com base nas lições extraídas nas extrações do shale gas, permitiram elevar substancialmente as taxas de recuperação dos campos maduros (COHEN, 2013).

Assim, a partir de 2009, a produção de petróleo nos EUA passou a se elevar consideravelmente, como pode ser visto no Gráfico 12, que traz também as projeções do EIA/DOE para 2013 e 2014.

⁸⁴ A hipótese latente era que os parâmetros da equação se manteriam constantes. Todavia, como demonstrou Schumpeter (1957), o sistema capitalista, pela sua própria natureza, não pode nunca ser estacionário, uma vez que os empresários são impelidos a inovar para não serem ou eliminados pela concorrência ou se resignarem a auferir lucros normais.

⁸⁵ Cabe esclarecer que o light tight oil é análogo ao shale gas (ou gás de folhelho) em diferentes aspectos, tanto no que diz respeito à sua origem, já que é o óleo que não migrou (pelo menos não muito distante) da rocha reservatório, quanto em relação às técnicas de produção utilizadas (fraturamento hidráulico e perfuração horizontal (IEA, 2011).

Gráfico 12 – Evolução recente e projeções da produção de óleo cru e líquidos nos Estados Unidos (em milhões de b/d) (2011-2014)



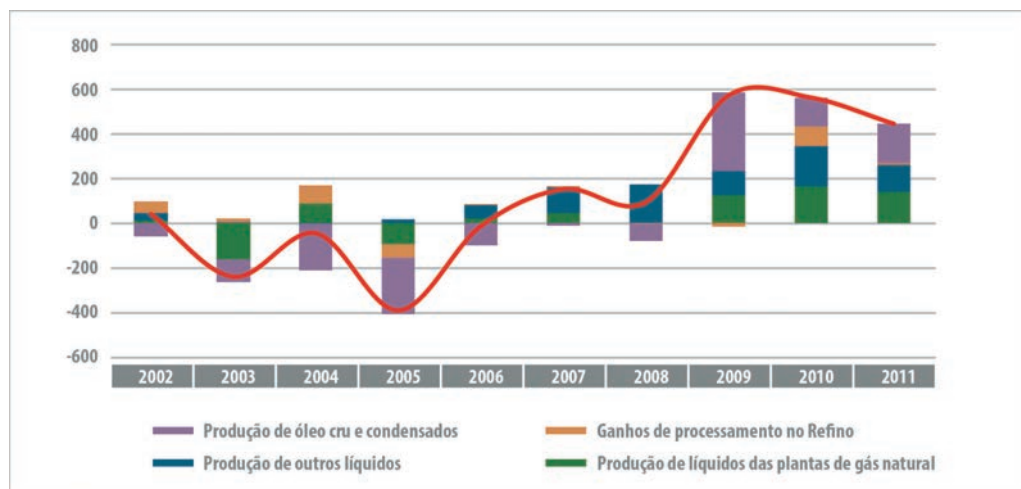
Fonte: EIA/DOE. Elaboração própria.

Ressalte-se que a produção norte-americana de óleo cru e líquidos, frente ao ano anterior, apresentou substancial elevação em 2012, passando de 8,84 para 9,75 milhões b/d, fazendo dos Estados Unidos o maior contribuidor, dentre os países não associados à Opep, para o aumento da oferta em 2012. A produção de óleo cru, sozinha, cresceu 13,8% no ano, passando de 5,65 para 6,43 milhões de b/d. Além disso, o aumento da produção de líquidos de gás natural⁸⁶ (LGNs) alcançou 2,4 milhões b/dia, crescimento de 8,3% em relação a 2011, ou incremento anual de cerca de 200 mil b/d. As projeções da EIA/DOE indicam que a oferta doméstica de petróleo e líquidos deve continuar em franca ascensão, atingindo 10,7 e 11,4 milhões b/d em 2013 e 2014, respectivamente.

⁸⁶ Os LGNs são líquidos extraídos conjuntamente com o gás natural (tais como etano, propano e pentano), mas geralmente acabam sendo computados nas estatísticas de produção de petróleo por se caracterizarem como produtos substitutos deste último (IEA, 2011). A composição química desses hidrocarbonetos é bastante similar, ainda que as suas aplicações variem consideravelmente. O etano representa a maior parcela dos LGNs, sendo quase que exclusivamente utilizado para a produção de etileno, que por sua vez é utilizado para a fabricação de plásticos. Em contraste, grande parte do propano é queimado para aquecimento, apesar de parte expressiva ser utilizada como matéria-prima pelas centrais petroquímicas. Uma mistura de propano e butano conhecido como autogas é um combustível bastante popular em algumas partes da Europa, Turquia e Austrália. (EIA, 2012m). No Brasil, propano e butano são os líquidos que compõem a quase totalidade do Gás Liquefeito de Petróleo (GLP), conhecido popularmente como “gás de cozinha”.

O Gráfico 13 mostra a evolução da produção incremental de óleo cru e líquidos de 2002 a 2011.

Gráfico 13 – Produção incremental de líquidos nos Estados Unidos (em milhões de barris/dia)



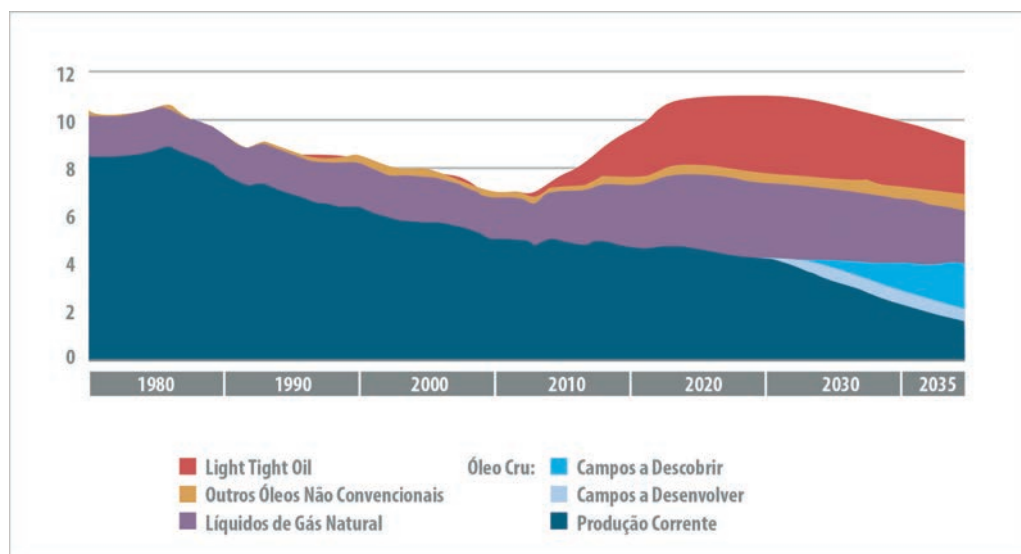
Fonte: EIA/DOE. Elaboração própria.

No período de 2007 a 2011 a contribuição dos líquidos de gás natural e outros líquidos para o aumento da produção foi expressivo. Isso se deve, principalmente, à expansão da produção nos campos de tight oil e de shale gas (nos campos úmidos), que em geral são ricos nesses líquidos.

O Gráfico 14 mostra as projeções da Agência Internacional de Energia (IEA) para a evolução da produção de petróleo dos Estados Unidos, até 2035, para diferentes categorias do New Policies Scenario⁸⁷.

⁸⁷ Cenário do World Energy Outlook 2012 que leva em conta os compromissos políticos gerais e os planos que foram anunciados pelos países, incluindo promessas nacionais para reduzir emissões dos gases causadores do efeito estufa, reduzir subsídios, planos para a gradual eliminação do uso de energia fóssil, mesmo que as medidas para implementar esses compromissos ainda não tenham sido identificadas ou anunciadas. É com base neste cenário que a IEA analisou no seu último relatório as perspectivas do setor de petróleo e gás nos EUA, e por isso a utilização dele em nosso estudo.

Gráfico 14 – Projeções até 2035 de evolução da produção de petróleo nos Estados Unidos (em milhões de barris/dia)



Fonte: WEO (2012).

Ao observar o Gráfico 14, verifica-se que o aumento da produção norte-americana projetado até 2020 virá preponderantemente do aumento da produção de light tight oil⁸⁸ e de líquidos de gás natural (Natural Gas Liquids – NGLs), com esses dois tipos, somados, devendo corresponder a mais da metade da oferta norte-americana em 2020.

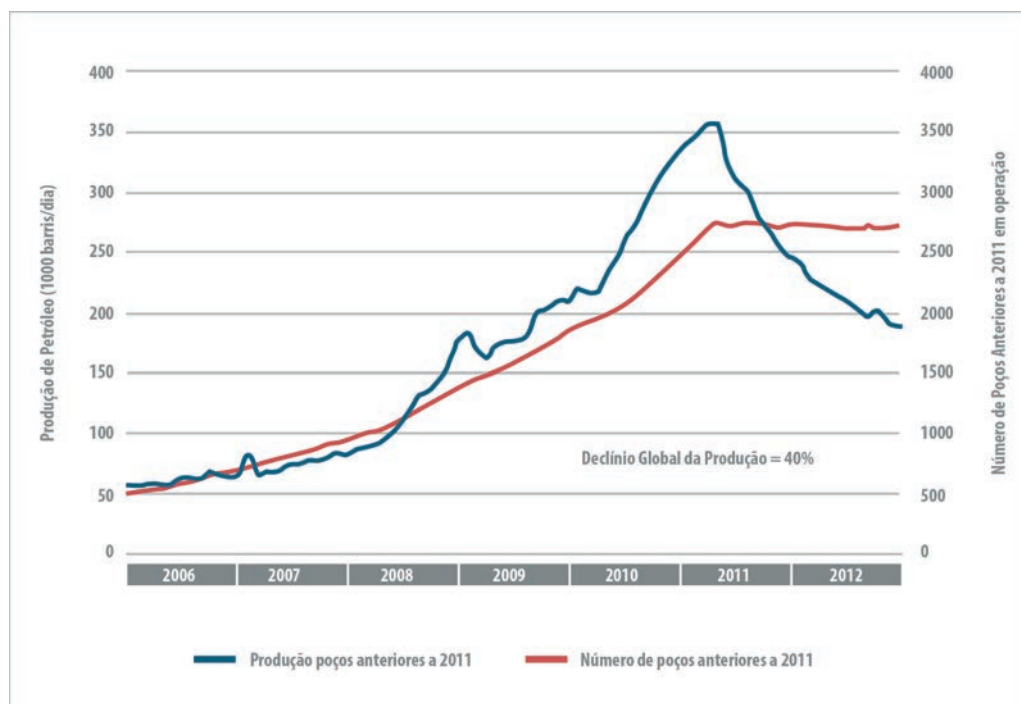
Mas para que as projeções otimistas em relação à produção futura de petróleo nos Estados Unidos se concretizem, é necessário que uma série de requisitos se façam presentes.

Por exemplo, para David Hughes, do Post Carbon Institute, uma das regiões de maior sucesso recente no aumento da produção de petróleo é a Bakken, na Dakota do Norte, que representa 42% da produção de tight oil. Analisando-se assim um poço típico nesta região, conclui-se que o mesmo tem sua produção reduzida a um quinto do nível de pico em apenas 24 meses após o início da fase de declínio⁸⁹. Com base nessas informações, Hughes propõe o seguinte exercício hipotético: suponha que depois de 2010 novos poços não tivessem sido perfurados em Bakken. Frente a isso, como teria evoluído a produção de petróleo na região? O Gráfico 15 ilustra a evolução, nos últimos sete anos, da produção de petróleo no campo de Bakken, com base no declínio dos poços perfurados antes de 2011.

⁸⁸ Na terminologia da Agência Internacional de Energia, o termo light tight oil foi considerado preferível em relação a shale oil para evitar confusão com oil shales, que são shales ricos em querogênio que devem ser aquecidos para a produção de petróleo (IEA, 2011). Para compreender a diferença entre “oil shale” e “shale oil”, ver GUE (2009).

⁸⁹ Segundo o autor, esses valores são compatíveis com os estudos do Departamento de Recursos Naturais da Dakota do Norte.

Gráfico 15 – Evolução da produção de petróleo no campo de Bakken com base no declínio dos poços perfurados antes de 2011

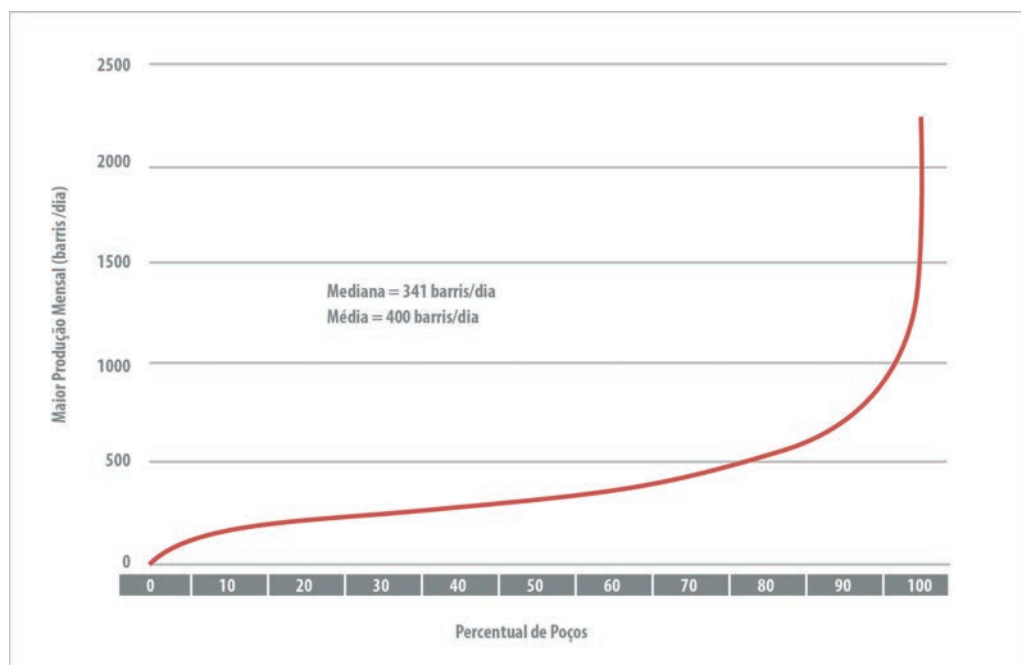


Fonte: Hughes (2012).

A partir dessa hipótese (Gráfico 15), a produção de petróleo de Bakken teria caído cerca de 40% se novos poços não tivessem sido perfurados. Depreende-se assim que a manutenção do nível de produção requer que um número crescente de novos poços sejam perfurados a cada ano, não sendo *per se* suficiente apenas a perfuração de novos poços a cada ano, tendo em vista que o maior estoque de poços em declínio acumulado ao longo do tempo (HAMILTON, 2012).

Além disso, apenas pequena parcela dos poços em Bakken se mostrou altamente produtiva, ou seja, o sucesso obtido em termos de aumento de produção em Bakken é dependente de pequena proporção dos poços, como mostra o Gráfico 16.

Gráfico 16 – Classificação dos poços de acordo com os níveis mensais máximos de produção alcançados.



Fonte: Hughes (2012).

Outro ponto a considerar, ainda segundo Hughes, é que há limites para o aumento do número de novas perfurações a cada ano, não somente devido ao capital requerido, mas também em função da limitação de locais disponíveis (HAMILTON, 2012). Se supusermos que todo ano serão perfurados 1.500 novos poços atuais - segundo cálculos de Hughes -, a produção atingiria o pico de 973 mil barris em 2017, passando a apresentar rápido declínio a partir de então (HAMILTON, 2012).

Não obstante a possível análise pessimista refletida nos estudos de Hughes, de fato, o caminho a ser percorrido para o aumento da produção norte-americana está sujeito a percalços, principalmente, se considerarmos a meta de autossuficiência a ser alcançada.

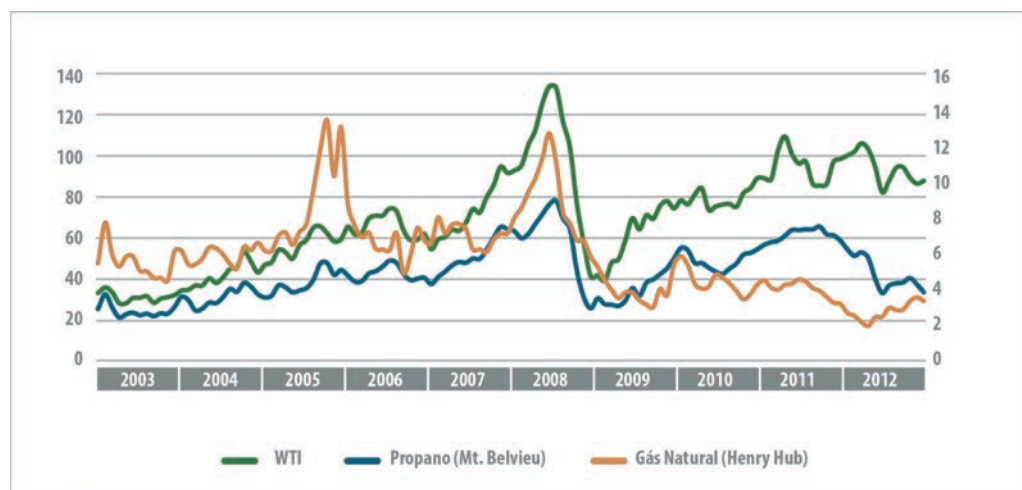
Ademais, é necessário lembrar que os custos de exploração dos campos de light tight oil são estimados em torno de US\$ 70,00/barril (PETROLEUM ECONOMIST, 2013), o que significa dizer que qualquer volatilidade mais pronunciada da commodity poderá não somente prejudicar financeiramente a viabilidade dos poços, como também tenderá a repercutir em queda da produção de óleo, tendo em vista a necessidade de número crescente de perfurações para se manter constante a produção⁹⁰.

⁹⁰ Primeiramente, não há garantias de que os prognósticos otimistas de produção de petróleo não-convencional nos Estados Unidos se confirmarão. Por exemplo, a produção petrolífera nas formações de Bakken e Eagle Ford em abril deste ano alcançou 545 mil b/d e 520 mil b/d, respectivamente. Mesmo que confirmadas as projeções de que Bakken poderia ter uma reserva de mais de 24 bilhões de barris, é improvável que a produção de petróleo não convencional atinja mais de 2,5 milhões b/d, já que existem limites físicos quanto à velocidade de extração dessas reservas. (CHATSKO, 2012).

No tocante às projeções de crescimento da produção de LGNs, como foi visto anteriormente, os mesmos devem representar parte expressiva do aumento da oferta de petróleo e derivados, sendo tal desempenho essencial para a confirmação dos prognósticos da IEA de redução expressiva das importações líquidas estadunidenses. Só que, assim como o light tight oil, faz-se mister aumentar o número de perfurações para a manutenção dos níveis de produção. Nos últimos anos, a conjugação de preços do petróleo elevados com os do gás natural próximos ao do mínimo histórico engendrou incentivos econômicos à busca de campos de shale gas com maior teor de líquidos de gás natural, o que permitiu a expressiva expansão destes últimos e a viabilidade da extração de gás natural (IEA, 2011). Já os campos secos, num sentido diametralmente oposto, passaram a apresentar queda no número de novas perfurações (DRILLING CONTRACTOR, 2012).

O sucesso na expansão da produção de LGNs foi tamanha que provocou forte queda também dos preços do etano⁹¹ e propano (Mont Belvieu), fazendo com que os incentivos econômicos para o aumento da produção diminuíssem, colocando em xeque o atual ritmo de expansão, dada a redução das margens de lucro, afetando agora, também, os campos molhados. Vale lembrar que historicamente os preços do propano tendiam a acompanhar os preços do petróleo. Porém, desde 2011, os preços do propano passaram a acompanhar de perto os do gás natural no mercado norte-americano.

Gráfico 17 – Evolução dos preços do petróleo, propano e gás natural nos Estados Unidos, em US\$/bbl (petróleo) e US\$/MBTU (etano e propano), 2003-2012



Fonte: EIA/DOE.

⁹¹ Para mais informações sobre a queda dos preços do etano, ver State Impact (2012).

Por outro lado, novos investimentos em curso no ramo petroquímico dos EUA - atraídos pelos diferenciais de preços do etano (corresponde a grande parte da composição de LGNs) e pela abundância do produto para a produção de polietileno (plástico) (ARGUS, 2012) – tendem a impulsionar a demanda e permitir que os preços se mantenham em níveis atraentes para novas perfurações.

► *A dimensão física sob a ótica da demanda por petróleo: o papel da eficiência energética e das fontes alternativas*

A evolução da produção de óleo cru e outros líquidos nos Estados Unidos mostrou que houve recente inflexão de trajetória, em decorrência da denominada revolução trazida pela exploração não convencional. Porém, mudança de mesma envergadura está ocorrendo pelo lado da demanda por petróleo, em virtude de novas políticas governamentais com o objetivo de reduzir o consumo de combustíveis fósseis no setor de transportes, que corresponde a 70% da demanda total. Assim, a análise será focada nos novos padrões de eficiência dos veículos introduzidos durante o governo Obama, bem como outras medidas relacionadas, a fim de avaliar a interdependência entre o sucesso da implementação dessas medidas e as variações do preço do petróleo no mercado internacional.

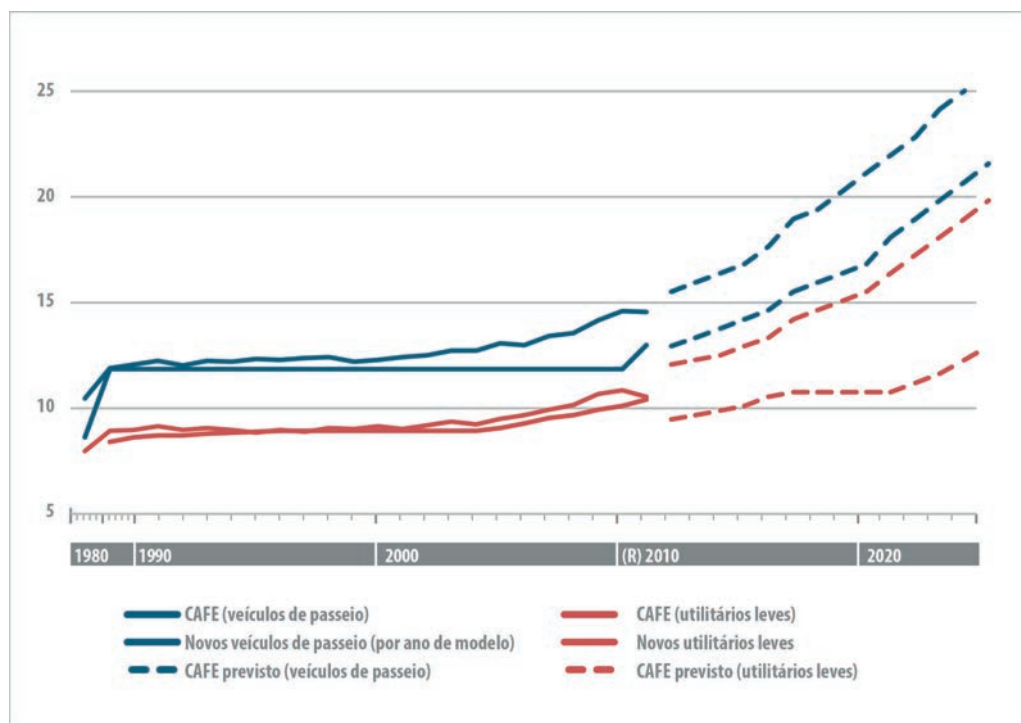
Em maio de 2009, a administração Obama anunciou a Política Nacional de Eficiência no Consumo de Combustíveis⁹², com vistas a diminuir a emissão dos gases causadores do efeito estufa e melhorar a eficiência do consumo de combustível dos veículos (GAO, 2010).

Assim, em 2012 foram apresentadas as metas para o Corporate Average Fuel Economy (CAFE⁹³) até 2025, conforme apresentado no Gráfico 18, que traz também a evolução do consumo de combustível por distância percorrida dos veículos novos, desde 1980.

⁹² O dilema entre eficiência energética e segurança colocam duas agências governamentais em lados opostos. De um lado, a U.S Environmental Protection Safety (EPA), agência ambiental norte-americana, posicionando-se a favor da compra de veículos menores e mais eficientes, ao passo que a National Highway Traffic Safety Administration (NHTSA), órgão responsável pela regulação dos padrões de segurança dos veículos e estradas, externava preocupações de que o aumento das vendas de veículos menores pudesse aumentar o índice de fatalidade nos acidentes de trânsito. Em 2007, a Suprema Corte decidiu que a agência ambiental norte-americana não poderia isentar-se de regular as emissões dos gases causadores do efeito estufa, pois isso contrariava o estabelecido no Clean Air Act (NYT, 2012). Assim, em 2009 o presidente requisitou que a NHSTA e a EPA atuassem conjuntamente para definir uma nova regulamentação.

⁹³ O CAFE estabelece que a média do consumo de combustível dos veículos comercializados por cada montadora em um determinado período não pode ser superior àquela estipulada pelo governo. Caso contrário a empresa incorreria em violação da norma e seria multada em US\$5,50 por veículo comercializado para cada 0,1 milha por galão excedido (MPG) (CBO, 2002).

Gráfico 18 – Evolução da eficiência em termos de consumo de combustível dos veículos de passeio e utilitários leves nos EUA (1980 – 2025) – em km/l



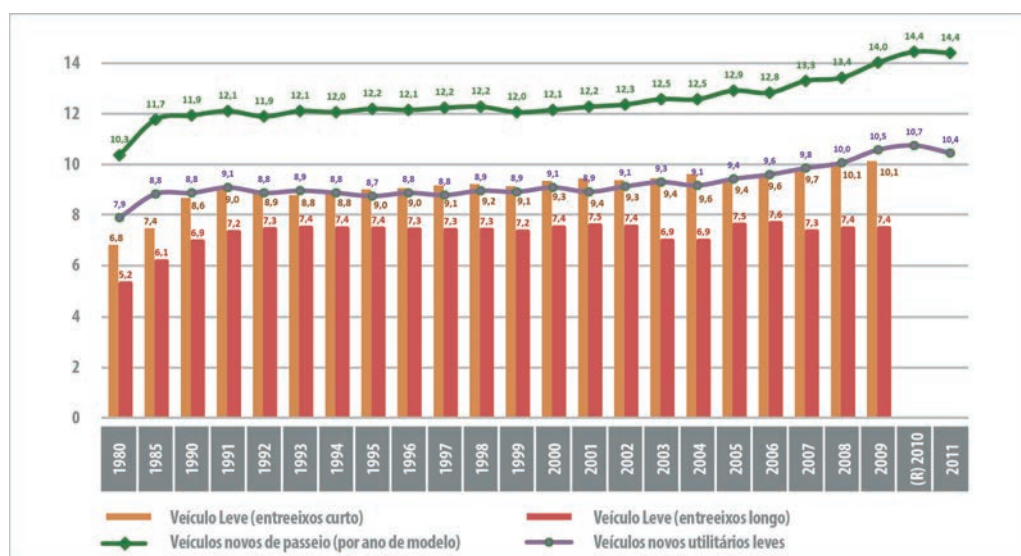
Fonte: Elaboração própria com base nos dados da NHSTA & EPA (2012).

Como se pode verificar, os níveis de eficiência no consumo de combustível dos veículos de passeio avançaram substancialmente na década passada, mesmo sem nenhuma alteração dos padrões do CAFE. Isso se deve, fundamentalmente, à elevação dos preços do petróleo naquele período, que fez com que os consumidores passassem a dar preferência aos modelos mais econômicos. Tal comportamento contrasta com o exibido na década de 90, quando os preços do petróleo em níveis historicamente baixos incentivaram a compra de veículos maiores e mais potentes e, conseqüentemente, menos eficientes em termos de consumo de combustível.

Em relação às novas metas do CAFE até 2015, deve-se frisar que os padrões deixaram de ser únicos para cada categoria, sendo que o tamanho do veículo determinará o nível de eficiência requerido. Isso foi realizado para evitar que as fabricantes de veículos passassem a diminuir o peso e tamanho dos veículos para alcançar os níveis de eficiência estabelecidos, o que reduziria a segurança dos passageiros. Dessa maneira, quanto menores os veículos, maiores serão os níveis de eficiência em termos de consumo de combustível exigidos (NHSTA, 2012).

O Gráfico 19 mostra a evolução da eficiência energética dos veículos, comparando os modelos novos com a média da frota atual. Verifica-se, portanto, que há uma diferença substancial entre a eficiência em termos de consumo de combustível médio da frota atual e a dos veículos novos, com possibilidade de ganhos de eficiência substanciais, a depender da composição da frota.

Gráfico 19 – Evolução da eficiência em termos de consumo de combustível dos veículos de passeio e utilitários leves nos EUA (1980 – 2011) – em km/l



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do U.S Department of Transportation - DOT (2012).

Cabe esclarecer que os veículos utilitários leves permanecem registrando vendas superiores às dos veículos leves, apesar de os preços da gasolina se situarem em patamares historicamente elevados. Ainda que o volume de vendas de utilitários leves tenha se reduzido substancialmente em relação ao pico atingido em 2004, quando foram comercializados 9,8 milhões de veículos desse segmento, a parcela desse segmento nas vendas totais fechou 2012 correspondendo a 51%, não muito distante do auge de 56,7% atingido em 2004.

No que se refere à introdução dos veículos elétricos e híbridos, na administração Obama, passos importantes têm sido dados no sentido de impulsionar este segmento emergente do mercado automotivo norte-americano. Ainda em 2009, o presidente Obama emitiu a Executive Order⁹⁴ 13514⁹⁵, que trata de medidas a serem adotadas pela administração federal em direção às energias limpas, de forma a impulsionar a transição para uma economia de baixo carbono liderada pelo Estado, com este “servindo de exemplo”. Em 2011, os veículos elétricos e híbridos representaram 1 em cada 10 dos veículos adquiridos (de um total de 55 mil) (GSA, 2012)⁹⁶.

⁹⁴ Executive Orders são uma espécie de Decreto, possuindo força de lei, uma vez que elas buscam dar cumprimento às leis promulgadas pelo Congresso, dentre elas, as que tratam especificamente da delegação de determinado poder discricionário ao presidente. Interessante notar que a Constituição norte-americana não prevê explicitamente as Executive Orders, sendo essas justificadas com base no Artigo II, Seção 3, Cláusula 5 da Constituição, quando se diz “take care that the Laws be faithfully executed”.

⁹⁵ Seção 1 do Executive Order 13515 de 2009. Disponível em http://www.whitehouse.gov/assets/documents/2009fedleader_eo_rel.pdf. Acesso em: 27/01/2013.

⁹⁶ Para 2012, a promessa do presidente Obama era de que tal proporção saltasse para 50% (POLITIFACT, 2012), sendo que em 2015 todas as aquisições do governo federal deverão ser de veículos alternativos (NYT, 2012).

Além disso, existem os créditos para a compra de veículos elétricos, que variam de US\$ 2.500 a US\$ 7.500, sendo que vários estados ainda concedem créditos adicionais (ESLC, 2013). Em 2012, a participação dos veículos híbridos nos Estados Unidos alcançou 3% das vendas totais, frente a 2,1% em 2011, com cerca de 380 mil unidades comercializadas (HYBRIDCARS, 2012).

Com base no exposto, as previsões de redução do consumo dependem, essencialmente, tanto da mudança de paradigma tecnológico do setor de transportes quanto da continuidade dos preços do petróleo em patamares elevados, de forma a desincentivar a compra de veículos menos eficientes em termos de consumo de combustível. Ressalte-se ainda que a carga tributária incidente sobre os preços da gasolina nos Estados Unidos é muito baixa, se comparada com a internacional, e equivale a cerca de 14 cents por litro (EIA, 2012q)⁹⁷, o que deixa as medidas de redução de consumo muito dependentes do preço do petróleo.

► *A dimensão econômica da segurança energética: o descolamento dos preços do WTI em relação ao Brent*

Uma vez tendo analisado as perspectivas pelo lado da oferta e da demanda nos Estados Unidos, e apontando incertezas referentes à redução das importações líquidas, pode-se avaliar a dimensão econômica da segurança energética, com destaque para as restrições logísticas que implicaram no descolamento dos preços do WTI em relação ao Brent.

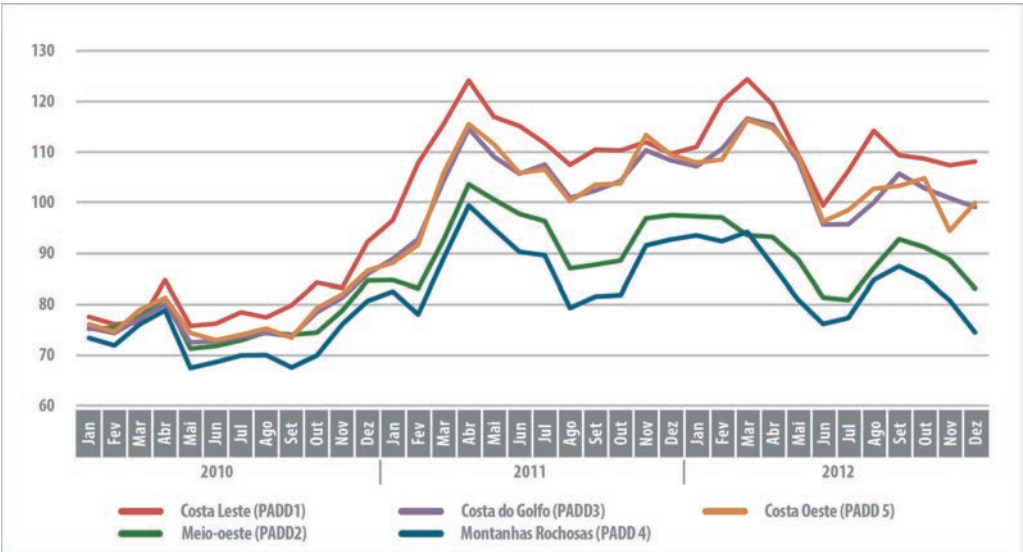
A ideia de independência energética – tal como enunciada nas eleições presidenciais norte-americanas – supõe que a eliminação da necessidade de importações de petróleo (dimensão física da segurança energética) se reverte automaticamente na independência dos preços domésticos da commodity em relação aos internacionais (dimensão econômica). No entanto, num ambiente econômico sem restrições de ordens regulatórias e logísticas, os preços internacionais do petróleo, pela própria lógica econômica, tendem a ser transmitidos para os preços internos. Assim, a redução da dependência por petróleo importado pelos EUA não necessariamente significa maior imunidade frente às variações do preço do petróleo no mercado internacional.

Todavia, em tempos recentes, com o súbito aumento da produção norte-americana de petróleo e outros líquidos, bem como o aumento das importações canadenses, surgiram restrições logísticas para o escoamento dessa oferta adicional, sobretudo na região do Cushing, o que tem pressionado para baixo as cotações do WTI e feito com que estas se descolassem das do Brent (como apontado na seção 1). Assim, parte da alta acumulada dos preços do petróleo nesses últimos dois anos não impactou o mercado norte-americano.

⁹⁷ Referente a dezembro de 2012 (EIA, 2012).

Esse excedente gerado pela diferença dos preços do WTI em relação ao Brent tem sido apropriado pelas refinarias norte-americanas, sobretudo as situadas no Meio-Oeste (Gráfico 20), ao passo que os consumidores continuam a arcar com preços da gasolina fixados de acordo com as cotações do petróleo tipo Brent no mercado internacional⁹⁸

Gráfico 20 – Custo de aquisição de óleo cru pelas refinarias nos EUA (por PADD) – em US\$/bbl



Fonte: EIA/DOE.

A conjunção de custos mais baixos dos insumos e excesso de capacidade das refinarias frente à demanda doméstica de derivados vem impulsionando a exportação de derivados de petróleo. Em 2011, pela primeira vez desde o final dos anos 40, os Estados Unidos voltaram a ser exportadores líquidos de derivados.

⁹⁸ A explicação para este fato é que, apesar de o óleo cru ser o principal insumo das refinarias, a relação entre preços do petróleo e as margens de lucro neste setor não é nem simples e nem direta. O aumento dos preços do petróleo pode significar redução das margens de lucro, num primeiro momento, mas se os preços dos derivados comercializados se elevarem na mesma proporção, as refinarias conseguem repassar o aumento dos custos para os consumidores. Uma vez que a demanda de gasolina, pelo menos no curto prazo, é relativamente insensível às variações de preços do combustível, é provável que a receita auferida com as vendas de gasolina e outros derivados aumente nessas condições, permitindo fazer frente ao aumento de custos do óleo cru. (ANDREWS, PIROG e SHERLOCK, 2010). Cabe esclarecer que, em função de quase 50% da capacidade de refino norte-americana estar situada na Costa do Golfo, as refinarias dessa região podem deslocar a oferta dos derivados para o mercado externo. Dessa maneira, os preços dos derivados tendem a seguir de perto o comportamento dos preços do Brent e não do WTI. Caso houvesse restrição logística para a exportação de derivados, aí sim os preços da gasolina no mercado norte-americano poderiam se descolar dos vigentes no mercado internacional.

2.3 As repercussões em termos de estratégias de segurança energética no Canadá: conciliando as dimensões física e econômica

Com as perspectivas de que a América do Norte, como um todo, torne-se autossuficiente em petróleo em 2030, isso poderia significar que quase todo o excedente exportável do Canadá seria comercializado automaticamente para os Estados Unidos. No entanto, como apresentado nesta subseção, não é a geografia o único elemento explicativo para a alocação do petróleo, mas também os incentivos econômicos aliados aos condicionantes de ordem política -, que juntos podem favorecer ou não a comercialização de todo o petróleo produzido na América do Norte dentro dos seus limites geográficos.

Como discutido anteriormente, na última eleição presidencial nos Estados Unidos um dos principais pontos de debate envolveu a rejeição pela administração Obama do oleoduto Keystone XL, que uma vez construído permitiria transportar diariamente 830 mil barris de petróleo do Canadá até a Costa do Golfo (EIA, 2012d), nos EUA, bem como contribuiria para o alívio das restrições logísticas na região do Cushing, que fazem com o preços do WTI sejam negociados atualmente com desconto em relação ao Brent.

Em janeiro de 2012, o projeto da TransCanada foi rejeitado pelo Departamento de Estado sob a alegação de que não houve tempo suficiente para realizar a análise completa de impacto ambiental antes da expiração do prazo conferido pelo Congresso norte-americano. Cabe esclarecer que nos EUA a autorização de oleodutos em regiões de fronteira necessita de aprovação presidencial, cabendo ao Departamento de Estado analisar se a construção dessas infraestruturas serve ao interesse nacional (EIA, 2012d)⁹⁹.

⁹⁹ Nos EUA, o Executive Order 13337, de 20 de abril de 2004, estabelece na sua Seção 1 que, com exceção das infraestruturas relacionadas em legislações anteriores, *“the Secretary of State is hereby designated and empowered to receive all applications for Presidential permits, as referred to in Executive Order 11423, as amended, for the construction, connection, operation, or maintenance, at the borders of the United States, of facilities for the exportation or importation of petroleum, petroleum products, coal, or other fuels to or from a foreign country”*. Uma vez tendo recebido a solicitação, o Secretário de Estado deve: i) solicitar informações adicionais necessárias ao requerente, quando julgar necessário, antes de submeter o pedido a outras agências; ii) remeter o pedido e as informações pertinentes, assim como solicitar a expressão das respectivas opiniões, para os Secretários de Defesa, do Interior, de Comércio, de Energia, de Transporte, de Segurança Interna, bem como à Procuradoria-Geral e à administração da Agência de Proteção Ambiental (EPA, na sigla em inglês), dentre outras agências pertinentes. O prazo para o atendimento desta solicitação não pode exceder 90 dias; iii) o Secretário de Estado também pode consultar Estados, tribos e governos locais e estrangeiros, conforme julgar apropriado, podendo também solicitar informações às referidas instituições, cuja resposta ao encaminhamento também não deve exceder 90 dias; iv) após a coleta das informações necessárias, *“if the Secretary of State finds that issuance of a permit to the applicant would serve the national interest, the Secretary shall prepare a permit, in such form and with such terms and conditions as the national interest may in the Secretary’s judgment require, and shall notify the officials required to be consulted (...) of the proposed determination that a permit be issued”*.

A rejeição foi comemorada por grupos ambientalistas, que veem a aprovação do oleoduto com grandes ressalvas, principalmente por dois motivos: primeiro, porque o oleoduto passaria no enorme Aquífero de Ogallalla¹⁰⁰, na região de Nebraska, que poderia ser contaminado no caso de rompimento do oleoduto, trazendo enormes impactos ambientais; segundo, além dos impactos locais gerados na extração e processamento do óleo betuminoso, estudo da Cambridge Energy Research Associates (CERA) mostra que a queima de tal óleo pode aumentar os níveis de emissões dos gases causadores do efeito estufa entre 5 e 15%, se comparado com a do petróleo convencional (REUTERS, 2009).

Figura 4 – Rota Proposta do Keystone XL



Fonte: <http://therionorteline.com/2012/02/09/obamas-xlent-adventure/>

¹⁰⁰ Segundo o Departamento Norte-Americano de Pesquisa Geológica (United States Geological Survey - USGS), o Aquífero de Ogallala, também conhecido como Aquífero das High Plains, consiste em um enorme, mas pouco profundo, lençol freático localizado sob as Grandes Planícies nos Estados Unidos. É considerado um dos maiores aquíferos do mundo, cobrindo uma área de aproximadamente 450.000 km², que se estende por oito estados: Dakota do Sul, Nebraska, Wyoming, Colorado, Kansas, Oklahoma, Novo México e Texas.

Figura 5 – Reserva Ecológica em Nebraska



Fonte: <http://www.discoveramerica.com/usa/experiences/n/nebraska/the-niobrara-river.aspx>.

Figura 6 – Mina de areias betuminosas da Syncrude Aurora, na província de Alberta, no Canadá



Fonte: <http://www.abqjournal.com/298232/news/oilsands-production-brings-jobs-pollutants.html>.

Se aprovado, o novo oleoduto representaria aumento da segurança energética, pela garantia do abastecimento, já que o Canadá é visto como um ofertante muito mais confiável que Arábia Saudita e Venezuela, por exemplo. Não obstante, sua aprovação seria prejudicial sob a dimensão econômica da segurança energética, já que o novo oleoduto permitiria o escoamento do excedente de produção norte-americana e canadense para o exterior, o que tenderia a elevar as cotações do petróleo nos Estados Unidos em patamares próximos ao do Brent.

Inicialmente, o Keystone XL foi proposto como um oleoduto único que levaria petróleo do Canadá até a Costa do Golfo nos EUA. Porém, com a rejeição inicial pelo Departamento de Estado, a TransCanada decidiu separar a seção do oleoduto ligando *Cushing, Oklahoma até a Costa do Golfo, que não precisa de aprovação presidencial por situar-se inteiramente nos EUA, e sua construção se iniciou em agosto de 2012* (EIA, 2012d). Espera-se que, uma vez concluído, o novo oleoduto ajude a aliviar as restrições logísticas no ponto de entrega dos contratos do WTI da NYMEX.

Porém, isso não significa necessariamente o fim dos descontos do WTI em relação ao Brent, pois a exportação de óleo cru exige autorização do Bureau of Industry and Security, pertencente ao Departamento de Comércio norte-americano. Com aprovação da Energy Policy and Conservation Act de 1975¹⁰¹, após o embargo petrolífero dos países árabes, as exportações de óleo cru foram proibidas, salvo quando autorizadas pelo Executivo em prol do interesse público¹⁰². Na década passada, os EUA exportaram cerca de 100 mil b/d de óleo cru, ou seja, uma parcela ínfima em relação à produção total.

¹⁰¹ 1975 Energy Policy and Conservation Act (42 U.S.C. § 6212). <http://www.law.cornell.edu/uscode/text/42/6212>

(a) Export restrictions

The President may, by rule, under such terms and conditions as he determines to be appropriate and necessary to carry out the purposes of this chapter, restrict exports of—

(1) coal, petroleum products, natural gas, or petrochemical feedstocks, and

(b) Exemptions

(1) *The President shall exercise the authority provided for in subsection (a) of this section to promulgate a rule prohibiting the export of crude oil and natural gas produced in the United States, except that the President may, pursuant to paragraph (2), exempt from such prohibition such crude oil or natural gas exports which he determines to be consistent with the national interest and the purposes of this chapter.*

(...).

(d) Restrictions and national interest

Any finding by the President pursuant to subsection (a) or (b) of this section and any action taken by the Secretary of Commerce pursuant thereto shall take into account the national interest as related to the need to leave uninterrupted or unimpaired—

(1) exchanges in similar quantity for convenience or increased efficiency of transportation with persons or the government of a foreign state,

(2) temporary exports for convenience or increased efficiency of transportation across parts of an adjacent foreign state which exports reenter the United States, and

(3) the historical trading relations of the United States with Canada and Mexico.

¹⁰² Nesse ínterim, desde a aprovação da Lei, foram autorizadas na administração Reagan exportações ao Canadá, bem como as provenientes de Cook Inlet., Alasca, e depois, em 1992, sob a gestão Bush, aprovou-se uma exportação limitada de óleo pesado da Califórnia, depois que legislações ambientais do estado geraram forte redução da demanda na região. Em todos esses casos, as autorizações conferindo acesso aos mercados externos foram necessárias para garantir a continuidade da produção (REUTERS, 2012).

A questão envolvendo as exportações de petróleo ainda não foi debatida profundamente pela gestão Obama, mas inevitavelmente fará parte de sua agenda neste segundo mandato. O deputado democrata de Massachusetts, Edward Markey, solicitou recentemente ao Departamento de Comércio todas as informações sobre todos os pedidos de autorização de exportação de petróleo para um estudo mais aprofundado sobre o tema (REUTERS, 2012).

Não está claro, entretanto, como o presidente Obama lidará, no seu segundo mandato, com a questão da aprovação do Keystone XL, depois da submissão do projeto com novo traçado. Enquanto muitos observadores acreditam que o presidente norte-americano aprovará a construção do oleoduto no começo de 2013, outros, porém, acreditam que a reeleição pode encorajar e fortalecer a ala ambientalista (PLATTS, 2012a), que teme que a importação do petróleo canadense das areias betuminosas possa levar à degradação do meio ambiente.

Assim, tanto as incertezas associadas à aprovação do Keystone quanto a possibilidade de o preço do óleo cru manter-se em patamares abaixo dos negociados no mercado internacional exigem que o Canadá repense a sua política energética. Ademais, como bem demonstra Alhaji (2007), a outra face da segurança energética, sob o ponto de vista dos países exportadores de petróleo, é a “insegurança da demanda”, já que os investimentos realizados nas etapas de exploração, produção e transporte podem ser devidamente remunerados em face da redução do consumo. Assim, a diversificação dos destinos de exportação torna-se estratégia fundamental para a minimização desses riscos.

Em janeiro de 2012, após a recusa em conceder a licença para o oleoduto Keystone XL, o primeiro-ministro canadense, Stephen Harper, declarou que não ficaria mais na condição de refém da política norte-americana, dizendo ainda que os ianques veem o Canadá como “um parque nacional gigante”, e que redirecionaria a produção de petróleo para a China (NYT, 2012c; YERGIN, 2011). Interessante notar que, depois de um início de governo com relações tensas com os chineses, tenha havido uma aproximação entre os dois lados. Recentemente, a empresa estatal chinesa CNOOC¹⁰³ ofereceu US\$ 15,1 bilhões para adquirir a gigante canadense Nexen, detentora de reservas de óleo pesado e de shale gas na província de Alberta e concessões offshore no Golfo do México¹⁰⁴, operação essa que acabou sendo aprovada pelo governo canadense, após meses de hesitação, no que constituiu a maior aquisição chinesa no exterior já realizada nesse setor (PLATTS, 2012a; WSJ, 2012)¹⁰⁵.

¹⁰³ Além dos chineses, os indianos, através da sua empresa estatal, a ONGC, também planejam investimentos nas areias betuminosas do Canadá (PLATTS, 2012a).

¹⁰⁴ Além disso, mais de dois terços da produção da Nexen está localizada fora do Canadá, com importantes reservas no Mar do Norte, Costa do Golfo nos Estados Unidos e na Nigéria.

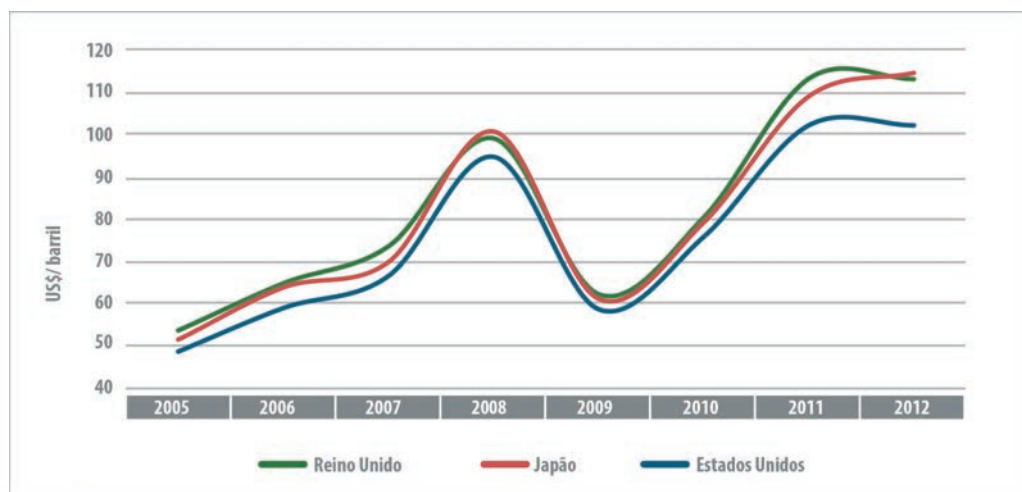
¹⁰⁵ Segundo a EIA/DOE (2012), a produção de petróleo pelas petrolíferas estatais chinesas no exterior passou de 140 mil bbl/d em 2000 para 1,5 milhão bbl/d em 2011, correspondendo atualmente a pouco mais de 25% das importações totais chinesas de óleo cru. E os movimentos recentes indicam que os investimentos chineses no exterior devem continuar crescendo.

Tal guinada em direção à Ásia é apoiada por Rick George, ex-chefe executivo da Suncor, e conhecido pela mídia canadense como “Mr. Oil Sands”, segundo quem o Canadá deve ter como alvo o mercado asiático, para exportar a sua produção de petróleo das areias betuminosas, de forma a assegurar tanto a sua segurança econômica quanto a sua soberania (PETROLEUM ECONOMIST, 2012).

A preocupação por parte dos republicanos quanto aos efeitos da entrada da CNOOC no setor de petróleo no Canadá foi verbalizada pelo congressista do Estado da Virgínia, Randy Forbes, segundo quem o país asiático deverá reduzir a oferta de recursos disponíveis para os Estados Unidos, já ameaçada pela insatisfação dos canadenses com os preços obtidos no mercado norte-americano (US NEWS, 2012).

O Gráfico 21 exibe a evolução do custo médio de importação de petróleo para Estados Unidos, Reino Unido e Japão.

Gráfico 21 – Custo médio de importação de petróleo para os países selecionados (2005-2012) – (em US\$/barril)

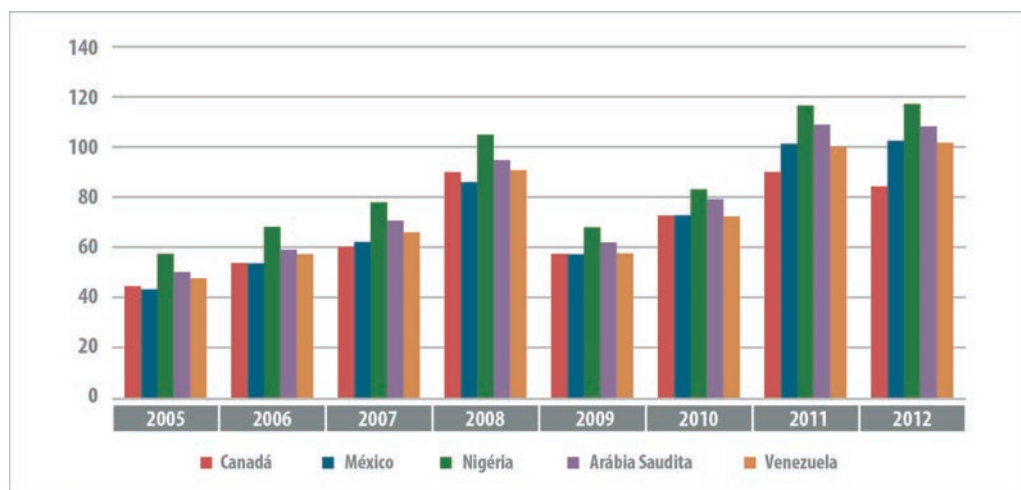


Fonte: Agência Internacional de Energia (IEA). *Elaboração própria.*

Nota: (*) dados até agosto de 2012.

Conforme o Gráfico 22, historicamente o custo por barril do petróleo importado pelos Estados Unidos situa-se em patamar inferior aos de países como Japão e Reino Unido. Contudo, com o aumento da produção norte-americana de petróleo e a queda dos preços do WTI, tal diferença aumentou consideravelmente desde 2011, garantindo àquele país uma maior competitividade em relação aos demais. A princípio, isso parece contrariar a lógica, já que as importações geralmente estão precificadas de acordo com os preços vigentes no mercado internacional. Mas, então, o que explica tamanha diferença de custo médio de importação?

Gráfico 22 – Custos de importação de petróleo pelos EUA, por país de origem (2005-2012) – (US\$/ barril)



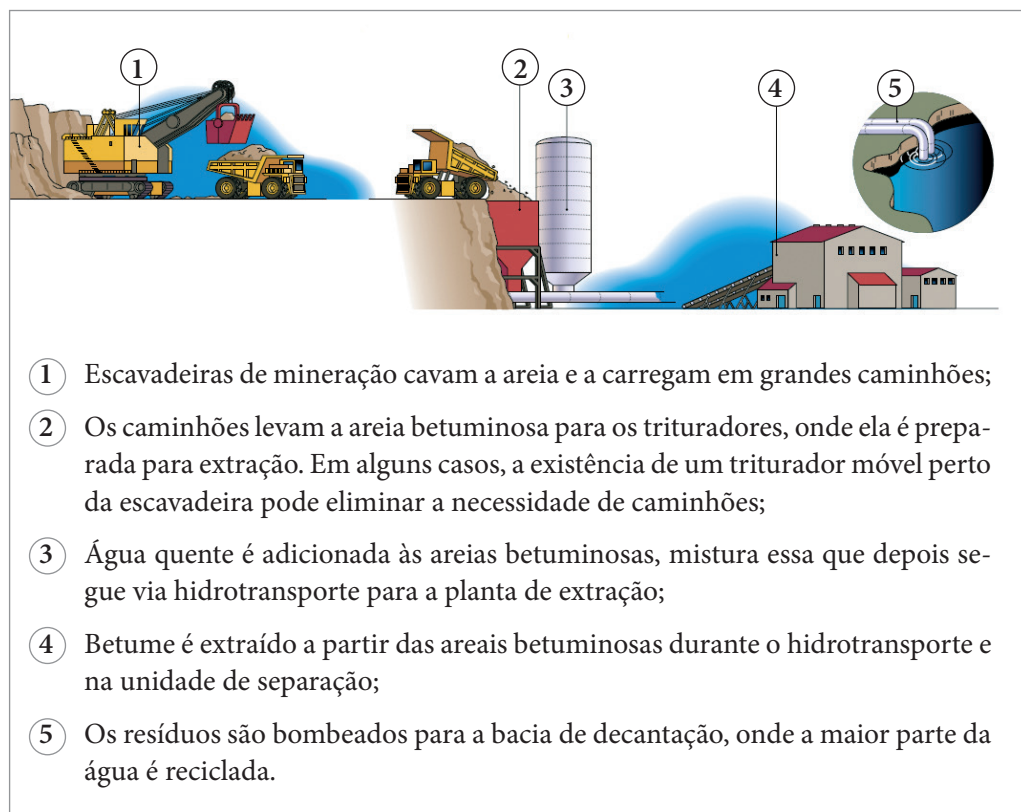
Fonte: EIA/DOE. Elaboração própria.

Com base no Gráfico 22, observa-se que, no período de 2005 a 2010, o custo de aquisição do petróleo canadense pelos Estados Unidos guardava poucas diferenças em relação ao adquirido do México e da Venezuela. Porém, desde 2011, o petróleo proveniente do Canadá passou a se descolar em relação aos demais tipos. Em 2012, a diferença entre o petróleo canadense em relação ao do México e da Venezuela, alcançou mais de US\$ 15/bbl.

O aumento da produção no campo de Bakken, na Dakota do Norte, contribui não somente para reduzir os preços do WTI, e desta maneira ampliar o diferencial destes em relação ao Brent, mas também para aumentar a concorrência ao sul da fronteira com o Canadá, fazendo com que o preço de referência da província canadense de Alberta, o Western Canadian Select (WCS), fosse transacionado com grades descontos em relação ao próprio WTI (ECONOMIST INTELLIGENCE UNIT, 2012), superiores a US\$ 30/bbl em janeiro de 2013 (PLATTS, 2013).

Não é por acaso que os planos de construção de novas minas com uso intensivo de capital estão sob risco. Com o aumento dos custos de construção, a viabilidade econômica das novas minas está mais sujeita às variações dos preços do petróleo. Por exemplo, enquanto projeto da Shell mais antigo na região requer o preço do barril a US\$ 30,00/bbl para começar a gerar lucro, uma expansão mais recente necessita de preços a US\$ 75,00/bbl. Segundo a consultoria Wood Mackenzie, novas minas só se tornam rentáveis com o preço do petróleo em patamares superiores a US\$ 80,00/bbl, podendo este valor subir para US\$ 100,00/bbl no caso de um upgrade. A Figura 7 mostra como o processo de extração do petróleo das areias betuminosas envolve um nível de complexidade e custos mais elevados que os do petróleo convencional:

Figura 7 – Processo de extração e processamento do petróleo betuminoso canadense



Fonte: Centre for Energy (2011). Modificado. Tradução nossa.

Vale lembrar que o Canadá possui reservas estimadas de 200 bilhões de barris (sendo 75% de petróleo betuminoso), equivalentes às da Arábia Saudita, as quais necessitam de elevados investimentos para serem produzidos. O Canadá é, ainda, um dos poucos países com elevadas reservas petrolíferas que não possuem nenhuma empresa estatal no setor, sendo relativamente aberto para o capital estrangeiro, com alíquotas de royalties baixas em relação à média internacional (THE TYEE, 2012). No entanto, a expansão da produção petrolífera no Canadá - de 3,5 milhões de b/d em 2011 (BP, 2012) - poderá ser interrompida até o final da década por falta de dutos, daí a urgência em construí-los (NYT, 2012c).

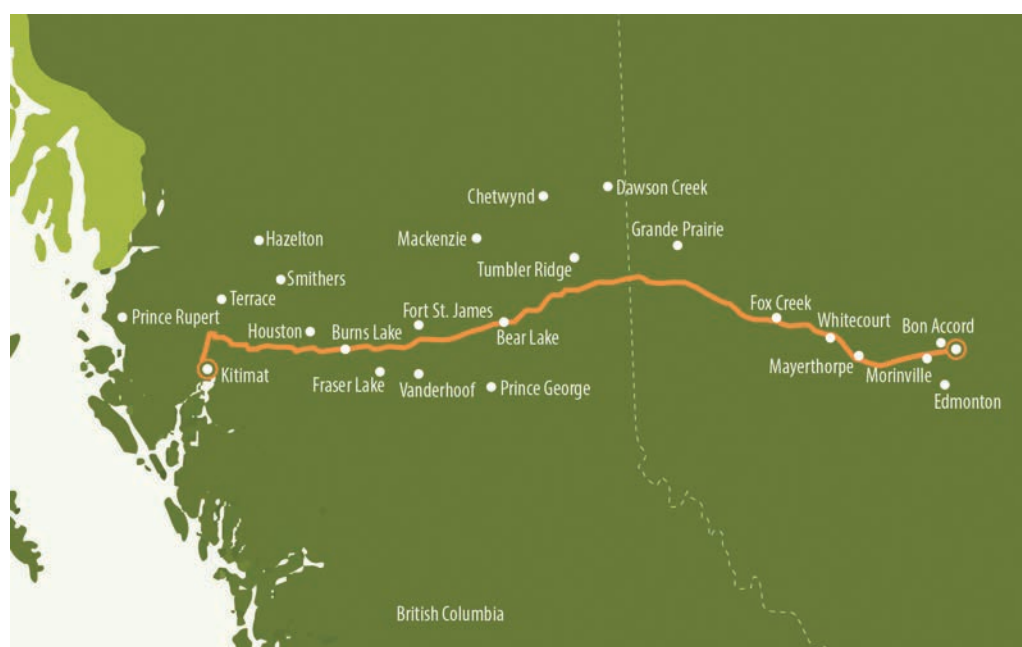
Com custos elevados em novos projetos, o Canadá se vê ainda mais impelido em direção à Ásia, já que a dependência em relação ao mercado norte-americano pode resultar inclusive na inviabilização de determinados projetos, dependendo dos preços no mercado internacional. Porém, cabe questionar se a diversificação não envolve perdas substantivas, tendo em vista o custo do frete mais baixo para os Estados Unidos, via oleoduto, em relação à Ásia.

Os custos de transportar petróleo de Edmonton, na província canadense de Alberta, para a Ásia são, atualmente, em torno de US\$ 2,5/bbl maiores do que os para o Meio-Oeste norte-americano. Enquanto que o frete para transportar betume diluído para Guangzhou, no sul da China, é de US\$ 6,82/bbl, para Lockport, em Illinois (via duto) o valor

é de US\$ 4,2 (ANGEVINE e OVIEDO, 2012). Essa diferença poderia ser mais do que compensada pelos preços mais elevados do petróleo no mercado asiático, que continuarão pressionados em função da crescente demanda da região. Além disso, o petróleo canadense poderia obter melhores preços em razão de as refinarias asiáticas (especialmente China) fazerem uso de tecnologias mais eficientes, como o coqueamento e o hidrotratamento, enquanto as refinarias do meio-oeste dos EUA geralmente utilizam técnicas menos eficientes (craqueamento) para processar petróleo pesado¹⁰⁶ (ANGEVINE e OVIEDO, 2012).

Porém, como bem disse o ministro de recursos naturais do Canadá, Joe Oliver, os EUA continuariam a ser o mais importante cliente (NYT, 2012c). Segundo Angevine e Oviedo (2012), seria possível construir um cenário no qual as exportações canadenses de betume cru para a Ásia chegariam em 2018 a 1,15 milhão b/d, de um total de 5,4 milhões b/d, com a entrada em operação do oleoduto Northern Gateway (Figura 8).

Figura 8 – Mapa da rota prevista de construção do oleoduto Northern Gateway



Fonte: Enbridge. Disponível em 15/11/2012 em <http://www.northerngateway.ca/project-details/pipeline-information-and-plan/>.

¹⁰⁶ David Black, proprietário da Black Press Ltd., anunciou planos de investir em uma refinaria perto de Kitimat, na província de British Columbia, capaz de processar o óleo cru proveniente do oleoduto Northern Gateway, num investimento avaliado em US\$ 13 bilhões. A empresa canadense Enbridge projeta enviar através do oleoduto cerca de 525 mil bbl/d de óleo cru, com o objetivo de exportá-lo para a Ásia. De acordo com os planos, a nova refinaria eliminaria alguns dos riscos associados ao fato de o petróleo das areias betuminosas ser pesado (GRAEBER, 2012). Contudo, os mercados asiáticos talvez estejam mais dispostos a adquirir o óleo cru do que produtos refinados. Black afirma, porém, que “outros compradores” devem fazer com que Pequim se distancie de Kitimat. Se aprovada, a nova refinaria poderia começar a ser construída no início de 2014, com projeção de conclusão para 2020. A última refinaria construída no Canadá foi feita pela Royal Dutch Shell em 1984 (GRAEBER, 2012).

O Canadá, porém, também enfrenta uma série de desafios para a construção de oleodutos, os quais podem impedir o aumento da produção no final desta década - que segundo estimativas dos produtores canadenses, poderia resultar em perdas de cerca de US\$ 8,00/bbl, ou cerca de US\$ 7 bilhões (PLATTS, 2012u). Estão no centro do debate, além das questões ambientais, as de natureza étnica.

Cerca de 60 grupos dos povos nativos, vários grupos ambientalistas e políticos locais da British Columbia são contrários à proposta de construção do oleoduto Northern Gateway, sendo que o problema reside num único aspecto: a necessidade de navios petroleiros na região para transportar o petróleo rumo à Ásia (PLATTS, 2012u).

Com vistas a acelerar o processo de aprovação de novos oleodutos, o governo conservador está procurando agilizar os processos de licenciamento através do encurtamento do cronograma das audiências públicas e impondo limites aos comentários por parte da sociedade. Além disso, o governo tem sido acusado de revogar o status de entidade filantrópica conferido aos grupos ambientalistas que estejam desafiando os projetos na área de energia. Se já não bastasse, o Public Safety Canada, a quem compete a segurança doméstica, classificou os ambientalistas como uma fonte potencial de terrorismo. (NYT, 2012i).

Pela legislação canadense, os grupos de população nativa devem ser consultados se os dutos tiverem de passar por suas terras. A Enbridge recentemente ofereceu 10% de participação no negócio para os povos nativos no seu projeto de duto em direção ao oeste. Segundo a empresa, metade dos integrantes havia aceitado até então. Para chegar até a costa, as companhias petrolíferas terão que convencer as províncias cujas populações possuem maior consciência ambiental, tais como British Columbia e Quebec (NYT, 2012i).

Em relação à necessidade de recursos para a construção de oleodutos, recentemente a TransCanada anunciou um acordo com a Phoenix Energy Holdings, braço direito da PetroChina, para investir cerca de US\$ 3 bilhões na construção de um duto duplo, o Grand Rapids Pipeline, com cerca de 500 quilômetros de extensão, e com capacidade diária de transporte de 900 mil barris de betume e 300 mil de diluentes, permitindo o escoamento da crescente produção de petróleo advinda das áreas de areias betuminosas do noroeste de Alberta em direção ao principal centro de estocagem e distribuição localizado em Edmonton. A expectativa é que o novo duto esteja em operação no início de 2017, o que inaugurará a entrada da China na área de infraestrutura petrolífera da província de Alberta (PLATTS, 2012; STRATFOR, 2012).

Com base no exposto, podemos dizer que há grandes dúvidas sobre quanto do petróleo da América do Norte ficará de fato nessa região, tendo em vista não somente as decisões dos Estados Unidos pela exportação de óleo cru, mas também a estratégia de diversificação dos destinos de exportação de petróleo por parte do Canadá, sem mencionar ainda as dificuldades para o aumento da produção, dadas as restrições logísticas e os elevados investimentos necessários.

Ademais, caberá ao presidente Obama, neste segundo mandato, buscar a conciliação entre as dimensões física e econômica da estratégia de segurança energética norte-americana, dado que os preços mais baixos do petróleo, ao mesmo tempo em que podem

servir de estímulo à indústria americana, podem também impulsionar o direcionamento da estratégia canadense em favor da Ásia, sendo que os EUA, salvo mudanças de paradigma no setor de transporte, ainda continuarão substancialmente dependentes do petróleo importado.

2.4 Considerações finais

Tendo em vista o exposto nesta seção, podem-se tecer algumas considerações acerca dos impactos do novo posicionamento dos EUA no mercado de petróleo:

Primeiro, o gap criado pela redução das importações líquidas de petróleo dos EUA, apesar de, como indica Yergin (2012), não ser significativo em relação à oferta mundial, acaba sendo relevante num contexto de restrições para o aumento da oferta mundial, dada a baixa capacidade ociosa da Arábia Saudita (reconhecidamente, o ofertante em última instância no mercado mundial de petróleo). Deste modo, o sistema aumenta a sua resiliência a choques, mesmo que o nível de estabilidade do mercado mundial de petróleo ainda seja precário, sobretudo considerando-se a crescente demanda asiática por petróleo.

Segundo, talvez o mais importante efeito resultante da redução da dependência norte-americana e da redução dos preços do WTI seja o aumento da competitividade industrial do país, justamente num momento em que as empresas transnacionais rediscutem se a estratégias de terceirização da produção para países em desenvolvimento não foi longe demais.

Porém, a autossuficiência norte-americana em petróleo está longe de ser obtida, mesmo com os substanciais aumentos da produção previstos. A diminuição expressiva das importações líquidas passa pela redução significativa do consumo de petróleo, o que requer, por sua vez, aumento das eficiências dos veículos e de fontes alternativas de energia para o setor de transporte. Cabe notar, no entanto, que ações concretas estão sendo tomadas nessa direção, configurando-se assim um cenário em que o maior importador mundial de petróleo torna-se cada vez menos dependente de suprimento externo dessa commodity.

Todavia, enquanto isso não ocorre, os EUA precisam conciliar as dimensões preço e garantia de suprimento para conseguirem elevar o seu nível de segurança energética. Se por um lado os preços baixos do petróleo nos EUA acabam sendo extremamente benéficos para a sua economia, por outro incentivam que o Canadá se volte cada vez mais em direção à Ásia. E essas importações perdidas deverão ser compensadas por países julgados menos confiáveis, como Arábia Saudita e Venezuela.

As decisões do presidente Obama, neste segundo mandato, sobre as restrições à exportação de óleo cru e de gás natural serão fundamentais para definir se haverá uma reviravolta na política energética norte-americana, com repercussões inclusive no plano geopolítico, em especial no seu equilíbrio de forças com a China. Vale lembrar que as importações da commodity representaram mais da metade do déficit comercial americano no período de 2007 a 2012, déficit esse que vem sendo financiado através da emissão de títulos públicos adquiridos em grande parte pelo dragão asiático.

3 AS PERSPECTIVAS DE CONVERGÊNCIA PARA OS PREÇOS DE GÁS NATURAL NO MERCADO INTERNACIONAL: QUAL O PAPEL DO GNL?

Heloisa Borges Bastos Esteves

O comércio mundial de gás natural experimentou significativa expansão nas últimas duas décadas, impulsionada especialmente pelo desenvolvimento do comércio internacional de gás natural liquefeito (GNL). Este movimento esteve, desde o seu início, acompanhado de questionamentos acerca da própria capacidade de a indústria do gás natural se tornar uma indústria energética global, a exemplo da indústria do petróleo.

O debate acerca da convergência de preços de gás natural entre os diferentes mercados não é recente. O desenvolvimento do mercado de GNL e a expressiva redução de custos pela qual passou a indústria deram fôlego, na década passada, a previsões otimistas acerca da possibilidade de surgimento de um mercado verdadeiramente internacional de gás natural, com preços convergentes entre os diferentes mercados. O fim da primeira década do século XXI, entretanto, trouxe modificações importantes na indústria, as quais levaram os analistas a rediscutir se os prognósticos de convergência de preços no médio e longo prazos anteriormente apresentados permaneciam válidos. Em particular, voltou à tona o papel do GNL e a capacidade do comércio internacional de GNL de ser o instrumento que possibilitaria a integração dos diferentes mercados regionais de gás natural.

O ano de 2010, entretanto, representou um ponto de inflexão para a indústria do gás natural. E se em 2011 as questões centrais discutidas na academia eram o papel das fontes não convencionais e o impacto de Fukushima no mercado asiático, a discussão em 2012 centrou-se nas perspectivas de exportação da produção norte-americana, no crescimento (ou retomada) da demanda de gás natural em um panorama ainda de crise econômica mundial e nos impactos dos recentes movimentos sobre o comportamento dos preços de gás natural nos diferentes mercados regionais.

A presente seção deste **Boletim** se dedicará a analisar as perspectivas de convergência para os preços de gás natural, observados nos diferentes mercados, explorando os principais fatores explicativos discutidos no passado, em especial o papel do GNL como veículo para a arbitragem de preços entre os mercados regionais, e avaliando a opinião recente da literatura no cenário atual, caracterizado pelo aumento do diferencial de preços estabelecidos nos principais mercados mundiais.

3.1 Introdução

O período compreendido entre o segundo semestre de 2011 e o fim de 2012 pode ter representado um importante ponto de inflexão para os preços mundiais de gás natural liquefeito (GNL). Se no início de 2012, grande parte dos analistas econômicos

discutia a queda drástica dos preços de gás natural no Henry Hub e nos EUA¹⁰⁷ (que apresentaram uma queda de 31,23% entre o início de novembro de 2011 e o final de janeiro de 2012), no restante do ano as atenções se voltaram para a compreensão dos diferentes fatores responsáveis pela ampliação dos diferenciais de preços mundiais de gás natural¹⁰⁸, levando à intensificação das discussões acerca das perspectivas de convergência dos preços (e seus limites) no mercado mundial de gás natural.

A internacionalização da indústria do gás natural, baseada originalmente no comércio regional por meio de gasodutos de transporte, intensificou-se no final do século XX a partir da evolução não apenas das tecnologias de liquefação, transporte e regaseificação do hidrocarboneto, mas também dos mercados, do padrão concorrencial e das formas contratuais disponíveis para o comércio de GNL (em especial as formas de precificação, tradicionalmente ancoradas em fórmulas que associavam o preço do produto à cotação internacional de combustíveis concorrentes).

Como destaca Chandra (2006), a distância entre as regiões produtoras e consumidoras de gás natural foi, durante muito tempo, fator crucial para explicar a configuração da indústria de gás natural, com o desenvolvimento das reservas ocorrendo o mais próximo possível do mercado consumidor. À medida que as tecnologias de transporte do hidrocarboneto se desenvolviam (e os custos de transporte reduziam-se), a indústria foi se desenvolvendo; e a conjugação destes elementos (custos de transporte elevados e características físicas e tecnológicas do produto) resultou no desenvolvimento histórico da indústria baseado no transporte por meio de gasodutos que ligavam as regiões produtoras aos mercados consumidores (Foss, 2005).

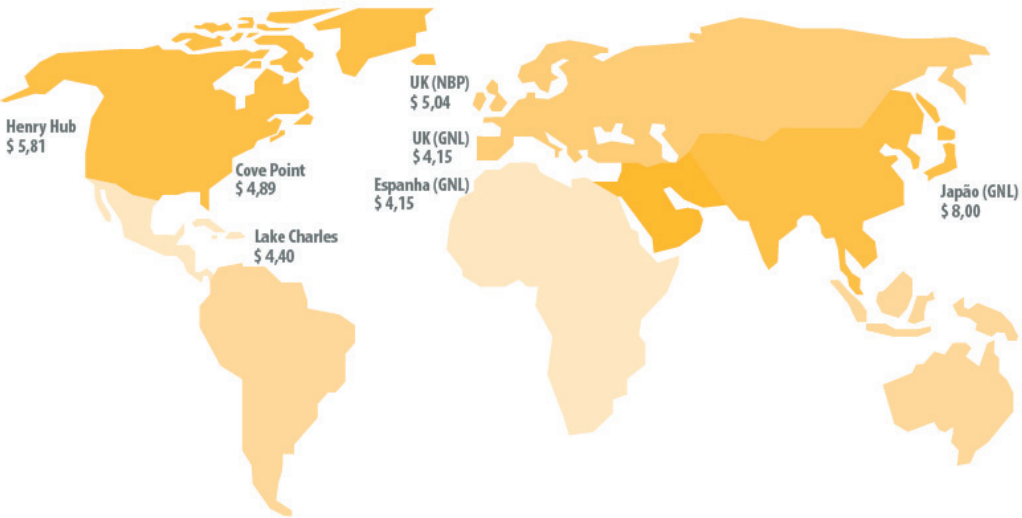
Na segunda metade do século XX, o advento de inovações tecnológicas redutoras de custos e o aumento gradativo da competição gás-gás permitiu o surgimento de mercados spot e de curto prazo, viabilizando a utilização de novos indexadores para o comércio do gás natural e aumentando as expectativas em torno da formação de um mercado global, que levariam tendencialmente à convergência de preços nos diferentes mercados regionais.

Isto porque, até o final da primeira década do século XXI, o desenvolvimento da indústria do gás natural indicava perspectivas de uma integração cada vez maior dos mercados, com grande parte da academia e dos especialistas do setor prevendo uma convergência de preços do gás natural, no médio prazo, entre os diferentes mercados regionais. De fato, no final de 2009 as expectativas pareciam estar próximas de se confirmarem, como indica a Figura 9.

¹⁰⁷ Ver, por exemplo, Silk (2012).

¹⁰⁸ Atualmente, enquanto na América do Norte o gás natural é comercializado a cerca de US\$ 3,5/MBTU, tal produto é comercializado na Europa por US\$ 11/MBTU e na Ásia por cerca de US\$ 14/MBTU, mesmo diante de um crescimento expressivo do comércio mundial de GNL.

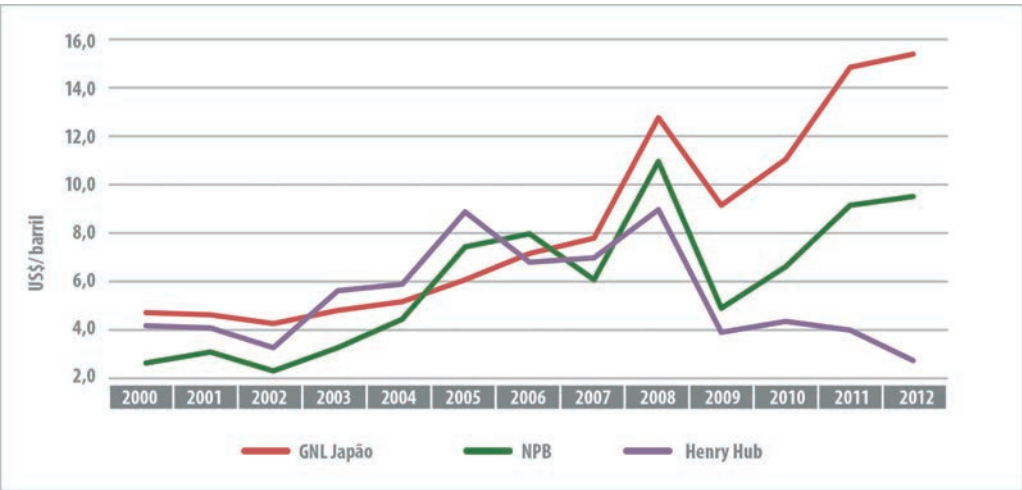
Figura 9 – Preços de gás natural (em US\$/MBTU) – Dezembro de 2009



Fonte: FERC.

Como se pode observar, as diferenças de preços entre os principais mercados regionais (norte-americano, europeu e asiático), ao final de 2009, podiam ser atribuídas, em grande medida, aos custos de transporte do gás entre os mercados. A maior parte dos estudos e prognósticos, de fato, foi elaborada a partir de séries de preços que pareciam indicar uma tendência de convergência, ilustrada no Gráfico 23:

Gráfico 23 – Preços de gás natural (US\$/MBTU - 2000 a 2012)



Fonte: Elaboração própria.

Este movimento parece ter sido freado pelo surgimento de novas reservas de gás não convencional nos Estados Unidos (que modificaram o panorama do comércio de GNL na Bacia do Atlântico), pelo acidente nuclear de Fukushima e pela crise econômica mundial, dentre outros fatores, que alteraram os panoramas de curto e médio prazos do gás natural, impondo a revisão de análises que apostavam em uma cada vez maior internacionalização do mercado de gás natural e em uma tendência à convergência de preços entre os distintos mercados.

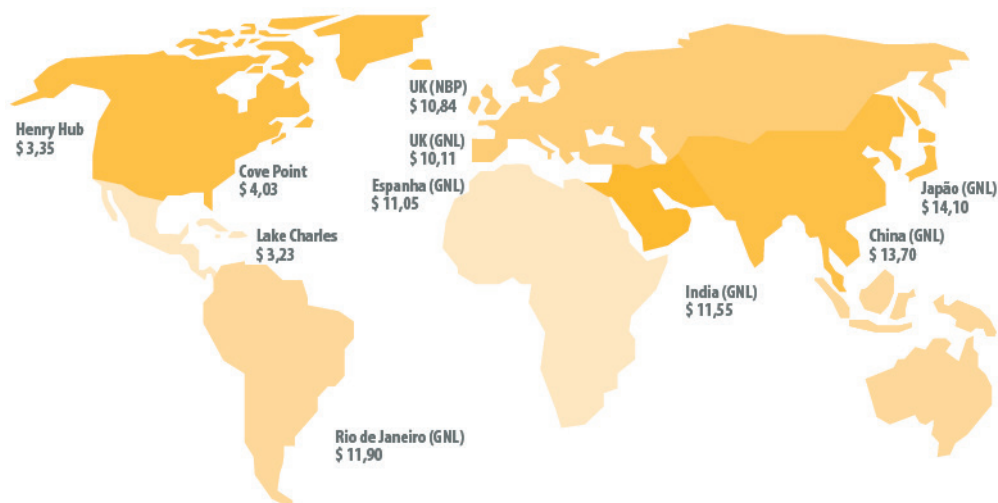
Apesar do aumento da oferta de gás natural no mundo, o comércio internacional do energético ainda é fortemente influenciado pela proximidade geográfica das regiões produtoras com os principais mercados consumidores, de modo que ainda hoje cada mercado regional mantém uma forma particular de precificação para o energético, não existindo uma única referência para o preço do gás natural no mercado internacional. A existência de formas de precificação, modelos (e prazos) contratuais e infraestrutura de escoamento distintos, somados a fatores conjunturais, como o excesso de oferta no mercado norte-americano e a demanda aquecida no mercado asiático, são fatores que explicam a disparidade de preços atual, mas a avaliação acerca das possibilidades de convergência dos preços no médio e longo prazos exige primeiramente a análise dos diferentes fatores que exacerbaram os diferenciais de preços do gás natural observados a partir de 2010.

Assim, esta seção do **Boletim Anual de Preços 2013** trará um breve exame do comportamento dos preços internacionais de gás natural como ponto de partida da análise. Em seguida, serão apresentados os principais elementos apresentados na literatura como fundamentais para a tendência de convergência dos preços de gás natural: o crescimento da comercialização inter-regional de gás natural e as expectativas de surgimento de um mercado global do energético; as principais formas de precificação nos mercados internacionais e seus impactos na trajetória dos preços de gás; os efeitos da estrutura de mercado da indústria de gás natural; e os impactos de questões logísticas e tecnológicas sobre as possibilidades de futura convergência de preços. Serão, então, apresentados trabalhos mais recentes, que reveem a questão à luz das mudanças observadas nos últimos três anos e discutem se – e até que ponto – as previsões anteriormente formuladas se mantêm. Por fim, serão delineadas algumas conclusões e comentados os impactos da questão para a América Latina.

3.2 O comportamento dos preços internacionais de gás natural em 2011 e 2012 e a ampliação dos diferenciais de preços entre mercados regionais

Como já identificado no **Boletim Anual de Preços 2012**, no ano de 2011 os preços do gás natural no mercado internacional apresentaram comportamento que veio a consolidar uma tendência já observada desde 2008, qual seja, a do aumento da divergência entre os preços do energético em seus principais mercados regionais, que terminaram o ano de 2012 com significativos spreads entre os mercados, como indica a Figura 10.

Figura 10 – Preços de gás natural (em US\$/MBTU) – Dezembro de 2012

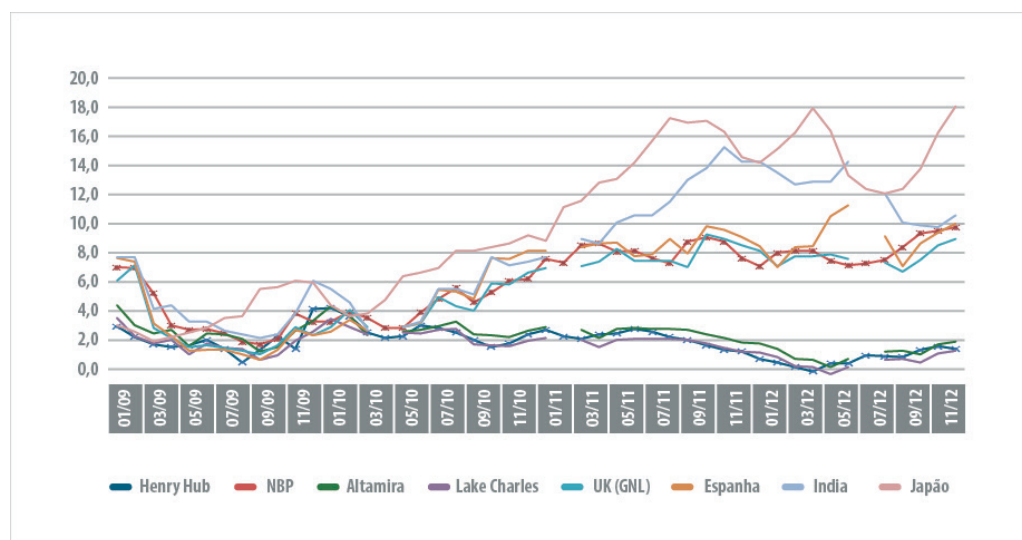


Fonte: FERC.

O comportamento de aumento da divergência entre os preços do gás natural estabelecidos nos principais mercados de referência internacional, que vinha sendo observado desde 2008 e ficado mais intenso em 2011, confirmou-se em 2012, dando sinais de que os preços do gás natural nesses mercados tendem a manter esta dinâmica, pelo menos no curto e médio prazos. Isto representou uma mudança no padrão observado na década anterior, apontado no Gráfico 23.

Uma análise mais detalhada do comportamento dos preços de gás natural em alguns mercados indica que este descolamento se acentuou em 2010 com a elevação dos preços nos mercados europeus (NBP e Espanha) e Asiático (Índia e Japão) e a redução do patamar de preços no mercado norte-americano.

Gráfico 24 – Comportamento dos preços de gás natural(*) nos principais mercados regionais: os diferentes níveis de preços observados



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do FERC, EIA/DOE e ICE.

(*) Os preços do Henry Hub e NBP referem-se aos preços spot, enquanto os demais preços apresentados referem-se aos preços de GNL divulgados pelo FERC.

É interessante notar que o movimento de um descolamento dos preços entre mercados, independente da forma de comercialização (via gasodutos ou GNL), e mesmo no que se refere exclusivamente aos preços de GNL, pode ser explicado pelo aumento do diferencial de preços entre o mercado norte-americano e os demais, com o energético sendo comercializado nos EUA (Altamira e Lake Charles) por valores significativamente inferiores àqueles observados na Europa (Espanha e NBP), Ásia e América Latina.

No mercado norte-americano, o preço spot do gás natural manteve em 2012 a trajetória de queda observada ao longo de 2011 e atingiu, em abril, o menor patamar observado em dez anos. Embora tenha se recuperado um pouco desde então, e encerrado o ano a cerca de US\$ 3,42/MBTU, ainda está bem abaixo do pico de mais de US\$ 13,00/MBTU observado em julho de 2008. A queda nos preços do Henry Hub pode ser atribuída principalmente ao incremento expressivo da produção e do nível de estoques do hidrocarboneto a partir de 2011 (quando, movido principalmente pela exploração de gás natural de fontes não convencionais, a produção norte-americana teve incremento de 209 milhões de metros cúbicos diários, o que manteve os estoques do energético em níveis significativamente elevados¹⁰⁹), mas também, em certa medida, à impossibilidade de exportação do gás natural norte-americano para

¹⁰⁹ O aumento do nível de estoques de gás natural nos EUA, no final de 2011 e início de 2012, também pode ser parcialmente atribuído à ocorrência de um inverno relativamente ameno no hemisfério norte, o que reduziu o consumo de gás natural no país (em comparação com anos anteriores).

os mercados europeu e asiático¹¹⁰, que exige aprovação prévia do Departamento de Energia Norte-Americano¹¹¹.

Já no mercado asiático, os elevados preços observados em 2011 foram associados primordialmente ao crescimento da demanda japonesa pelo combustível após o acidente nuclear ocorrido na região de Fukushima, que provocou o desligamento de todas as usinas de geração termonuclear do país e a elaboração de um plano nacional de racionamento de energia¹¹², fazendo com que apenas no segundo semestre de 2012 fossem reativadas algumas unidades. A decisão de desligamento das usinas provocou um aumento considerável da importação japonesa de combustíveis fósseis para geração termelétrica, fazendo com que o país se tornasse o maior importador mundial de carvão, o segundo maior de gás natural e o terceiro maior de petróleo.

Particularmente, no que se refere ao gás natural, esta importação aumentou de forma significativa a demanda por GNL, pressionando os preços do energético no mercado asiático, que atingiram o maior preço dos últimos anos, com a cotação chegando a quase US\$ 18,00/MBTU. Com a retomada de parte da geração nuclear e a redução da demanda de energia elétrica, em consequência tanto da ocorrência de temperaturas mais amenas no verão japonês quanto dos efeitos do plano de racionamento de energia implementado, os preços do GNL importado no país apresentaram redução no segundo semestre, embora os cerca de US\$ 13,00/MBTU observados no final do ano ainda representem um diferencial significativo em relação ao mercado norte-americano.

Por fim, como já indicado, no mercado europeu o preço do gás natural importado terminou o ano em torno de US\$ 11,8/ MBTU¹¹³, em patamar ligeiramente superior àquele observado no final de 2011. É interessante notar que os preços do energético

¹¹⁰ No início dos anos 2000, bilhões de dólares foram investidos na construção de terminais de regaseificação nos EUA (FORBES, 2012), mas a taxa de utilização de tais instalações foi de apenas 6% em 2011 e de 3% nos primeiros quatro meses de 2012 (ROGERS, 2012). Como o investimento para transformar um terminal de regaseificação em um de liquefação é significativamente inferior ao de um projeto greenfield, o excesso de oferta no mercado americano, somado à baixa taxa de utilização dos terminais de regaseificação, poderia gerar uma oportunidade de exportação do gás norte-americano.

¹¹¹ A construção de terminais de exportação de gás natural liquefeito nos EUA requer, nos termos do Natural Gas Act, autorização prévia da *US Federal Energy Regulatory Commission* (FERC), agência reguladora federal norte-americana, com competência para regular, dentre outros, terminais de gás natural liquefeito e gasodutos interestaduais. Após a aprovação da FERC, o projeto de exportação de GNL deve ainda obter diversas licenças estaduais e federais e, por fim, autorização de exportação do Departamento de Energia norte-americano (DoE), cuja avaliação depende da declaração de que o projeto atende a requisitos de interesse público, conforme estabelecido na Seção 3(c) do National Gas Act.

Atualmente o DoE impôs uma moratória na aprovação de licenças de exportação até que sejam devidamente avaliados os impactos da exportação de GNL no mercado norte-americano. O estudo, que foi divulgado em 05 de dezembro de 2012, está disponível no endereço eletrônico <http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/LNGStudy.html> e teve seu período de comentários encerrado em fevereiro de 2012.

¹¹² Antes do desligamento das usinas de geração, o Japão dispunha de 50 reatores nucleares em operação, que respondiam por cerca de 30% de sua matriz energética, constituindo o terceiro maior parque de geração termonuclear do mundo, atrás apenas da França (com 59 reatores em operação) e EUA (com 104).

¹¹³ http://ycharts.com/indicators/europe_natural_gas_price.

mantiveram significativo diferencial em relação ao mercado norte-americano, não obstante a redução no consumo europeu (em decorrência do agravamento da crise econômica na zona do euro), o que pode ser explicado pela forma de precificação dos contratos de importação da região (que será mais bem explicado no item 3.3).

O comportamento recente dos preços de gás natural nos principais mercados do mundo levou a uma revisão da expectativa criada nas décadas anteriores pela ampliação da comercialização inter-regional de gás natural. Em meados da primeira década do século XXI, os movimentos de liberalização de mercados e o crescimento da indústria do GNL deram origem a prognósticos otimistas de que uma convergência entre os preços regionais de gás natural seria possível no médio prazo, o que não ocorreu. Atualmente, as previsões se repetem, embora desde 2008 a diferença de preços do gás natural entre os diferentes mercados regionais tenha sido cada vez mais ampliada.

O crescimento da comercialização inter-regional de gás natural e os avanços na liberalização dos diferentes mercados, como analisado a seguir, foram fortes argumentos daqueles que defendiam a perspectiva de surgimento de um mercado global de gás natural nos próximos 15 anos. As próximas seções, então, passarão a examinar estes argumentos, refletindo se – e até que ponto – eles foram afetados pelas mudanças recentes na indústria do gás natural. Primeiramente, entretanto, será examinado o papel dos mecanismos de precificação contratual na manutenção de diferentes níveis de preços nos mercados regionais.

3.3 As formas de precificação do gás natural nos contratos e sua influência sobre a formação de preços nos mercados regionais

O aumento na demanda por gás natural aliado a inovações tecnológicas redutoras de custo e promotoras de flexibilidade (principalmente na indústria do GNL) contribuiu, nas duas últimas décadas, para uma alteração na estrutura da indústria do gás natural, em especial no que diz respeito aos termos contratuais e às formas de precificação. Até o início da segunda década do século XXI, acreditava-se que os contratos de gás natural dirigiam-se para termos e formas de precificação cada vez mais flexíveis.

Historicamente, o desenvolvimento da indústria do gás natural foi marcado pela formação de uma rede de contratos bilaterais de longo prazo, caracterizados especialmente pela presença de cláusulas do tipo Take or Pay e Ship or Pay, justificadas, primordialmente (do ponto de vista econômico), tanto pela busca por mecanismos de redução de riscos (de produtores e transportadores), por meio da garantia de fluxo financeiro que remunerasse o investimento realizado nas instalações de transporte, quanto pela busca por segurança no abastecimento por parte dos demandantes (considerando a essencialidade do energético na atividade industrial, especialmente para geração de energia elétrica e, no uso doméstico, para aquecimento). Não obstante a liberalização dos mercados e o surgimento de modais alternativos de transporte, ainda hoje a maior parte do comércio internacional de gás natural está baseada em contratos de longo prazo.

É importante notar, entretanto, que tais contratos têm como ponto central a garantia da disponibilidade do produto, mas não os preços praticados. Os preços estabelecidos em contratos de longo prazo são geralmente determinados por uma fórmula baseada no preço de substitutos próximos do gás natural (em geral uma cesta de óleos), e pode ou não incluir também o preço de referência do hidrocarboneto em outros mercados.

Com a liberalização e a internacionalização cada vez maior dos mercados, a indústria do gás natural passou por importantes transformações em sua estrutura de comercialização, de modo que atualmente os contratos rígidos e bilaterais de longo prazo coexistem com contratos de médio e curto prazos e transações no mercado spot¹¹⁴. A principal característica desse tipo de contrato é a maior flexibilidade para ajuste do comércio do produto às condições de mercados liberalizados. Contratos de médio prazo tradicionalmente variam de 12 a 18 meses, especificando o volume de entregas mensais e diárias contratadas, bem como as variações de volume permitidas, com os preços indexados em função dos preços de gás natural praticados nos mercados spot.

De modo similar, contratos de curto prazo têm se tornado cada vez mais frequentes em regiões com mercados spot com liquidez, e têm prazos típicos de um ou dois meses. Em contratos de curto prazo, entretanto, os preços são geralmente fixados como equivalentes ao preço de mercado no momento da entrega do produto, e os volumes contratados são fixos, com entregas diárias ao longo do mês contratado. O surgimento de mercados líquidos de gás natural permitiu, ainda, a criação de contratos de curtíssimo prazo (de duração inferior a um mês), tipicamente utilizados para balanceamento do sistema (JURIS, 1998).

Na prática, tanto os contratos bilaterais de longo prazo como os contratos spot objetivam o compartilhamento de riscos entre os agentes envolvidos no processo de transação, mas de forma diferenciada: enquanto no primeiro caso a presença de cláusulas rígidas busca reduzir os riscos e custos de transação, principalmente aqueles associados aos investimentos na infraestrutura de transporte; no segundo, a existência de mecanismos financeiros, como *hedges* e opções, permite a proteção contra a volatilidade dos preços do gás natural, bem como a repartição de riscos com agentes que queiram se inserir no mercado.

¹¹⁴ Este movimento teve origem na liberalização do mercado norte-americano no início da década de 1980, quando a redução inesperada da demanda gasífera deu origem a um excedente do produto que, deparado com uma oferta que apresentava incremento constante dos volumes ofertados, gerou um fenômeno denominado “bolha de gás”. Em resposta a este fenômeno, foi publicado o Natural Gas Policy Act (NGPA), estabelecendo que o gás “novo” (i.e.: ofertado a partir daquele momento) não teria mais seus preços regulados. Diante desta conjuntura de sobreoferta e grande quantidade de gás contratada por parte dos gasodutos interestaduais, combinada a preços liberalizados, os agentes procuraram mercados para a colocação deste gás, dando início aos mercados spot de gás natural nos EUA. A tendência à liberalização dos mercados gasíferos cruzou o oceano, chegando à Europa, inicialmente ao Reino Unido (na década de 1980) e depois ao continente (na década seguinte).

Diversos analistas apontam a redução, ao longo das duas últimas décadas, na duração dos contratos de gás natural (e suas consequências para os mercados), e a maior parte da literatura acadêmica parece de fato indicar uma tendência para a redução média dos prazos contratuais na indústria. Como destaca a IGU (2011), embora os preços do gás não sejam determinados pelas escolhas feitas em cada mercado entre os diferentes mecanismos disponíveis de formação de preços, seu comportamento certamente é influenciado por eles. As principais questões, atualmente, centram-se nos embates na Europa e na Ásia entre os defensores da manutenção da adoção de contratos de longo prazo com preço indexado em outros energéticos (que atualmente representam 70% do volume de gás comercializado no continente europeu, por exemplo) e aqueles que advogam pela adoção de formas contratuais mais flexíveis, com preços de gás natural determinados pela concorrência nos diferentes mercados.

A liberalização dos mercados consumidores de gás natural e de energia elétrica, como o Japão e a Europa, levou a indústria gasífera a buscar flexibilidade, de forma a permitir uma melhor adequação à lógica de funcionamento desses novos mercados consumidores. Petrash (2006) demonstra a existência de uma tendência evidente de “encurtamento” dos prazos contratuais, apontando que, embora o movimento tenha sido causado por uma conjunção de fatores, mercadológicos ou regulatórios, o primeiro grupo parece ter tido um impacto maior na modificação dos termos contratuais. Não obstante os contratos de longo prazo ainda serem a forma predominante de negociação, contratos de curto e curtíssimo prazos vêm se tornando mais frequentes no mercado spot na última década.

A adoção de cada uma das formas de precificação influencia e é influenciada pela estrutura contratual vigente em cada mercado: contratos de curto e médio prazos adotam primordialmente preços baseados nas cotações dos *hubs* de referência; por outro lado, de modo geral, contratos de longo prazo firmados no passado tinham seus preços determinados a partir da cotação do petróleo e de seus derivados¹¹⁵. Alguns autores apontam que a estrutura contratual rígida reduz a transparência nos mercados que a adotam, uma vez que os termos são acertados caso a caso e bilateralmente (Reynolds e Richardson, 2012¹¹⁶) por empresas que são total ou parcialmente controladas por Estados, o que torna as decisões por elas tomadas apenas parcialmente baseadas em critérios econômicos, como indica Levi (2012¹¹⁷).

¹¹⁵ É importante notar que, apesar de não ser a forma predominante de negociação, o mercado spot vem crescendo: em 2011 foram comercializados 62 Mt no mercado spot, representando pouco mais de 25% do volume total demandado (INTERNATIONAL GAS UNION. World LNG Report 2011. Disponível em: <<http://www.igu.org/igu-publications/LNG%20Report%202011.pdf>> Acesso em: 10 dez. 2012).

¹¹⁶ REYNOLDS, James; RICHARDSON, Sara. Will gas price converge globally? Marchment Hill Consulting, set. 2012. Disponível em: <<http://www.marchmenthill.com/qsi-online/2012-09-17/will-gas-prices-converge-globally->>> Acesso em: 10 dez. 2012.

¹¹⁷ LEVI, Michael. A Strategy for U.S. Natural Gas Exports. Brookings 13 jun. 2012. Disponível em: <http://www.brookings.edu/~media/research/files/papers/2012/6/13%20exports%20levi/06_exports_levi.pdf> Acesso em: 10 dez. 2012.

No que tange especificamente à precificação do gás natural, há quatro formas distintas de estipulação de preço para a comercialização do produto: Hub-based, Oil-linked, Energy-Linked e preços regulados¹¹⁸. A primeira utiliza a cotação de um *hub* de referência com livre flutuação, isto é, varia conforme as condições de oferta e demanda em uma localidade geográfica específica, sendo os dois principais *hubs* de referência o Henry Hub, nos EUA, e o National Balancing Point (NBP), no Reino Unido. Este tipo de precificação é adotado em mercados liberalizados, caracterizados pela presença de um grande número de ofertantes e demandantes, elevada capacidade de transporte e estocagem e existência de mecanismos financeiros de mitigação de riscos. Neste caso, os preços em geral não estão fortemente correlacionados com outras fontes de energia (o que alguns analistas denominam precificação gas-on-gas)¹¹⁹.

A segunda forma de precificação é, em geral, observada em mercados onde há um número reduzido de ofertantes e demandantes, e a oferta de gás natural está baseada primordialmente na importação do energético. Nestes casos, são adotados contratos que fazem uso de uma variedade de fórmulas que indexam o preço do gás ao de cestas variadas de óleos. Esse tipo de contrato é visto principalmente nos mercados importadores de GNL na Ásia^{120 e 121}.

A terceira forma de precificação existente em contratos de gás natural é similar à anterior. Entretanto, ao invés dos contratos indexarem os preços do gás natural a uma cesta de óleos, adota-se uma cesta baseada nos preços de combustíveis alternativos (em geral óleo combustível, óleo diesel e carvão). Este tipo de precificação é comum em contratos vigentes no mercado europeu, tendo sido sua adoção encorajada pelos principais produtores que suprem aqueles mercados (Noruega, Argélia e, especialmente, Rússia)¹²².

¹¹⁸ Chandra (2006).

¹¹⁹ De fato, como indicam estudos do MIT e do EIA/FOE (MIT, 2011 e EIA/DOE, 2009), o comportamento dos preços do gás natural no mercado norte-americano indica que a relação entre estes e os preços do petróleo mudou significativamente nas últimas décadas (e com maior intensidade a partir de 2008), indicando que os preços do energético têm respondido cada vez mais às condições internas associadas à sua oferta e demanda e menos a fatores relacionados ao comportamento da indústria do petróleo.

¹²⁰ Mais de 80% de todo o gás natural importado por países asiáticos em 2011 consistia em contratos de GNL, sendo que as importações japonesas de GNL representaram cerca de 43% do total de gás natural importado na região (e mais de 10% do total de gás natural importado no mundo), segundo dados retirados do BP Statistical Review of World Energy 2012.

¹²¹ No caso japonês, por exemplo, foi adotada uma curva em S que relaciona os preços da cesta de óleos definida como Japan Crude Cocktail (JCC) aos preços do GNL importado. Por esta fórmula, são fixados patamares máximos e mínimos de preços, dentro dos quais variações nos preços da cesta de óleos escolhida têm impacto direto nos preços de GNL.

¹²² É interessante notar que, da mesma forma que ocorre em contratos indexados a uma cesta de óleos, este tipo de precificação historicamente fez com que o gás natural fosse comercializado com um desconto (em termos de equivalência energética) em relação ao petróleo e seus derivados. Com a escalada dos preços do petróleo a partir de 2008, esses contratos, embora tenham elevado o *spread* dos preços de gás natural nos mercados europeu e norte-americano, mantiveram os preços do gás natural relativamente baixos (em termos de equivalência energética), fato que fez com que alguns produtores pressionassem pela revisão dos contratos, até que a superoferta norte-americana derrubou os preços do gás natural no Henry Hub, ampliando o diferencial de preços entre os mercados e tornando insustentáveis medidas que buscassem elevar ainda mais os preços no mercado europeu.

Por fim, uma quarta forma de precificação encontrada nos mercados mundiais é a de contratos baseados em preços regulados, comum em países onde a indústria gasífera é controlada pelo Estado, como ocorre no Oriente Médio, na Rússia ou na China (embora nesta tenham sido observadas recentemente experiências de adoção pontual de preços fixados a partir de fórmulas paramétricas baseadas em cestas de óleos e derivados). Uma síntese das formas de precificação adotadas no mundo pode ser observada na Figura 11.

Figura 11 – Formas de precificação nos diferentes mercados de gás natural



Fonte: Adaptação a partir de Chandra (2012).

Parte do movimento de maior flexibilidade contratual e adoção de novas formas de precificação (em especial da precificação a partir da competição gas-on-gas) foi possível a partir do aumento no uso do transporte marítimo de GNL que, ao mesmo tempo em que reduz a especificidade dos ativos de transporte de gás natural, permite a comercialização do gás natural em bases menos rígidas do que as encontradas nos contratos tradicionais de transporte de gás natural por meio de gasodutos (Mathias, 2008). Foram as inovações tecnológicas no transporte de gás natural sob a forma liquefeita que imprimiram, segundo Mathias (2008), maior contestabilidade à indústria de gás natural, por reduzirem a especificidade dos ativos nesta atividade e proporcionarem ganhos associados a economias de escala¹²³.

¹²³ Esta questão será mais bem explorada no item 3.5 deste Boletim.

Foi a busca por flexibilidade na compra de gás natural para atender os mercados liberalizados que resultou na expansão do uso do transporte de GNL, a qual, por sua vez, permitiu aumentar a flexibilidade contratual no transporte do gás natural. Os novos ativos de transporte e liquefação de gás natural, com maior capacidade, exerceram um papel fundamental no desenvolvimento do mercado de gás natural, ligando regiões produtoras do hidrocarboneto a mercados consumidores, eliminando as barreiras geográficas atualmente existentes e possibilitando a flexibilização nos contratos de comercialização.

No passado, os contratos geralmente continham cláusulas de preço futuro destinadas a cobrir os custos iniciais do investimento e reduzir os riscos associados com o capital dedicado a um projeto específico. Esses contratos vinculavam o preço do gás natural a cestas de óleos ou derivados de petróleo estabelecidas no momento da negociação contratual. Durante a vigência destes contratos, os preços poderiam eventualmente ser modificados (para refletir modificações nas condições do mercado), mas tais ajustes eram em geral dissipados no tempo e implementados de forma gradual. Este tipo de precificação, entretanto, é atraente (e necessário) para mitigar riscos apenas se (e na medida em que) os mercados regionais operarem de forma relativamente independente entre si (já que contratos rígidos de longo prazo fornecem pouca margem para o aproveitamento de ganhos decorrentes de diferenciais de preços).

Atualmente, alguns autores apontam que estamos em uma fase intermediária (no que se refere à transição para formas contratuais cada vez mais flexíveis)¹²⁴ e, na medida em que a infraestrutura de transporte, estocagem e comercialização de gás (incluindo as instalações relacionadas à comercialização de GNL) estejam mais desenvolvidas, cada vez mais os agentes buscarão formas contratuais que lhes permitam aproveitar oportunidades de arbitragem de preços entre mercados. Ressalta-se que alguns contratos na Europa e na Ásia já refletem esta busca por novas formas de precificação do gás¹²⁵. Estes movimentos, entretanto, estarão condicionados principalmente ao desenvolvimento do mercado de GNL, que será o principal facilitador da possibilidade de arbitragem em mercados internacionais.

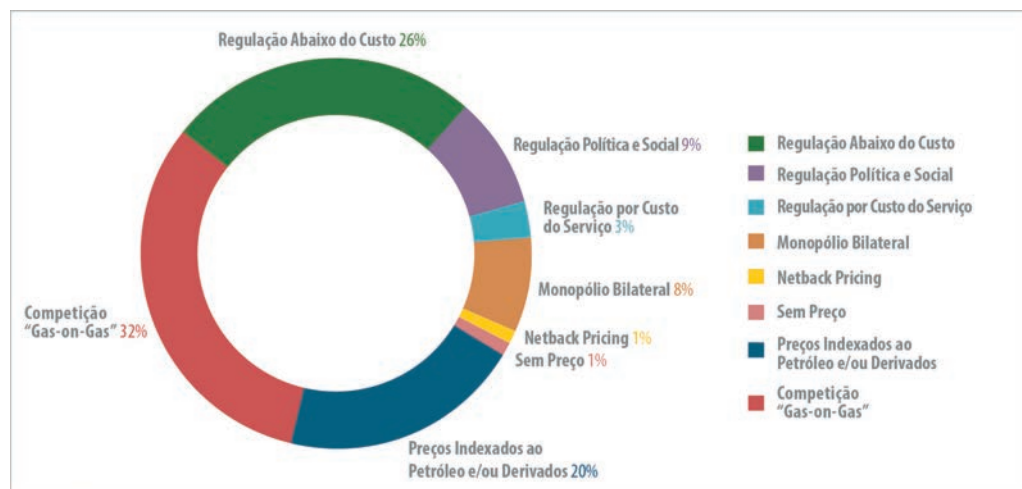
Exame da extensão das distintas tipologias de formação de preços de gás natural feito pela International Gas Union (IGU, 2011) indica que, de modo global, um terço de todo o gás comercializado no mundo em 2007 foi precificado a partir de mecanismos de com-

¹²⁴ EMF (2007).

¹²⁵ À medida que os diferenciais de preços entre os mercados se sustentem, as oportunidades de ganhos se ampliam e os custos de operação através de contratos de longo prazo com cláusulas rígidas de preços se tornam mais evidentes, já que os participantes da indústria notam cada vez mais os prejuízos decorrentes da perda de oportunidades. O desvio de cargas, se ocorrer, começará a influenciar os preços do energético em todas as regiões, tornando os mercados mais integrados. Simultaneamente, a oportunidade de arbitragem faz com que os demandantes busquem limitar a rigidez dos contratos e sua dependência a preços artificialmente estabelecidos, especialmente se estes parecem distanciar-se dos preços observados em mercados mais competitivos (um exemplo disso são os novos contratos de importação de GNL japoneses, cujas cláusulas de preços passaram a ser baseadas nos preços spot do Henry Hub em um movimento interpretado como sinal de que os contratos de importação de gás no Japão estão alterando seu padrão de precificação).

petição gas-on-gas, embora regionalmente esta importância seja bastante diferenciada (variando de 99% na América do Norte, onde todo o gás natural é comercializado em hubs, a 0% na maior parte dos países em desenvolvimento, como o Brasil).

Gráfico 25 – Formação de preços do gás natural no mundo



Fonte: IGU (2011).

Como pode ser observado, a segunda maior categoria (em termos de volume consumido de gás natural) foi a de preços regulados, com destaque para a regulação de preços abaixo do custo (que correspondeu a 26% do total, um percentual fortemente influenciado pelos mecanismos de formação de preços internos na Rússia). Já a precificação a partir de fórmulas contratuais baseadas em cestas de óleos ou derivados, embora dominante na Europa Continental e Ásia, representou 20% do consumo total do energético.

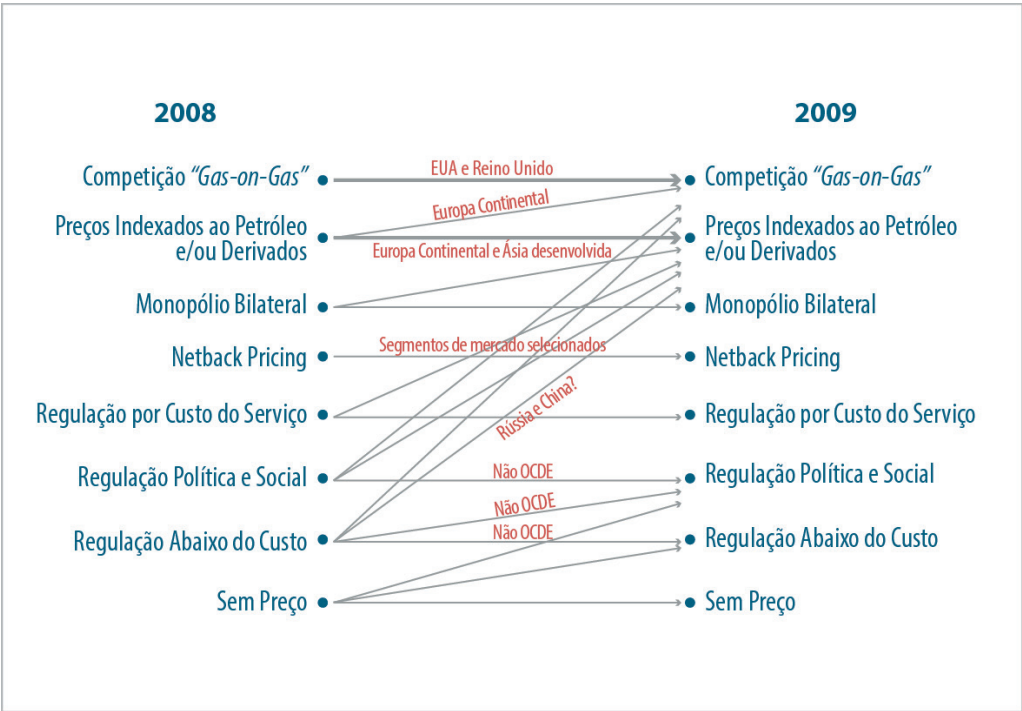
É interessante notar que, como destaca IGU (2011), em países que já adotaram formas de precificação a partir da concorrência gas-on-gas há pouca ou nenhuma discussão acerca de adoção de outros tipos de precificação, sendo este mecanismo amplamente percebido (e defendido) como mais eficiente em relação aos demais. Na Europa Continental, a Comissão Europeia esforça-se para introduzir mais mudanças que alterem a forma de precificação dominante na Europa (partindo de preços Energy-Linked para a Hub-based). Nas demais regiões, a adoção de formas alternativas de precificação parece estar condicionada à introdução de reformas institucionais que permitam a criação de mercados atacadistas e garantam o acesso de terceiros a essential facilities¹²⁶.

¹²⁶ O termo "essential facility" foi desenvolvido pela jurisprudência antitruste norte-americana para situações em que a produção de produtos e serviços depende de bens que não podem ser duplicados pelos concorrentes sem que os agentes sejam obrigados a incorrer em custos proibitivos. O termo é, de modo geral, utilizado para referir-se a um ativo considerado necessário para que agentes econômicos de um setor operem no mesmo e que não é facilmente duplicado. Via de regra, a caracterização de um ativo como uma essential facility exige que sejam identificadas as seguintes condições: (i) ser o ativo detido por um monopolista; (ii) inexistência de substituto disponível; (iii) impossibilidade de duplicação por questões tecnológicas ou econômicas; e (iv) inviabilização da sobrevivência dos agentes em caso de restrição ao acesso do ativo em questão (Viscusi *et alli*, 1997).

Por outro lado, a adoção de mecanismos competitivos parece ser uma hipótese essencial para a garantia de convergência de preços nos mercados, já que movimentos de arbitragem teriam pouco ou nenhum efeito sobre os diferenciais de preços em mercados onde prevalecem contratos rígidos de longo prazo¹²⁷.

Estudo elaborado em 2011 pela International Gas Union indica que a adoção de mecanismos de precificação mais flexíveis parece ser a tendência futura em diversos mercados. Os resultados do estudo estão sintetizados na Figura 12, que indica as perspectivas de modificações nos mecanismos contratuais de precificação em diferentes regiões.

Figura 12 – Modificações futuras na extensão de mecanismos de precificação de gás natural no mundo



Fonte: IGU (2011).

¹²⁷ A Agência Internacional de Energia, por exemplo, prevê que, no médio e longo prazos, oportunidades para obtenção de rendas a partir dos diferenciais de preços nos mercados regionais provavelmente vão estimular o comércio entre a bacia do Atlântico e os mercados da Ásia-Pacífico, que tradicionalmente operam com preços e formas contratuais significativamente distintas (IEA, 2012). Este movimento, que auxiliaria a aceleração do processo de globalização dos mercados de gás natural (e consequente convergência dos preços entre as bacias), entretanto, só será possível se os contratos nas duas bacias forem flexíveis o suficiente para permitir que os agentes se aproveitem de tais oportunidades.

A expansão observada no comércio mundial de gás natural liquefeito nas últimas décadas mostra-se, aqui, como elemento chave para a elucidação da questão proposta. Isto porque ela pode ser apontada como fator decisivo para a evolução das formas de precificação e dos tipos de contratos utilizados nas transações comerciais de gás natural.

Inicialmente também ancorado em contratos de longo prazo baseados em cestas de óleo, o comércio inter-regional de GNL foi gradualmente se beneficiando da liberalização dos mercados de gás na América do Norte e em alguns países europeus. Como indica ALMEIDA (2010), foi o aumento da comercialização de GNL que induziu a competição gas-on-gas em outros mercados que não o norte-americano, permitindo o desenvolvimento de alguns mercados de curto prazo e spots, o que, por sua vez, viabilizou a utilização de novos indexadores para o comércio do gás natural.

Por outro lado, a entrada de países com mercados de gás liberalizados no comércio mundial de GNL induziu a utilização de novas formas de precificação do produto e, em um segundo momento, os contratos de importação de GNL destes países passaram a utilizar como indexadores o preço do gás no mercado spot. Foi principalmente a partir da possibilidade de flexibilização dos contratos que o comércio de GNL na Bacia do Atlântico se ampliou significativamente, sendo o mercado norte-americano idealizado, até o final da década passada, como um *backup* para os contratos flexíveis e para a capacidade de liquefação descontratada e ofertada no mercado mundial de GNL de curto prazo (ALMEIDA, 2010¹²⁸).

A premissa básica para esta estratégia de comercialização de GNL até 2010, entretanto, era de que as importações americanas de GNL tenderiam a aumentar a médio e longo prazos, o que aumentaria a liquidez dos mercados spot de GNL na Bacia do Atlântico. Todavia, esta premissa foi completamente alterada pelo crescimento da produção norte-americana de gás não convencional, o que reduziu drasticamente as importações de gás natural liquefeito nos últimos dois anos e criou perspectivas de que o país se tornasse um exportador líquido do hidrocarboneto (ao invés de importador), reforçadas recentemente pela publicação, pelo Departamento de Energia dos Estados Unidos, de estudo avaliando as perspectivas futuras de exportação de gás natural por aquele país¹²⁹.

Novamente não há consenso na literatura acadêmica. Enquanto alguns autores mostram-se céticos quanto à sustentabilidade da atual situação dos EUA (de excesso de oferta e de baixos preços no mercado spot¹³⁰), outros estão otimistas quanto às suas perspectivas de exportações de GNL e seus impactos nos preços de gás natural nos mercados europeu e asiático¹³¹.

¹²⁸ Almeida (2010).

¹²⁹ O estudo completo está disponível em <http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/LNGStudy.html>.

¹³⁰ Ver, por exemplo, Schell (2013).

¹³¹ IEA, 2012.

A possibilidade de exportação do excesso da oferta norte-americana, combinada a uma maior flexibilidade contratual nos mercados europeu e asiático, de fato, pode ser apontada como um dos elementos-chave para aqueles que acreditam em uma maior integração dos mercados e convergência futura dos preços do gás natural. Não é, entretanto, o único fator a ser considerado. A dinâmica do comércio inter-regional de gás natural, as condições de mercado (em especial a estrutura mundial da oferta de gás e o poder de mercado de alguns agentes), bem como as questões logísticas associadas à comercialização de GNL são três outros elementos necessários para a resposta da questão proposta inicialmente e serão, portanto, analisadas a seguir.

3.4 O crescimento da comercialização inter-regional de gás natural nas duas últimas décadas e as expectativas de surgimento de um “mercado global de gás natural”

Diversos autores já apontaram que a indústria do gás natural nasceu e se desenvolveu regionalmente, em função de suas próprias características técnicas e econômicas. Como destaca Chandra (2006), originalmente a distância entre as regiões produtoras e consumidoras de gás natural era fator crucial para explicar o desenvolvimento da indústria de gás natural, com o desenvolvimento das reservas ocorrendo o mais próximo possível do mercado consumidor. À medida que as tecnologias de transporte do hidrocarboneto se aperfeiçoavam (e os custos de transporte se reduziam), a própria indústria foi se desenvolvendo.

Foss (2005) aponta que a conjugação de dois elementos principais – custos de transporte elevados e características físicas e tecnológicas do produto – resultou no desenvolvimento histórico da indústria baseado no transporte por meio de gasodutos que ligavam as regiões produtoras aos mercados consumidores. E as características econômicas do investimento neste modal de transporte (elevada especificidade de ativos e o fato de serem investimentos intensivos em capital) tornaram necessária a existência de mecanismos de garantia para que investimentos fossem efetivamente realizados, o que deu origem a uma complexa rede de relações contratuais de longo prazo que visavam à redução do risco para os agentes econômicos nas diversas etapas da cadeia produtiva. Assim, como destaca Mathias (2008), proliferaram-se, ao longo de toda a fase de desenvolvimento da indústria, contratos de longo prazo com a presença de cláusulas que garantiam o retorno do investimento, especialmente cláusulas do tipo *take or pay* (ToP) e *ship or pay* (SoP)¹³².

¹³² Como explica Mathias (2008), “(n)as cláusulas de tipo *take-or-pay* o comprador assume a obrigação de pagar por uma quantidade mínima de gás contratada, independente do volume efetivamente retirado. Isso significa que o comprador assume parte do risco do investimento na infraestrutura de transporte, uma vez que ele garante ao transportador receita ao longo da vigência do contrato, mesmo que não consuma os volumes contratados de gás natural. No caso das cláusulas de *ship-or-pay*, o contratante do serviço é obrigado a pagar pelo transporte do gás natural, mesmo que este não seja transportado (paga-se pela capacidade de transporte). A inclusão destas cláusulas nos contratos garante o fluxo de caixa dos projetos em transporte de gás natural, viabilizando tais empreendimentos. (pág. 107).

O comércio internacional do gás natural teve origem, assim, em trocas entre regiões geograficamente próximas, já que era necessário investir em gasodutos para que estas trocas se efetivassem. Com redes de transportes constituídas entre países, houve a possibilidade de comercialização internacional do energético e foram criados mercados regionais significativos, mas isolados uns dos outros: o mercado europeu, o norte americano e o asiático¹³³.

As três últimas décadas do século XX, entretanto, testemunharam um crescimento expressivo da indústria do gás natural: não apenas o consumo mundial de gás natural passou de 1,19 trilhões de metros cúbicos, em 1975, para 3,1 trilhões de metros cúbicos, em 2011, como ele ganhou importância frente a outras fontes energéticas, ampliando sua participação no consumo energético mundial de 10%, em 1975, para 24% do total da energia consumida no mundo, em 2011¹³⁴. Este crescimento foi acompanhado de um processo de mundialização da indústria do gás natural, o qual foi impulsionado pelos processos de privatização das empresas de hidrocarbonetos a partir da década de 1970 (que possibilitaram a participação de empresas privadas na indústria gasífera de setores anteriormente fechados ao capital privado) e, principalmente, pelo crescimento e desenvolvimento da indústria do GNL¹³⁵ (em especial a redução de custos e aumento do uso do transporte marítimo de GNL, o qual não apenas reduziu a especificidade dos ativos de transporte de gás natural, mas também, e principalmente, permitiu a comercialização do hidrocarboneto em bases menos rígidas do que as encontradas nos contratos tradicionais de comercialização de gás natural).

¹³³ Na América do Norte, impulsionadas pela a indústria norte-americana de gás natural (que já vinha se desenvolvendo desde o final do século XIX), desde a década de 1950 pode ser observado o surgimento de um comércio internacional de gás natural baseado na interconexão dutoviária entre Estados Unidos, México e Canadá. Na Europa, da mesma forma, foram construídas redes de transporte de gás natural por meio de dutos, ligando o principal país produtor do hidrocarboneto, a então União Soviética (e posteriormente, Noruega e Holanda), aos principais mercados consumidores (na Europa Ocidental). Já na Ásia, tendo em vista a ausência de reservas de gás natural próximas aos mercados consumidores asiáticos (especialmente o Japão), e a necessidade de garantia de segurança do suprimento de longo prazo dos países, o GNL se mostrou uma alternativa vantajosa, de modo que, no mercado asiático, ao contrário dos mercados europeu e americano, o comércio internacional de gás natural foi desenvolvido a partir da importação de GNL (Mathias, 2008).

¹³⁴ Cálculos próprios a partir dos dados disponíveis no BP Statistical Review of World Energy – 2012.

¹³⁵ Não obstante a definição e utilização dos termos internacionalização, mundialização e globalização não ser pacífica na literatura, sendo sua diferenciação, por si só, tema de diversos trabalhos acadêmicos, neste trabalho os termos serão utilizados para se referir a estágios distintos no desenvolvimento de uma indústria (no caso, a do gás natural). A internacionalização deve ser, então, compreendida como associada ao comércio de mercadorias (do gás natural) entre países. Já o termo “mundialização” está relacionado à existência de uma indústria com capacidade produtiva geograficamente dispersa em mais de um país, com integração das atividades das empresas em escala mundial, com deslocamentos de recursos, investimentos em pesquisa e desenvolvimento, etc. Por fim, o termo “globalização” está associado à dimensão financeira sendo caracterizado pela possibilidade de participação de qualquer agente econômico, independentemente de sua localização geográfica, numa determinada atividade econômica. Como destaca Chesnais (1995, pág. 4), “o conteúdo efetivo da globalização é dado, não pela mundialização das trocas, mas pela mundialização das operações de capital, em suas formas tanto industrial quanto financeira”.

Ao longo da primeira década do século XXI, a indústria de gás natural passou novamente por um processo de modificações significativas, com a globalização dos mercados (como apontado em EMF, 2007 e Huntington, 2009), o aumento da importância do comércio de GNL e contratos spot nos mercados de gás (como apontado pela Agência Internacional de Energia em seu “2008 World Energy Outlook”¹³⁶) e, ao final da década, pelo aumento substancial das perspectivas de oferta de gás natural de fontes não convencionais (tema discutido no **Boletim Anual de Preços 2012**¹³⁷).

Estas modificações geraram impacto sobre o ambiente competitivo com o qual se depara a indústria do gás natural no mundo. Em mercados cada vez mais liberalizados, a comercialização passou a ser um aspecto fundamental para as companhias, que buscam reduzir sua exposição ao risco através da adoção de mecanismos financeiros como as transações em mercados futuros e de opções. Estes mecanismos permitem o melhor gerenciamento de riscos da comercialização de gás natural num contexto de volatilidade de preços, mas sua adoção fez com que os preços do gás natural nos diferentes mercados passassem a ser cada vez mais afetados pelo comércio mundial do energético.

Embora o mercado de gás natural ainda não possa ser considerado um mercado globalizado, o crescimento no consumo de gás natural e a redução nas especificidades dos ativos de produção e transporte fizeram com que muitos acreditassem na condução em direção a uma maior flexibilidade contratual e, conseqüentemente, em uma interação cada vez maior entre os mercados. Como consequência da maior flexibilidade contratual (como destaca, por exemplo, Mathias, 2006), os agentes ficam sujeitos a uma maior exposição às volatilidades de preços, a qual, aliada à liberalização dos mercados finais, impulsionaria os agentes a buscarem mecanismos de proteção contra esta volatilidade. Neste sentido, seria o crescimento dos mercados spot de gás natural (não apenas no mercado de GNL) que possibilitaria a inserção de um número cada vez maior de agentes, o que resultaria na efetiva globalização deste mercado.

As expectativas em torno do crescimento do comércio inter-regional de gás natural na direção da globalização deste mercado, assim, estavam ligadas à perspectiva de que uma maior integração dos mercados permitiria cada vez mais a atuação de mecanismos de arbitragem, a partir dos quais os agentes se aproveitariam de um espaço temporal entre compra e venda dos ativos e do diferencial de preços entre mercados para obter lucros decorrentes deste diferencial¹³⁸.

¹³⁶ IEA, 2008.

¹³⁷ ANP, 2012.

¹³⁸ A teoria econômica demonstra que, como consequência de movimentos de arbitragem, os preços das mercadorias em diferentes mercados tendem a convergir, sendo a velocidade de convergência utilizada como medida de eficiência dos mercados. De forma geral, o potencial de arbitragem extingue-se no ponto em que não existem mais incentivos para se comprar ativos em um mercado e comercializá-los em outro, já que o diferencial de preços é igual ou inferior aos custos envolvidos nas operações de transporte e comercialização entre os mercados.

No caso da indústria do gás natural, até o final da década passada a demanda mundial pelo hidrocarboneto apresentava expansão sustentada e as projeções futuras eram frequentemente reajustadas para cima por analistas de energia. Esperava-se que as reduções dos custos decorrentes da comercialização de GNL aliadas a uma flexibilidade cada vez maior permitida pelo desenvolvimento de plantas offshore de regaseificação e de navios capazes de transportar e regaseificar o GNL, associados à liberalização dos mercados de gás natural, favoreceriam a criação de mercados spot e a arbitragem resultaria em uma convergência cada vez maior de preços, com a união dos mercados regionais em dois grandes mercados: Bacia do Atlântico e Bacia do Pacífico¹³⁹.

Com base nestes fatores, diversos estudos foram publicados, apontando tendências de convergência de preços do gás natural no curto e médio prazos (ver, por exemplo, FACTS, 2007 e estudos anteriores, como Skinner, 2004 e L'Hegaret, G et alli, 2004).

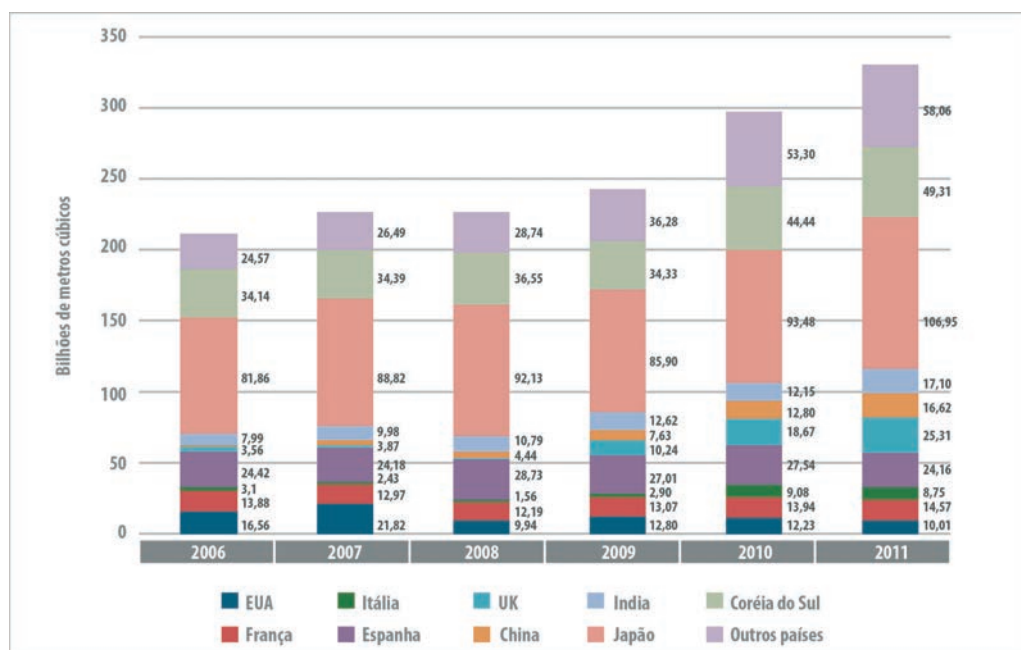
Não obstante, o rápido desenvolvimento do mercado de gás natural em âmbito mundial, nas últimas décadas, e as perspectivas de transformação da indústria de gás natural em uma indústria global, a efetiva consolidação deste mercado global (que permitiria uma maior convergência dos preços futuros do energético) depende, como destaca Mathias (2008), de maiores investimentos em plantas de liquefação e regaseificação de GNL (que parece ser o fator chave para o incremento do comércio global do energético), da própria retomada do crescimento da demanda ocidental e do comportamento da demanda asiática (especialmente da China e da Índia).

É interessante notar que a Agência Internacional de Energia parece, em seu último *Outlook* (IEA, 2012), reforçar a percepção de que o GNL tende a ter papel cada vez mais destacado no comércio internacional de gás natural. Segundo a Agência, o gás natural é o único combustível fóssil cuja demanda mundial cresce em todos os cenários (otimista, pessimista e cenário-base), qualquer que seja o tipo de política aplicado, embora o panorama varie entre as regiões, com a Ásia (em especial China, Índia e Oriente Médio) respondendo por grande parte do aumento de demanda previsto.

Neste cenário, há fortes perspectivas de contínua expansão do comércio inter-regional de gás natural, especialmente de GNL, que já vinha crescendo nos últimos anos, como pode ser observado no Gráfico 26.

¹³⁹ Almeida (2008).

Gráfico 26 – Evolução das importações de GNL no mundo (2006 a 2011)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados de BP (2012).

A partir deste cenário, a Agência Internacional de Energia¹⁴⁰ não apenas sublinhou as perspectivas de aumento do comércio inter-regional do energético, mas destacou o papel central do GNL neste movimento (sendo a Europa e China os principais responsáveis pelo aumento das importações de GNL no médio e longo prazos, embora os demais países da Ásia permaneçam como grandes importadores do produto). Desta forma, conclui o órgão que, diante do aumento da oferta de GNL no médio e longo prazos e aumento da liquidez no mercado spot do produto, deve-se esperar uma conectividade cada vez maior dos preços entre as regiões consumidoras e algum grau de convergência de preços.

Entretanto, na medida em que a maior parte das transações comerciais de gás natural se dá por meio de contratos bilaterais de longo prazo, os quais possuem lógica diferenciada de formação de preços, torna-se necessário compreender as estruturas contratuais vigentes nos mercados desse energético, em especial suas formas de precificação, a fim de que possam ser esclarecidas as possibilidades de convergência futura. De fato, o papel dos contratos na formação dos preços regionais e nas perspectivas de preços é um segundo elemento apontado na literatura como chave para a compreensão do problema. Este será, então, o objeto da próxima seção.

¹⁴⁰ IEA, 2012.

3.5 As condições de mercado e seus efeitos sobre os preços futuros de gás natural

Não obstante as projeções de incremento do comércio inter-regional de gás natural e a perspectiva de contratos de longo prazo continuarem sendo uma realidade na indústria mundial do gás natural, a maior parte dos modelos adotados por organismos internacionais como o EIA/DOE e a Agência Internacional de Energia indicam que os preços locais de gás tendem a se tornar cada vez mais importantes na definição de preços do produto. Este tipo de modelo busca identificar trajetórias de longo prazo que equilibrem as condições de oferta e demanda em cada região, mas consideram que desequilíbrios regionais serão supridos pelo comércio inter-regional (basicamente de GNL), o que eventualmente provoca uma realocação de volumes e um consequente ajuste de preços.

É interessante notar que, apesar do crescimento da competição *gas on gas*, a maior parte dos modelos considera algum tipo de correlação entre os preços do gás natural e de outros energéticos (em especial, mas não exclusivamente, o petróleo)¹⁴¹, com condições meteorológicas, restrições logísticas e outros eventos de curta duração provocando desvios de curto prazo em relação às tendências projetadas.

Um fator, entretanto, que pode ser determinante para as perspectivas de convergência é a estrutura de mercado futura da indústria. Em especial, deve-se identificar se os principais países produtores têm incentivos (e poder de mercado) para reduzir as exportações de gás natural de forma a elevar os preços acima dos valores observados nos mercados. Se os volumes comercializados em cada mercado não respondem fortemente à elevação dos preços, há, em tese, incentivos para aumento estratégico das exportações.

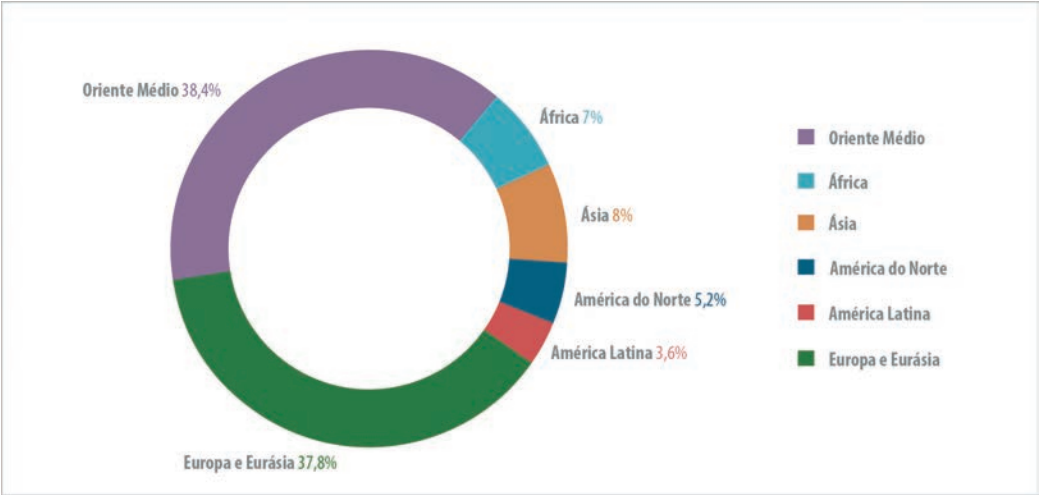
Como ponderam Gabriel *et alli* (2010) e EMF (2007), a existência de incentivos econômicos não significa necessariamente que os principais países produtores irão embarcar em tal estratégia. Os estudos que discutem a convergência futura de preços costumam considerar diferentes graus de competição regional, o que pode explicar as diferentes perspectivas em termos de prazo e possibilidades de redução dos diferenciais de preços observados em cada mercado regional.

De fato, atualmente a oferta de gás natural é bastante concentrada em alguns players, e os principais produtores aparentemente têm capacidade de restringir a produção para a exportação, embora isto nem sempre ocorra de maneira direta, considerando os contratos de comercialização já firmados.

As reservas provadas de gás natural no mundo concentram-se principalmente na Eurásia (em especial na Rússia, que detém sozinha mais de 20% do total de reservas provadas de gás natural no mundo) e no Oriente Médio (especialmente no Irã, com 15,9%, e no Catar, com 12%), como pode ser observado no Gráfico 27.

¹⁴¹ Ver, por exemplo, os modelos discutidos em Huntington (2005) e Huntington (2009).

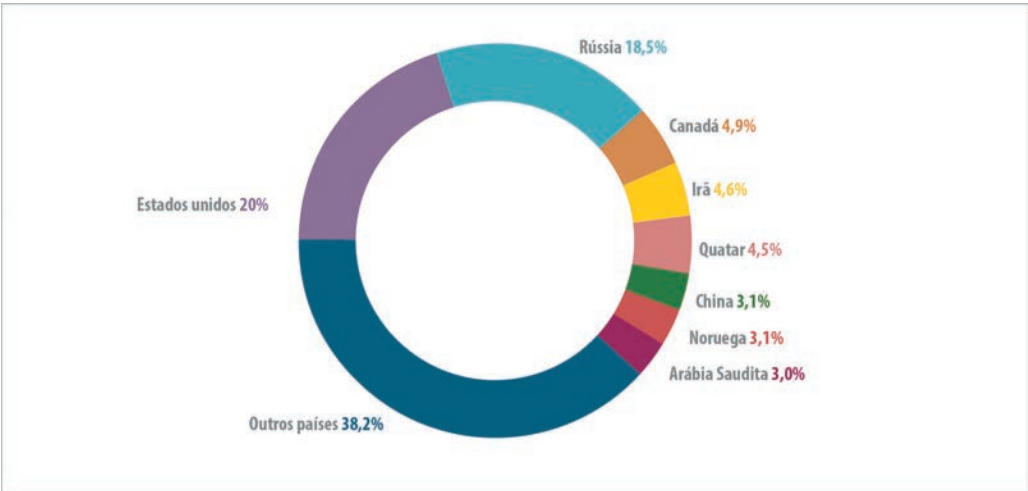
Gráfico 27 – Reservas Provasdas de gás natural (por região)



Fonte: Elaboração própria a partir de BP (2012).

Apesar, entretanto, da América do Norte deter apenas cerca de 5% das reservas provadas de gás natural no mundo, a região é responsável por 26% da produção mundial do energético, sendo os Estados Unidos atualmente o maior produtor de gás natural, com 20% do volume total de gás natural produzido no mundo tendo sido extraído naquele país. A Rússia, segundo maior produtor do hidrocarboneto, vem logo em seguida, com 18,53% da produção mundial, participação significativamente maior que a dos demais países (o terceiro maior produtor, o Canadá, responde por 4,9% da produção mundial de gás natural). Rússia e Estados Unidos, assim, respondem por quase 40% da oferta total de gás natural no mundo, como ilustrado no Gráfico 28.

Gráfico 28 – Produção mundial de gás natural



Fonte: Elaboração própria a partir de BP (2012).

É importante, para a avaliação da capacidade dos agentes produtores de influenciar os preços regionais e mundiais de gás natural, a compreensão tanto do poder de mercado regional de cada produtor quanto da capacidade de outros agentes ampliarem sua oferta em resposta a um eventual aumento dos preços. Embora as reservas mundiais de gás natural estejam extremamente concentradas (com os quatro maiores detentores de reservas provadas representando mais de 60% das reservas totais), a produção mundial é mais dispersa, o que reduz a capacidade de agentes isolados (ou grupos de agentes) influenciarem de forma sistemática os preços mundiais do energético.

A maior integração dos mercados gerou, no início do século XXI, uma resposta por parte dos países produtores, que fundaram, em 2001, o Fórum dos Países Exportadores de Gás Natural (em inglês Gas Exporting Countries Forum – GECF), fazendo com que analistas e acadêmicos questionassem até que ponto seria possível, na indústria de gás natural, o surgimento de um cartel mundial do hidrocarboneto e os possíveis impactos deste movimento sobre os preços do energético (nesse sentido, ver Hallouche, 2006; Jaffe e Soligo, 2006 e Wagbara, 2007). De fato, grande parte das expectativas acerca da influência da estrutura de mercado no comportamento dos preços do petróleo considera principalmente a estratégia da Rússia e/ou dos países integrantes do GECF. Nesse sentido, é importante notar que a estratégia, tanto da Rússia, isoladamente, quanto do grupo de países produtores, é fortemente influenciada por fatores políticos, já que estes países têm sua indústria gasífera total ou parcialmente controlada pelo Estado.

No estudo organizado por Huntington (2005), por exemplo, pesquisadores, utilizando um modelo do CPB (Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis), adotavam como hipótese um comportamento competitivo por parte da Rússia, enquanto trabalhos que adotavam o modelo geral proposto pela Rice University propunham prever a Rússia agindo de forma estratégica: mantendo preços baixos no mercado interno e adotando cortes nos volumes comercializados de forma a elevar os preços do gás natural exportado¹⁴². Esta única hipótese acerca do comportamento russo é capaz de alterar de forma significativa o comportamento dos preços de gás natural no mercado europeu, pois a restrição do crescimento das exportações de gás russo amplia o diferencial de preços na Europa em relação aos Estados Unidos.

Na maior parte dos trabalhos analisados há um espaço limitado para a contestabilidade do poder de mercado russo via importações de outros países. Isto porque, nas projeções disponíveis, quanto maior o poder de mercado detido pela Rússia na Europa, menor é a capacidade (e probabilidade) de outros países (em especial exportadores do

¹⁴² Um modelo bastante utilizado é o “Natural Gas model” (Natgas model) do CPB (Netherlands Bureau for Economic Policy Analysis - CPB), que, a partir de um modelo integrado para os mercados europeus, gera projeções de longo prazo para padrões de oferta, transporte, estocagem e consumo. Um modelo alternativo, frequentemente utilizado, é o modelo proposto por pesquisadores da Rice University (o Rice World Gas Trade Model). A observação das projeções feitas por cada um dos modelos é um bom exemplo de como a expectativa de comportamento de alguns agentes detentores de poder de mercado pode alterar a trajetória futura dos preços (e, no limite, ser fundamental para a convergência de preços nos diferentes mercados regionais).

Norte da África e Oriente Médio) serem capazes de substituir as exportações russas. Neste cenário, o comportamento dos preços de gás natural no mercado europeu depende da antecipação do comportamento estratégico russo com antecedência o suficiente para construção de instalações (gasodutos ou instalações de regaseificação) que permitam tal contestação via importações¹⁴³.

Ainda assim, a identificação de agentes com poder de mercado suficiente para influenciar os preços futuros é complexa. A maior parte dos estudos indica que o comportamento da Rússia, por seu potencial de reservas, por sua extensa malha de gasodutos e por sua localização estratégica (posicionada de forma a abastecer tanto o mercado europeu quanto o asiático, o que lhe dá oportunidade de arbitragem de preços entre os mercados), é fundamental para determinar os limites de uma convergência futura dos preços de gás natural. Estes fatores parecem apontar para uma participação cada vez maior do país não apenas na comercialização via gasodutos, mas também na exportação de GNL, o que ampliaria a ligação entre os mercados, reduzindo, desta forma, os diferenciais de preços.

Howards (2012) alerta que em um mercado Hub-Based a Rússia teria significativo poder de mercado, sendo capaz de influenciar os preços europeus se não fossem adotadas medidas de proteção por parte dos países importadores (o que poderia, por sua vez, retirar dos mercados europeus a flexibilidade desejada). A implementação de medidas cada vez mais liberalizantes nos mercados europeus, entretanto, não parece considerar esta hipótese.

No caso dos países integrantes do GECF, estes representam 64% das reservas mundiais provadas de gás natural, 42% da produção mundial e 55% das exportações mundiais do energético (BP, 2012). É uma participação de mercado significativamente superior àquela detida pelos membros da Opep. Não obstante as expectativas acerca do bloco, seus integrantes parecem vislumbrar objetivos ainda mais heterogêneos do que a própria Opep, e recentes sugestões de cortes de produção, como forma de elevar preços, estavam sendo tratadas de forma relutante pelos maiores produtores do grupo (em especial Rússia e Catar), antes do tema se tornar pouco relevante diante da escalada dos preços nos mercados europeu e asiático.

Gabriel *et alli* (2010), utilizando o modelo proposto pela Rice University, analisaram os possíveis efeitos de um cartel de gás natural por parte dos membros componentes do GECF. No cenário mais extremo proposto pelos autores (quando os principais produtores europeus e do Oriente Médio concordam com os cortes de produção), os efeitos são significativos para o mercado europeu, mas não há variações de preços estatisticamente no mercado norte-americano (mesmo quando considerada a possibilidade de exportação do excedente de oferta dos EUA, já que

¹⁴³ A própria disposição dos países em contestar o poder de mercado russo por si só exige a hipótese de que o comportamento da Rússia é isolado (e não parte de um acordo feito entre os principais produtores de gás natural no mundo, o que poderia fazer com que os principais produtores da África e Oriente Médio não estivessem dispostos a ampliar a oferta de gás natural para o mercado europeu).

o país possui demanda elevada e crescente). Este cenário parece compatível com as projeções do FERC de que exportações norte-americanas teriam pouca ou nenhuma capacidade de influenciar a formação de preços em outros mercados.

De forma alternativa, quando os estudos reduzem as projeções de produção futura de gás natural a partir de fontes não convencionais nos EUA, os preços norte-americanos apresentam significativo aumento, mas os preços nos demais mercados não são afetados, o que parece indicar que não há perspectivas de arbitragem de preços entre o mercado norte-americano e os demais mercados, mesmo no longo prazo.

É importante, desta forma, avaliar também as perspectivas de exportação do excedente de gás norte-americano. Isto porque, apesar de serem o maior produtor mundial de gás natural, os EUA são também o maior consumidor do hidrocarboneto (respondendo por 21,6% do consumo global de gás natural), restando pouca margem para exportações do produto, muito embora boa parte das análises acerca da estrutura mundial de gás natural apresente projeções que levam em conta as exportações norte-americanas.

Estudo recente divulgado pelo DoE¹⁴⁴ sugere ceticismo no que se refere à capacidade de arbitragem de preços a partir das exportações de gás natural norte-americano¹⁴⁵. A maior parte dos comentários oferecidos, entretanto, indica que tal projeção subestima os impactos da exportação do excedente de gás natural produzido nos EUA sobre os preços internos do produto.

De todo modo, a questão (ainda em aberto) é particularmente significativa quando consideramos que grande parte dos estudos que apontam convergência de preços no mercado internacional baseia-se na possibilidade de arbitragem de preços entre as Bacias do Pacífico e do Atlântico através da exportação de GNL norte-americano para Europa e Ásia.

O ceticismo norte-americano quanto ao volume projetado de exportações de gás, combinado ao posicionamento da Rússia como fiel da balança entre os mercados asiático e europeu, pode indicar a necessidade de se tomar com cautela as previsões de convergência de preços no médio e longo prazos elaboradas ao longo do último ano.

¹⁴⁴ Disponível no endereço eletrônico <http://www.fossil.energy.gov/programs/gasregulation/LNGStudy.html>.

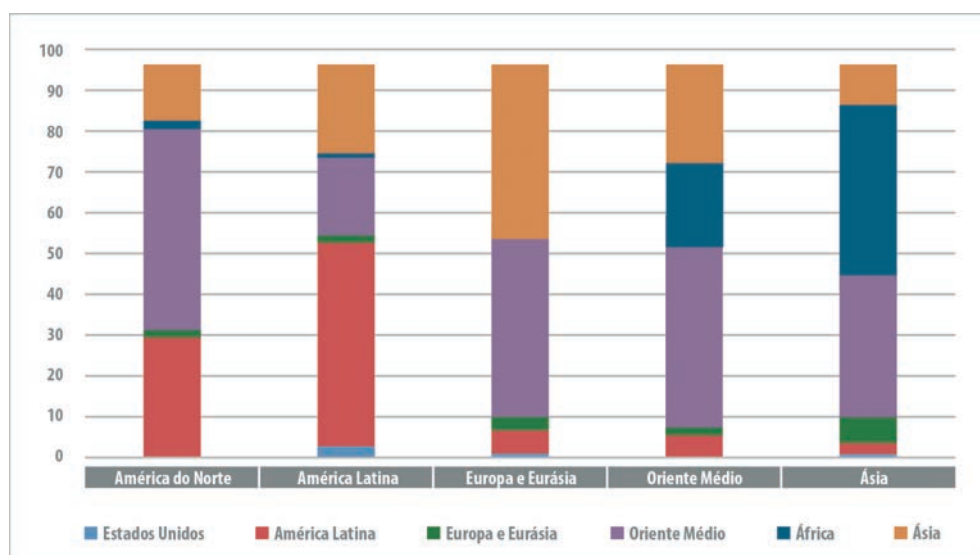
¹⁴⁵ Segundo o estudo original, apenas se assumidos cenários extremos as exportações de gás natural por parte dos EUA se tornam significativas (aproximando-se de 400 milhões de metros cúbicos por dia nos cenários mais otimistas), permanecendo as projeções nos cenários de referência para volumes exportados na ordem de 140 milhões de metros cúbicos. Adicionalmente, apesar dos volumes projetados de exportação, o estudo apresentado pelo governo norte-americano não aponta cenários de elevação significativa dos preços do gás natural no país (a projeção é de elevação de menos de dois centavos de dólar por metro cúbico na próxima década), o que faria com que os preços nos EUA se mantivessem significativamente inferiores aos preços nos demais mercados internacionais.

3.6 Limites à arbitragem: o efeito dos custos de liquefação e transporte sobre os diferenciais de preços

Finalmente, é importante, para a compreensão da questão proposta, a identificação dos fatores logísticos e tecnológicos (em especial relacionados ao comércio internacional de GNL) que podem restringir as possibilidades de arbitragem de preços entre os mercados, na medida em que impõem limites para a existência de incentivos econômicos para a realização de operações de arbitragem.

Como apontado anteriormente, do ponto de vista geográfico, há três grandes mercados de gás natural: EUA, Europa e Ásia-Pacífico. Essa fragmentação se deve a barreiras institucionais e logísticas, as quais têm implicações sobre os mecanismos de formação de preços nessas áreas. Como se pode perceber no Gráfico 29, em regra, o comércio de gás natural se baseia, a despeito dos avanços tecnológicos na área de transporte de GNL, na proximidade geográfica entre produtores e consumidores.

Gráfico 29 – Movimento comercial de GNL por região em 2011



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da (BP, 2012).

O comportamento de concentração do comércio mundial de GNL nas transações intrarregionais foi reforçado, a partir de 2011, por uma elevação nos custos de transporte do produto. Em 2011, a tarifa de fretamento (spot) dobrou, atingindo uma média de US\$ 78.000/dia e ultrapassando US\$ 130.000/dia no primeiro trimestre de 2012 (IGU, 2012). Nesse sentido, alguns autores apontam os custos envolvidos na liquefação, transporte e regaseificação como empecilhos para uma integração mais profunda dos mercados, ou, pelo menos, como limitadores para significativos movimentos de arbitragem¹⁴⁶.

¹⁴⁶ Nesse sentido ver, por exemplo, MIT Energy Initiative (2011).

De fato, após uma rápida expansão na última década, em 2010 e 2011 a indústria do GNL parece ter tido sua expansão refreada: o número de navios de transporte de GNL construídos sofreu forte incremento entre 2003 e 2008 (quando foram construídos 46 navios), mas vem decrescendo desde então (com a construção de apenas 7 navios de transporte de GNL em 2011) ¹⁴⁷.

Como já apontado, entre as principais razões para o expressivo crescimento da cadeia do GNL nas últimas décadas estão as significativas reduções observadas nos custos unitários de liquefação, transporte e regaseificação do produto. Os custos de construção de navios de GNL foram reduzidos de US\$ 280 milhões, em 1995 (para um navio de 138.000 metros cúbicos de capacidade), para US\$ 150 a US\$ 160 milhões no ano de 2005 (UCHINO, 2006), mas também o aumento da capacidade dos navios possibilitou ganhos de escala: se na década de 1970 a capacidade de transporte de um navio de GNL era em média de 25.000m³, atualmente, embora a capacidade média situe-se em torno de 120.000 a 140.000m³, há navios que chegam a atingir cerca de 260.000m³ ¹⁴⁸.

Há, entretanto, desafios a serem superados para que o mercado de transporte de GNL volte a crescer. A maior parte dos navios hoje em operação é projetada e construída para prestação de serviços sob contratos de longo prazo. Há pouca padronização dos projetos ao redor do mundo, de forma que a construção de navios transportadores compatíveis com pelo menos a maioria dos terminais existentes não é tarefa trivial (KWOK, 2012) ¹⁴⁹, e a padronização, se existir, necessariamente deverá acompanhar uma ampliação das transações no mercado spot de GNL.

Não apenas no transporte, mas também nos segmentos de liquefação e de regaseificação pôde-se observar uma tendência à redução nos custos ao longo de toda a década de 1990 (Neumann e Von Hirschhausen, 2006). No caso da atividade de liquefação, segmento que corresponde a cerca de 30 a 45% dos custos totais da cadeia de GNL (EIA/DOE, 2003), as reduções de custos ocorreram em função de avanços tecnológicos, aumento na escala e aumento na eficiência dos processos termodinâmicos de liquefação.

Adicionalmente, as plantas de liquefação tiveram sua capacidade aumentada. O tamanho padrão de um trem de liquefação, que era de aproximadamente 1 milhão de toneladas por ano (mtpa) na década de 1970, tinha tamanho médio entre 2,0 e 2,5 mtpa na década seguinte; no final dos anos 2010, a Qatargas e a Rasgas possuíam plantas

¹⁴⁷ De acordo com a empresa Maritime Business Strategies, no final de 2011 havia 360 navios de GNL construídos (e 51 encomendas de novos navios), com cerca de 48% da frota tendo idade inferior a cinco anos. A retração na demanda norte-americana e europeia, entretanto, somada à revisão (para baixo) das projeções de crescimento futuro fez com que a construção de navios se desacelerasse. Desta forma, foi adicionada pouca capacidade nova na indústria de GNL, e a maior parte dos analistas considera que nos próximos anos o mercado terá pouca capacidade ociosa, o que de manter os preços do produto elevados no mercado *spot*, com reduzida possibilidade de arbitragem, pelo menos no curto prazo. CLINT (2013).

¹⁴⁸ Segundo dados disponíveis em <http://www.shipbuildinghistory.com/today/highvalueships/lpgactivefleet.htm>.

¹⁴⁹ É necessária não apenas a adequação física dos terminais, mas a compatibilização de padrões técnicos e das distintas especificações do produto.

com capacidade superior a 15 mtpa¹⁵⁰, com redução significativa dos custos médios de liquefação. Por fim, a competição entre os fornecedores de equipamentos também contribuiu para a redução de custos do setor. Embora o custo médio de construção de plantas de liquefação tenha caído de US\$ 600 por tonelada de capacidade, no final dos anos 1980, para US\$ 200 por tonelada, nos anos de 2000, atualmente algumas instalações podem chegar a custar US\$ 1.000 por tonelada, sendo o preço do aço o principal responsável por este aumento na última década.

Assim, estudos recentes¹⁵¹ indicam que o custo total de comercialização do gás natural em seu estado líquido atualmente varia de US\$ 1,8 a US\$ 3,7 por milhão de BTU, divididos da seguinte forma: custos de liquefação variando de US\$ 0,9 a 1,3/MBTU, de transporte entre US\$ 0,5 e 1,8/ MBTU e de estocagem e regaseificação situando-se entre US\$ 0,4 e 0,6/ MBTU. Desta forma, no limite, os diferenciais de preços inter-regionais podem atingir, no máximo, cerca de US\$ 4,00/MBTU, em média (valor inferior aos *spreads* atualmente observados). A grande questão seria, então, discutir até que ponto é possível ampliar a capacidade existente na indústria de GNL, de modo a aproveitar diferenciais de preços futuros, e se este movimento seria capaz de induzir uma convergência de preços de gás natural no médio e longo prazos.

A maior parte dos analistas considera que o decênio de 2010 ainda será caracterizado pela presença de *spreads* de preços. Para Forbes (2012), embora já seja possível vislumbrar na Europa uma transição para um mercado baseado na competição gas-on-gas, a próxima década ainda será de assimetrias nos preços de gás natural. Isto porque na América do Norte o autor projeta ainda indefinição quanto ao nível de preços, enquanto na Europa permanecerão os conflitos decorrentes do convívio entre formas distintas de precificação e mecanismos contratuais, com as possíveis exportações norte-americanas se mostrando incapazes de reverter esta tendência.

Há, entretanto, autores que discordam desta previsão, chegando a projetar uma convergência de preços pelo menos entre o mercado norte-americano e o do Reino Unido¹⁵². Resta, então, avaliar as atuais projeções e estudos que examinaram as perspectivas de convergência dos preços do gás natural, questionando se os elementos até então apresentados permanecem válidos e indagando até que ponto as previsões de convergência de preços no médio e longo prazos se mantêm.

¹⁵⁰ The Economist (2012).

¹⁵¹ CER (2012).

¹⁵² Gas to Power Journal (2012).

3.7 O debate acerca da convergência futura: o que dizem os analistas

Enquanto alguns autores avaliam que as diferentes formas de precificação no mundo farão com que os preços permaneçam divergentes nos diferentes mercados (embora admitam que o crescimento do comércio de GNL possa provocar alguma convergência, ainda que marginal)¹⁵³, outros defendem que a pressão cada vez maior pela liberalização dos mercados energéticos fará com que os agentes adotem formas contratuais flexíveis, o que permitiria uma maior convergência futura dos preços¹⁵⁴.

A importância na liberalização dos mercados apontada pelos autores é comprovada pela convergência de preços cada vez maior identificada nos mercados estadunidense e inglês em diversos estudos (ver, por exemplo, Neumann, 2007, Aune *et alli*, 2008 e Brown e Yücel, 2009). No entanto, a maior parte dos autores que apontam perspectivas favoráveis para uma convergência de preços nas próximas duas décadas indica o mercado europeu como fator chave para este movimento.

Os autores divergem, entretanto, no que se refere à importância de cada um dos fatores apresentados nos itens anteriores para a construção de um mercado globalizado de gás natural: enquanto alguns destacam como questão central a modificação nos contratos vigentes, com a adoção de formas de precificação mais flexíveis, outros indicam a relevância do desenvolvimento da infraestrutura necessária para a intensificação do comércio de GNL.

Howards (2012) e Melling (2010) destacam o papel da transição de formas contratuais rígidas para contratos mais flexíveis, com fórmulas de preços desvinculadas do preço internacional do petróleo. As implicações desta transição, entretanto, são distintas: enquanto Howards (2012) espera que a adoção cada vez maior de precificação *Hub-Based* (a despeito da resistência russa) faça com que os atuais fornecedores de GNL na Bacia do Atlântico migrem para o mercado asiático em busca de melhores preços (assumindo que o mercado asiático permaneceria com contratos primordialmente de longo prazo, indexados ao petróleo), Melling (2010) acredita que a adoção de contratos mais flexíveis com precificação *gas-on-gas* faça com que a precificação indexada ao óleo dos mercados asiáticos torne-se insustentável, o que levaria, no longo prazo, a uma convergência de preços nos três mercados, com contratos baseados em uma precificação *gas-on-gas* em todos eles.

Brown e Yücel (2009) chegaram a testar a causalidade entre os preços do Henry Hub e do NBP, comprovando a existência de causalidade bilateral e de movimentos coordenados entre os mercados, o que sugere a possibilidade de arbitragem por meio do comércio de GNL. A partir da análise apresentada pelos autores é possível concluir que o *spread* atual entre estes mercados, particularmente, é explicado por fatores conjunturais: a sobreoferta norte-americana, somada à impossibilidade de exportação

¹⁵³ Chandra (2012)

¹⁵⁴ Ver, por exemplo, Persily (2012).

de GNL para o outro lado do Atlântico, as quais serão revertidas com a aprovação de projetos de exportação do gás estadunidense. Essa conclusão é apresentada tanto por acadêmicos quanto por analistas de mercado (ver, por exemplo, Brown, 2013, Persily, 2012, Standard & Poor's, 2012, e Reuters, 2012).

Neumann (2009) testa especificamente as proposições de que será a intensificação do comércio internacional de GNL que promoverá cada vez maior integração dos mercados regionais de gás natural, reduzindo os spreads de preços observados. Além disso, o autor identifica que há evidência empírica de que o comércio de GNL será o principal motor para a transmissão de impactos regionais sobre os preços nos mercados da Bacia do Atlântico, embora destaque que, na ausência de exportações do gás produzido nos EUA (ou diante da existência de limites ao volume efetivamente exportado), o potencial de arbitragem é marginal, limitado ao desvio de cargas, e o mercado asiático não sofreria impactos significativos. Este cenário se altera com a possibilidade de exportação do excesso de oferta norte-americana (especialmente no que diz respeito às possibilidades de arbitragem entre as Bacias do Atlântico e do Pacífico), tornada real com a expectativa de aprovação da exportação de GNL nos EUA¹⁵⁵ e o término das expansões no Canal do Panamá¹⁵⁶.

Da mesma forma, Kwok (2012) destaca como fundamental o crescimento dos mercados spot e de curto prazo de GNL, que atualmente representam 20% do mercado total de GNL. Segundo a autora, os volumes de GNL negociados no curto prazo devem crescer em média 11% por ano até 2015, ampliando a participação dos mercados de curto e curtíssimo prazos no mercado total de GNL e, desta forma, ampliando a capacidade do produto de operar uma eventual arbitragem de preços entre os mercados.

Aune, Rosendahl e Sagen (2008), por sua vez, identificam o Oriente Médio como ponto-chave para uma possível convergência futura de preços. Os autores destacam, como forças motrizes de uma gradual integração dos mercados regionais de gás natural, a redução dos custos associados à comercialização de GNL, o aumento da comercialização em mercados spot e o aumento das importações de mercados-chave, em especial o asiático e o europeu. Embora algumas das premissas utilizadas no modelo proposto pelos autores tenham que ser revistas, em especial no que se referem ao mercado norte-americano, muitos dos cenários examinados no trabalho permanecem atuais.

É especialmente interessante a demonstração de que embora o mercado de gás natural, na opinião dos autores, esteja de fato caminhando para uma cada vez maior globalização, este processo será mais lento e gradual do que aponta a maior parte dos analistas de mercado e depende fortemente tanto do sucesso da liberalização na Europa e Ásia, bem como da

¹⁵⁵ Koyama (2012).

¹⁵⁶ A adoção de rotas via Canal do Panamá pode reduzir o tempo de transporte do gás entre a Costa Leste norte-americana e o mercado asiático em até 22 dias. Atualmente, entretanto, apenas 6% da frota existente de navios de GNL são capazes de atravessar o Canal, ao passo que após a expansão ora em curso o Canal do Panamá será capaz de acomodar 80% da frota existente de navios (Reynolds e Richardson, 2012).

ausência de impedimentos à expansão da oferta na Ásia e no Oriente Médio (inclusive restrições de capital para realização dos investimentos necessários à expansão da capacidade atual de liquefação e transporte de GNL, como apontam Reynolds e Richardson, 2012). Nesse sentido, para os autores, a esperada globalização dos mercados, embora possível, não será suficiente para eliminar as disparidades de preços entre regiões.

Chandra (2012), por outro lado, afirma que, embora seja possível antever a integração dos mercados de gás natural, isto não deve ocorrer nas próximas duas décadas. Para o autor, uma convergência de preços, se houver, será apenas marginal e não terá capacidade para criar um mercado global de gás natural nos moldes da indústria do petróleo. Esta conclusão parece compatível com uma das conclusões de Reynolds e Richardson (2012), que alertam que a maior parte das instalações de liquefação e regaseificação de GNL, existentes e em construção, ainda estão vinculadas a contratos de longo prazo, o que pode retardar a capacidade de arbitragem entre mercados a partir do comércio internacional de GNL.

Na mesma direção, Yegorov e Dehnavi (2012) apontam fatores que poderiam dificultar a arbitragem nos preços de gás a partir do GNL. Segundo os autores, fatores de ordem técnica (em especial relacionados a diferenças na qualidade do GNL comercializado por cada país), contratuais e de custos (em especial de transporte) indicam a existência de pouco espaço para arbitragem de preços, não obstante a existência de possibilidade de ganhos no que se refere à arbitragem entre os mercados inglês e norte-americano.

A questão proposta no início desta seção, assim, permanece em aberto. Mesmo os autores que acreditam na possibilidade de convergência dos preços de gás natural nos diferentes mercados condicionam suas expectativas a uma série de hipóteses, e aqueles que acreditam que a redução das disparidades regionais de preços será apenas marginal ou ocorrerá em um horizonte temporal ainda incerto justificam seu ceticismo justamente a partir de respostas negativas às premissas apresentadas por aqueles que defendem a redução dos spreads.

A despeito das previsões otimistas acerca da convergência de preços no mercado internacional, o fato é que diversas questões permanecem em aberto no curto e médio prazos. Estamos, aparentemente, ainda em meio a um processo de mudanças que podem ser determinantes para a avaliação da capacidade de integração e convergência dos mercados de gás natural.

Tais questões podem ser encaradas como pontos preliminares que devem ser abordados na elaboração de quaisquer hipóteses integrantes de modelos que examinam os movimentos futuros dos preços de gás natural. Dentre os pontos identificados na literatura acadêmica, destacam-se:

- Se a Europa será capaz de finalizar seu processo de liberalização nos mercados gasíferos e promover a transição de contratos de longo prazo indexados em preços de petróleo e/ou derivados para uma precificação Hub-based.

- Se os ofertantes no mercado europeu (em especial a Rússia) terão condições de, em um ambiente de competição gas-on-gas, exercer seu poder de mercado para manter os preços nos hubs elevados em relação ao que seria a paridade internacional.
- Se a produção norte-americana (através da intensificação da produção a partir de fontes não convencionais) será suficiente para que um volume significativo de GNL seja ofertado nos demais mercados regionais (e, de forma complementar, se as exportações norte-americanas serão autorizadas, e em que escala).
- Se os mercados asiáticos vão manter sua tendência recente de crescimento expressivo da demanda e em que medida a estratégia de segurança energética de países como China, Índia e Japão farão com que os preços no mercado asiático permaneçam indexados ao petróleo.
- Se as estruturas regulatórias e contratuais na Ásia serão alteradas de forma a permitir uma maior flexibilidade nos contratos de fornecimento e formas de precificação.
- Se os projetos de GNL serão mantidos, mesmo diante da elevação nos preços do aço no mercado internacional, e em que medida tais projetos permanecerão ancorados em contratos de longo prazo (o que limita a arbitragem de preços por meio do comércio de GNL).

As incertezas relativas a essas questões explicam as diferentes expectativas em torno do comportamento futuro dos preços do gás natural nos mercados norte-americano, europeu e asiático, e enfraquecem qualquer tentativa de construir uma visão única acerca do comportamento futuro dos preços do energético. Assim, ao invés de uma resposta única, torna-se mais pertinente explorar as diferentes possibilidades que se desenham pelos questionamentos apontados.

Assim, um cenário de alta produção nos EUA, combinado com uma Europa liberalizada e a continuação da trajetória de redução dos custos de liquefação, transporte e regaseificação de GNL, poderá, de fato, levar a uma tendência de convergência de preços, pelo menos no que se refere à Bacia do Atlântico. A trajetória de crescimento da demanda asiática, se confirmada, entretanto, amplia a possibilidade de manutenção de contratos indexados ao petróleo na Bacia do Pacífico, o que pode elevar os preços no mercado europeu, na medida em que desloca fornecedores da Eurásia e Oriente Médio do mercado europeu para o asiático.

Da mesma forma, o comportamento da Rússia, em particular, e dos principais fornecedores do mercado europeu, de modo geral, torna-se essencial para a elaboração de projeções acerca do mercado europeu. Em especial, se confirmadas as expectativas que indicam ampliação do poder de mercado russo em um mercado europeu Hub-Based, a tão anunciada convergência de preços na Bacia do Atlântico pode nem chegar a acontecer. O poder de mercado dos fornecedores europeus, entretanto, é função não apenas de seu volume ofertado, mas também dos custos

de liquefação, transporte e regaseificação de GNL (quanto menores, maior seria a contestabilidade desse mercado) e da capacidade de oferta de produtores alternativos (em particular da América do Norte - EUA e Canadá – e do Oriente Médio)¹⁵⁷.

A literatura, recorrentemente, parece voltar à questão dos elementos fundamentais para a convergência de preços: flexibilização dos mecanismos contratuais, aumento da comercialização inter-regional, estrutura de mercado da indústria mundial de gás natural e custos de transporte de gás natural nos diferentes mercados. A principal questão que se coloca é: até que ponto a atual disparidade de preços entre os mercados regionais se sustenta no médio prazo?

Diante do exposto, fica evidente a complexidade dos principais fatores que podem influenciar a dinâmica futura dos preços internacionais de gás natural, o que resulta em análises diferenciadas acerca das suas tendências por parte dos especialistas, particularmente em um período caracterizado por muitas incertezas, no qual as escolhas políticas e comerciais dos players da indústria podem reconduzir os mercados a uma trajetória de convergência.

Ressalte-se, ainda, que o spread de preços de gás natural observado em 2012 (Gráfico 23) não deve, pelo menos no curto prazo, ser reduzido. Isto porque o mercado internacional de GNL encontra-se com pouca ou nenhuma capacidade ociosa disponível para entrega em prazos mais curtos e, mesmo assim, ainda que houvesse capacidade de liquefação e transporte de gás natural disponível, não parece haver oferta suficiente do energético no curto prazo.

3.8 O atual cenário de preços no mercado internacional e seus reflexos para o Brasil

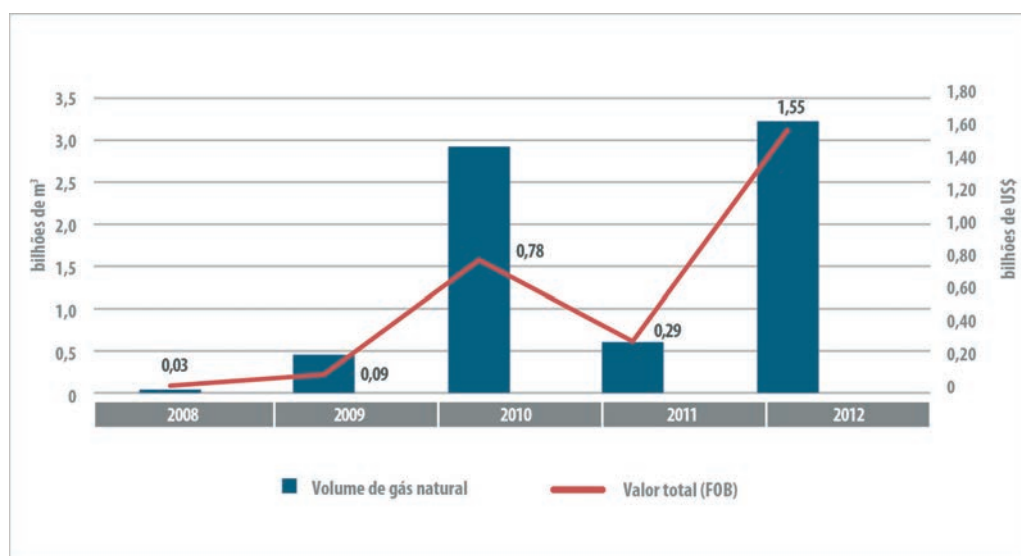
A crescente demanda mundial por energia e a busca cada vez maior por diversificação das fontes energéticas tem, como já apontado por diversos autores, impulsionado a demanda mundial por gás natural. Alguns trabalhos, como EMF (2007) e, mais recentemente, o Oxford Energy Forum (2012) apresentam de forma detalhada os diferentes cenários possíveis e seus impactos sobre os preços em cada mercado regional. Ao observar, sob a ótica da demanda de GNL para a América Latina, o impacto dos atuais condicionantes do mercado internacional sobre os principais países importadores, três questões podem ser ressaltadas: o aumento da utilização de gás natural liquefeito para suprir a demanda doméstica de alguns países (inclusive o Brasil), o aumento da concorrência regional pelo energético (considerando, em particular, o aumento da importação de GNL da Argentina) e as expectativas em torno das possibilidades de desenvolvimento de reservas de gás natural não convencional na América Latina.

¹⁵⁷ Rogers (2012) e EMF (2007) apresentam de forma detalhada os diferentes cenários possíveis e seus impactos sobre os preços em cada mercado regional.

Apenas em 2012 a demanda por gás natural no Brasil cresceu 22%, em média, atingindo 74,9 Mm³/dia. Desse total, a produção nacional respondeu por 39,7 Mm³/dia, as importações da Bolívia somaram 27,5 Mm³/dia, enquanto foram importados, em média, 8,5 Mm³/dia de GNL¹⁵⁸ (quase cinco vezes mais do que a média de importações de GNL no ano anterior). Considerando que a produção nacional de gás natural aumentou apenas 7% no período e que as importações da Bolívia permaneceram praticamente constantes, a demanda doméstica adicional foi suprida por meio da maior importação de GNL.

De fato, em 2012 foram importadas 38 cargas de GNL¹⁵⁹, totalizando um volume de 3.132 Mm³, o que representou 23,6% do total de gás natural importado e 13,9%, em média, da oferta total ao mercado nacional (Brasil, 2013). O Gráfico 30 ilustra a evolução dos volumes importados de GNL e os valores pagos entre 2008 e 2012.

Gráfico 30 – Volume e valor das importações de GNL do Brasil - 2008 a 2012



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MME.

É importante destacar, em primeiro lugar, a intermitência das importações nacionais, com significativa variação dos volumes importados anualmente. Após a crise econômica de 2008, em 2010 houve uma recuperação do mercado de gás natural, com a demanda industrial por gás natural crescendo 29% em relação ao ano anterior e a construção de 1.599 km de gasodutos (EPE, 2011). Nesse mesmo ano, concomitantemente ao aumento da demanda por energia elétrica no país, houve uma desfavorável

¹⁵⁸ Brasil (2013).

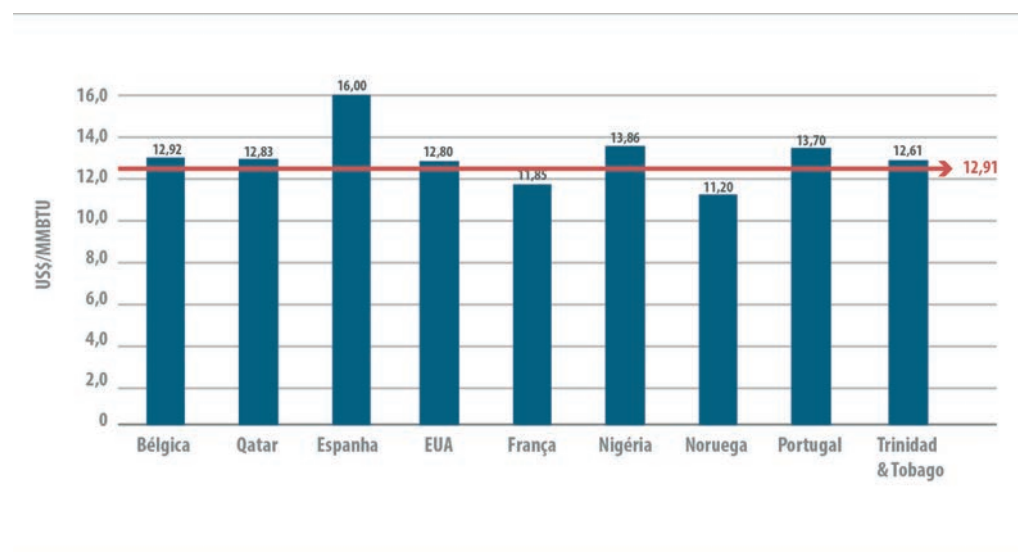
¹⁵⁹ Segundo os dados do Ministério de Minas e Energia (Brasil, 2013) houve mais uma carga, cujo volume importado era de apenas 0,03 m³ e a um preço de US\$ 5.489,90/MMBTU, que chegou ao aeroporto de Campinas. Na análise desse boletim, esta carga foi descartada.

condição hidrológica, o que resultou numa ampliação de 180% na geração termoeletrica a gás natural, incluindo-se aí autoprodutores e usinas de serviço público (EPE, 2011). Já em 2011, embora o consumo industrial tenha crescido 8% em relação a 2010, a geração térmica foi reduzida em 31,2% (EPE, 2012). Novamente em 2012, diante de uma situação hidrológica desfavorável, foi significativamente ampliado o consumo de gás natural para geração térmica, que aumentou 121%, na média, em relação a 2011, e 46% em relação a 2010 (o consumo médio de gás natural para geração de energia termoeletrica em 2012 foi de 23 milhões m³/dia, embora em alguns meses este montante tenha se aproximado de 40 milhões m³/dia).

Pode ser observada, também, uma grande disparidade no dispêndio total com importações de gás natural liquefeito ao longo dos anos. Em particular, observa-se que, apesar de em 2012 ter sido importado um volume total apenas 10% superior àquele observado no ano de 2010, o dispêndio total foi 99,1% mais elevado, diferença explicada pela variação do preço médio pago por milhão de BTU, que em 2010 foi de US\$ 6,94, enquanto que em 2012 foi de US\$ 12,91 (uma diferença de 86%), valor bem próximo àquele observado em 2011 (quando o preço médio pago por milhão de BTU de gás natural liquefeito importado foi de US\$ 12,69).

Salvo algumas exceções, não houve grande diferença no preço médio pago por origem da carga, com os preços médios pagos em diferentes localidades não se afastando muito da média geral de US\$ 12,91, como ilustra o Gráfico 31.

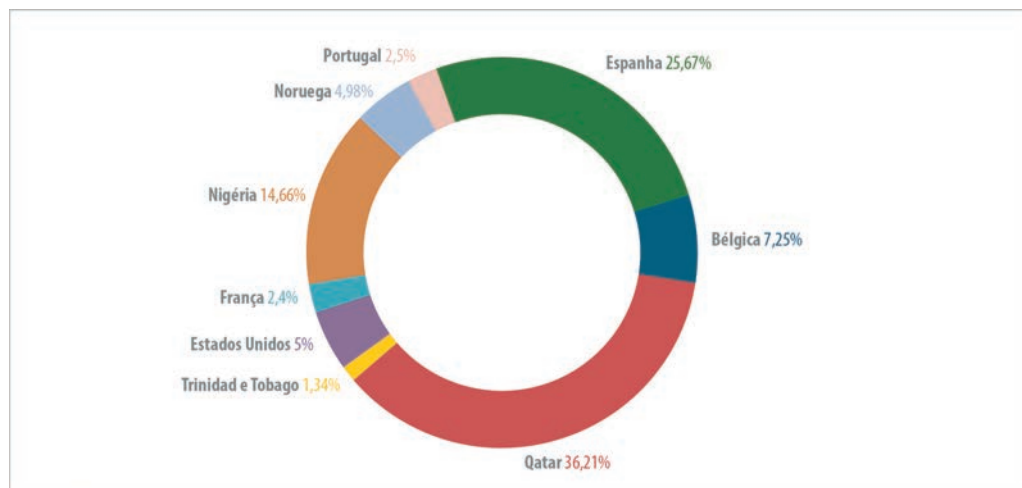
Gráfico 31 – Preço médio de importação de GNL por origem da carga em 2012



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MME.

A análise da série de importações de GNL desde 2008 indica Trinidad e Tobago como principal origem do gás natural importado pelo Brasil, sendo o único fornecedor a figurar todos os anos como exportador de GNL para o país, embora desde 2010 a origem do GNL importado pelo Brasil venha se diversificando. Em 2012, a maior parte dos carregamentos importados de GNL teve como origem Catar, Nigéria e Trinidad & Tobago, que juntos foram responsáveis por aproximadamente 76,5% de todo o volume importado pelo Brasil, como se pode verificar no Gráfico 32.

Gráfico 32 – Participação do volume importado, por origem da carga.



Fonte: Elaboração própria a partir dos dados do MME (2013)

O cenário de aumento das importações de GNL, combinado com a diversificação da origem do gás natural importado, tende cada vez mais a se intensificar. De fato, no último trimestre de 2012 e início de 2013, o aumento substancial da utilização de gás natural no Brasil para a geração de energia elétrica, que, aliado à demanda adicional verificada no Hemisfério Norte, em decorrência do rigoroso inverno, pressionou os preços no mercado internacional. Este movimento mostrou que o Brasil está competindo com os países asiáticos para o fornecimento de GNL oriundo da própria Ásia (Indonésia e Malásia), em particular do Oriente Médio (Catar e Emirados Árabes), em um ambiente de oferta ainda muito restrita, o que contribuiu para gerar pressões de alta de preços internacionais.

No caso específico do Brasil, no início de 2013, diante da oferta doméstica reduzida de gás natural para atender a demanda de curto prazo para garantir a geração termelétrica, a importação de GNL atingiu preços em torno de US\$ 18,00/MBTU, com o país pagando um prêmio elevado pela opção de compra de GNL no mercado spot.

No final de janeiro de 2013, o Ministério de Minas e Energias (MME) estendeu por mais dois anos a autorização da Petrobras para importar GNL através do mercado

spot¹⁶⁰. Durante esse período a empresa poderá adquirir um volume total de até 40 milhões de m³. Para o MME, “a importação de GNL garante flexibilidade e diversificação ao mercado brasileiro de gás natural, principalmente no atendimento ao segmento de geração termelétrica a gás natural” (MME, 2013).

Pode-se perceber, pois, que nos próximos anos o Brasil continuará a importar GNL, a despeito do crescimento das suas reservas e da produção interna. Deste modo, resta em aberto a questão de até que ponto as importações de gás natural liquefeito podem continuar sendo consideradas conjunturais, ou se não estaríamos diante de uma modificação – pelo menos no curto e médio prazos – no padrão de oferta nacional de gás natural, com o GNL sendo uma alternativa efetiva para garantir a flexibilidade necessária para adequação da oferta à sazonalidade do despacho das usinas termoeletricas nacionais.

A aquisição de GNL no mercado spot, em detrimento de contratos de longo prazo, entretanto, é uma alternativa que deixa o país sujeito à volatilidade do preço internacional do energético, o qual tem um forte componente conjuntural e vem sendo cada vez mais afetado pela própria concorrência regional por GNL, em especial com a Argentina, que também vem cada vez mais dependendo da importação do produto para suprimento de sua demanda doméstica.

A Argentina não só é o maior produtor de gás natural na América do Sul, como também é o maior consumidor. A estatal argentina YPF produz aproximadamente 125 Mm³/d, o que corresponde a apenas 25% da demanda total do país (PLATTS, 2012). A Argentina se tornou um importador líquido de gás natural em 2008, (EIA, 2012) e viu sua produção de gás cair 15,9% entre 2006 e 2011 (BP, 2012), o que, diante de um aumento considerável no consumo (aumento de 53,7% nos últimos dez anos), tornou o país cada vez mais dependente de importações. Nos últimos anos, o país enfrentou problemas de escassez de gás que afetaram a atividade industrial, já que o combustível disponível foi direcionado para a geração térmica (responsável por 33% do gás consumido no país) e residencial (responsável por 24% da demanda).

Desde 2008, parte considerável da demanda argentina por gás natural é suprida por meio de importações de GNL. E em 2012, em meio às disputas entre a empresa espanhola Repsol e o governo argentino, após a nacionalização da YPF (controlada pela sociedade espanhola), o país passou a enfrentar maior dificuldade, tanto na atração de investimentos para o desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos, quanto na aquisição de carregamentos de gás natural (com o cancelamento de alguns carregamentos contratados, por conta de dificuldades na efetivação dos pagamentos por parte da empresa argentina Enarsa, responsável pela contratação)¹⁶¹.

¹⁶⁰ Portaria nº 30, de 30 de janeiro de 2013, publicada no dia 31 de janeiro de 2013 no Diário Oficial da União (DOU).

¹⁶¹ No final de 2011 a Enarsa contratou dez carregamentos de GNL da Repsol, no valor aproximado de US\$ 40 milhões por navio (FT, 2012). No início de maio de 2012 a empresa cancelou a entrega do primeiro carregamento, que deveria chegar ao país no dia 14 do mesmo mês. Alguns dias depois a empresa afirmou que nenhuma carga seria entregue naquele ano e que o cancelamento do contrato se deu em virtude de falhas no cumprimento de obrigações financeiras pela Enarsa (PLATTS, 2013).

De todo modo, o país vem aumentando suas importações de gás natural liquefeito e, em 2012, tornou-se o maior importador do produto no continente americano (superando os EUA)¹⁶², situação imprevisível uma década atrás, quando a Argentina se posicionava como promissor exportador de gás natural e os EUA despontavam como o principal mercado importador da Bacia do Atlântico.

Ambos os países (Brasil e Argentina) seriam beneficiados, tanto por um maior volume no comércio spot de GNL (que reduzisse a volatilidade do preço internacional) quanto por um movimento futuro de convergência de preços, embora isto não deva ocorrer em um horizonte de curto ou médio prazo.

Certo é que o cenário atual contempla um ambiente de forte incerteza. Da mesma forma que a maior flexibilidade de comercialização do gás natural, seguindo o rápido crescimento do comércio de GNL ao longo dos últimos 20 anos, permitiu o surgimento de grandes mercados consumidores no Leste e Sudeste da Ásia e o desenvolvimento de centros para o comércio local na América do Norte e da Europa. Além disso, a reavaliação das formas tradicionais de precificação entre o gás natural e outros energéticos e os avanços tecnológicos recentes na exploração e produção de gás não convencional podem redefinir não apenas o mercado para o comércio internacional do produto, mas os fluxos comerciais da América Latina em geral e do Brasil em particular.

¹⁶² Hidrocarburos Bolivia (2013).

4 | PRINCIPAIS ÍNDICES DO MERCADO INTERNACIONAL

Tabela 2 - Cotações médias anuais do petróleo, do gás natural e dos combustíveis líquidos no mercado internacional, e respectivas variações (2012/2011, em %)

Produtos	2011	2012	Variação
WTI 1st Month (US\$/bbl)	102,48	94,13	-8,15%
WTI 2nd Month (US\$/bbl)	102,82	94,51	-8,08%
Marlim (US\$/bbl)	108,50	100,37	-7,50%
Brent 1st Month (US\$/bbl)	117,21	111,90	-4,53%
Brent 2nd Month (US\$/bbl)	116,93	111,35	-4,77%
Brent Dated (US\$/bbl)	117,40	111,68	-4,87%
Gasoline 10 PPM (US\$/bbl)	125,79	124,48	-1,04%
NY Unleaded 87 (US\$/bbl)	124,54	123,11	-1,14%
NY Unleaded 93 (US\$/bbl)	131,49	133,49	1,52%
ULSD 10 PPM (US\$/bbl)	118,37	116,09	-1,93%
ULSD USGC (US\$/bbl)	132,02	128,28	-2,83%
Henry Hub TDt Abs (US\$/MBTU)	2,51	2,75	9,53%
Henry Hub FDt Com (US\$/MBTU)	2,54	2,79	9,57%
Henry Hub FDt Abs (US\$/MBTU)	2,54	2,79	9,68%

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

PARTE 2

MERCADO NACIONAL

Heloisa Borges Bastos Esteves

Márcio de Araújo Alves Dias

Maria Tereza Alves de Oliveira Filha



1 | O COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS AUTOMOTIVOS LÍQUIDOS EM 2012

Heloisa Borges Bastos Esteves

Márcio de Araújo Alves Dias

Maria Tereza Alves de Oliveira Filha

No que concerne ao mercado nacional de combustíveis automotivos líquidos, o ano de 2012 mostrou comportamento distinto daquele observado em 2011. Esse comportamento já vinha sendo destacado nas análises conjunturais mensais acerca da evolução dos preços dos principais derivados de petróleo no mercado nacional, disponibilizadas pela ANP em seu sítio eletrônico¹⁶³.

O objetivo desta seção é analisar tanto os aspectos conjunturais quanto os estruturais que influenciaram, em 2012, a dinâmica dos preços dos combustíveis automotivos líquidos no mercado nacional. Serão destacados três pontos importantes: a redução da variabilidade dos preços de combustíveis automotivos no mercado nacional, a introdução da comercialização do óleo diesel de baixo teor de enxofre (S-50) no mercado doméstico e a crescente demanda interna por gasolina, suprida, em parte, por importações.

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 automotivos¹⁶⁴, quanto os preços médios dos produtores¹⁶⁵. Além desses dados, foram utilizadas informações de movimentação de combustíveis¹⁶⁶ e de preços dos produtores de etanol¹⁶⁷.

¹⁶³ Os Relatórios Mensais de Acompanhamento do Mercado de Combustíveis (gasolina C, etanol hidratado, gás liquefeito de petróleo em vasilhames com capacidade de 13 quilos e óleo diesel) estão disponíveis em <http://www.anp.gov.br/>.

¹⁶⁴ O Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis da ANP encontra-se em <http://www.anp.gov.br/preco/>.

¹⁶⁵ 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>.

¹⁶⁶ Informadas pelos agentes regulados por meio do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (SIMP), regulamentado pela Resolução ANP nº 17/2004.

¹⁶⁷ Disponíveis no website do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – CEPEA/ESALQ/USP: <http://cepea.esalq.usp.br/etanol/>.

1.1 Gasolina comum e etanol hidratado combustível: estabilidade dos preços marcou o ano de 2012

Se em 2011 o mercado foi caracterizado por uma mudança brusca nos preços relativos dos combustíveis automotivos, que trouxe como principal desdobramento a alteração da estrutura de consumo doméstica¹⁶⁸, a dinâmica dos preços em 2012, quando comparada à verificada no ano anterior, foi marcada por uma relativa estabilidade dos preços médios da gasolina automotiva e pela redução da volatilidade dos preços de etanol (anidro e hidratado).

Ademais, o cenário de preços relativos entre gasolina comum e etanol hidratado favoreceu, durante quase todo o ano de 2012, o consumo do derivado de petróleo na maior parte dos estados da federação.

Uma das principais alterações estruturais decorrentes do desenvolvimento da tecnologia flex-fuel para motores do Ciclo Otto foi o aumento da substitutibilidade entre o etanol hidratado combustível e a gasolina comum. Esse fator ampliou a correlação entre as variáveis (especialmente preços) de ambos os mercados, uma vez que a maior participação dos veículos flex-fuel na frota nacional¹⁶⁹ 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.

► *Análise da evolução dos preços da gasolina automotiva e do etanol combustível em 2012*

Nos últimos anos, os preços da gasolina A nas unidades produtoras do País, cujos reajustes foram compensados por mudanças na alíquota da Cide (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico), registraram trajetórias praticamente lineares, apesar da volatilidade existente no mercado internacional de petróleo e derivados. Em 2012, essa questão não foi diferente: o aumento de 7,83% nos preços dos produtores, ocorrido em 25 de junho, foi compensado pela alteração da alíquota da Cide, que foi reduzida a zero¹⁷⁰.

¹⁶⁸ Como analisado no Boletim Anual de Preços 2012 – Preços do Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional, no ano de 2011, a majoração nos preços de etanol anidro e hidratado em um momento de escassez do produto, combinada com uma demanda crescente (dado o aumento da frota de veículos bicomcombustíveis), foi determinante para a ocorrência de uma alteração significativa nos preços relativos dos combustíveis automotivos no mercado nacional, iniciada por aumentos expressivos nos preços ao consumidor final registrados no primeiro quadrimestre do ano. O Boletim Anual de Preços 2012 pode ser consultado no endereço eletrônico <http://www.anp.gov.br/?pg=62567>.

¹⁶⁹ Em 2003, apenas 4% da produção nacional de automóveis era bicomcombustível. Em 2009, este percentual alcançou 88%, enquanto em 2012 atingiu 87% do total de veículos licenciados (ANFAVEA, 2013).

¹⁷⁰ Decreto nº 7.764/2012.

No que se refere às análises de fatores causadores de possíveis flutuações nos preços da gasolina comum, convém esclarecer que, além do custo de aquisição da gasolina A e dos preços do etanol hidratado – principal substituto da gasolina comum 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 produto¹⁷¹ e o preço do etanol anidro.

Há, basicamente, dois mecanismos através dos quais a variação dos preços do etanol combustível impacta os preços da gasolina comum comercializada no Brasil¹⁷². O primeiro decorre do mix obrigatório de etanol anidro na gasolina A¹⁷³ e o segundo deriva da possibilidade de migração imediata da demanda de ambos os combustíveis como consequência da introdução dos carros flex-fuel na frota de veículos leves a partir de 2003¹⁷⁴.

A despeito das trajetórias relativamente estáveis dos preços da gasolina nas diversas etapas da cadeia produtiva no decorrer de 2012, tema que será analisado mais adiante, o mesmo não foi verificado para os preços do etanol anidro, combustível adicionado à gasolina A na proporção de 20% quando da composição da gasolina comum.

O Gráfico 33 exibe os preços semanais de produção de etanol anidro e de etanol hidratado no estado de São Paulo, o qual, segundo o Quarto Levantamento da Safra 2012/2013 de Cana-de-Açúcar, elaborado pela Companhia Nacional de Abastecimento – Conab, respondeu por 51,6% da produção total de etanol no Brasil. Já de acordo com o volume comercializado em 2012, o referido estado alcançou 26% das vendas totais de gasolina comum e 59% das de etanol hidratado no País¹⁷⁵.

¹⁷¹ Questões pertinentes à tributação incidente sobre combustíveis automotivos são de competência exclusiva dos governos estaduais e federal.

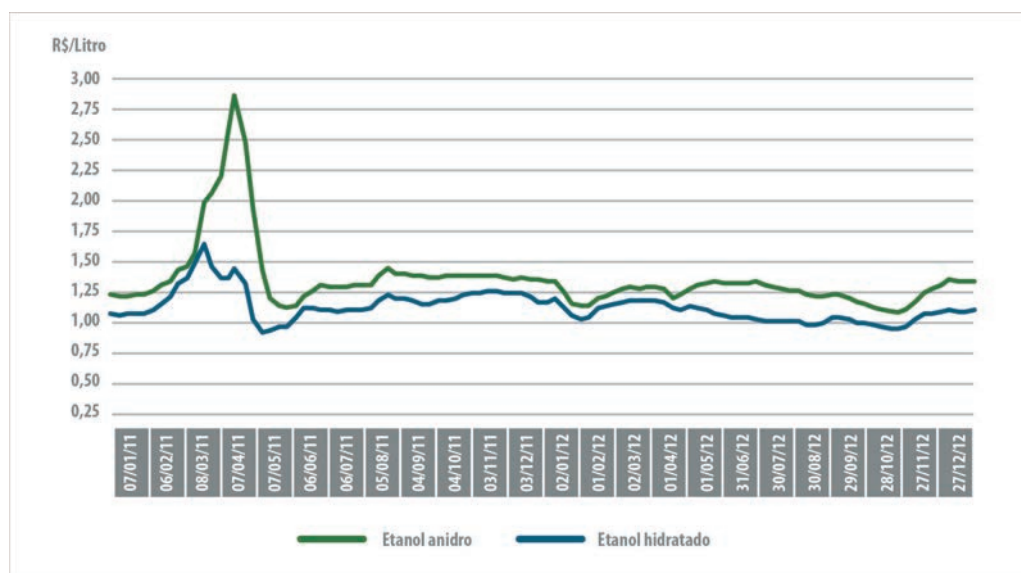
¹⁷² Ver a estrutura de formação de preços de gasolina comum em <http://www.anp.gov.br/?pg=41230>.

¹⁷³ Ao longo do ano de 2012, a gasolina comum comercializada no País era composta por uma mistura de 80% de gasolina A e 20% de etanol anidro combustível (conforme Resolução nº 01/2011 do Conselho Interministerial do Açúcar e do Alcool). A partir de 01 de maio de 2013, a mistura obrigatória passa a ser de 75% de gasolina A e 25% de etanol anidro combustível (conforme Resolução nº 01/2013 do Conselho Interministerial do Açúcar e do Alcool).

¹⁷⁴ 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.

¹⁷⁵ Conforme dados de movimentação informados pelas distribuidoras à ANP.

Gráfico 33 – Preços semanais de produção de etanol anidro combustível e de etanol hidratado combustível no estado de São Paulo entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012 (R\$/litro)



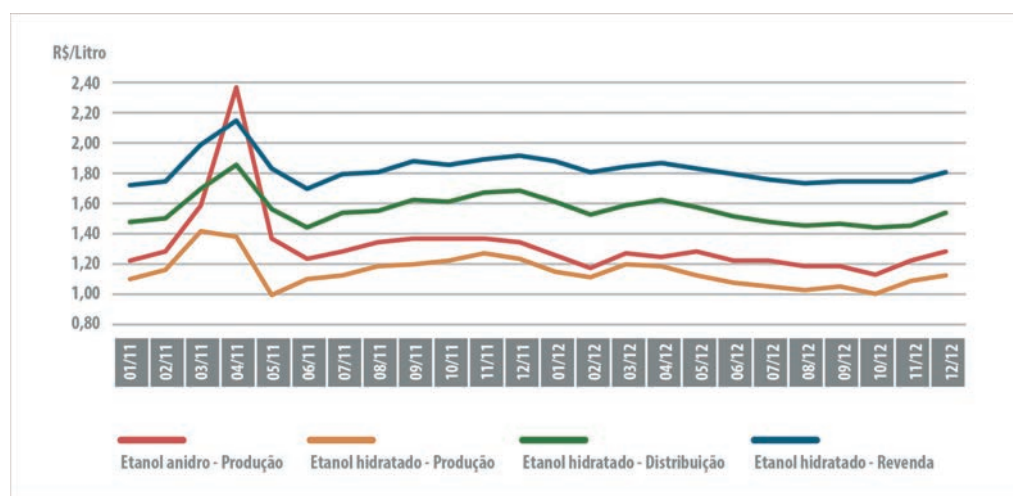
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – CEPEA/ESALQ/USP.

Ao observar a evolução dos preços, percebe-se que, ao contrário do ocorrido entre a segunda quinzena de março e o final de maio de 2011, quando a alta dos preços do etanol anidro foi bem mais acentuada do que a do etanol hidratado em decorrência da escassez daquele produto, os comportamentos dos preços dos dois tipos de etanol seguiram tendências similares.

Não obstante a sazonalidade dos preços do biocombustível, os preços de produção do etanol anidro não ascenderam o suficiente ao longo de 2012 para ocasionar elevações nos preços de distribuição e de revenda de gasolina comum, como aconteceu entre a segunda quinzena de março e a primeira semana de maio de 2011, quando o etanol anidro ficou mais caro do que a gasolina A.

O Gráfico 34 expõe o comportamento, entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012, no estado de São Paulo, dos preços médios mensais de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado.

Gráfico 34 – Preços médios mensais praticados no estado de São Paulo, entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012, de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado (R\$/litro)



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

Em relação aos dois tipos de etanol, à exceção do movimento bastante atípico ocorrido no período compreendido entre março e maio de 2011, ambos os combustíveis apresentaram evoluções similares, variando de acordo com os períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar¹⁷⁶.

Ao longo de 2012, excluindo-se o preço médio do etanol anidro, que acumulou alta nominal de 1,33%, todos os demais preços médios apresentaram queda, encerrando o ano em patamares inferiores àqueles observados no final de 2011 (com os preços do etanol hidratado reduzindo-se em 2,29%, 4,31% e 3,97% nos segmentos de produção, distribuição e revenda, respectivamente).

Como na safra 2011/2012 da cana-de-açúcar houve encerramento da moagem antes do período habitual, para que os produtores pudessem valer-se de ganhos elevados em função da menor produtividade e dos consequentes altos preços praticados nos mercados de etanol e de açúcar, a safra 2012/2013 foi beneficiada por um maior tempo de desenvolvimento dos canaviais e, assim, evitou-se o que ocorreu em 2011, ou seja, uma elevação atípica dos preços do etanol e, por conseguinte, da gasolina comum.

¹⁷⁶ As safras de cana-de-açúcar na região Centro-Sul, responsável por aproximadamente 92% da área colhida do produto, historicamente, se iniciam em abril/maio e terminam em novembro/dezembro, enquanto que na região Norte-Nordeste começam em setembro/outubro e se encerram em fevereiro/março.

Apesar disso, a safra 2012/2013 ainda foi prejudicada por condições climáticas adversas, principalmente no estado de São Paulo, em fevereiro e março de 2012, devido aos baixos índices pluviométricos registrados. Nos demais estados produtores da região Centro-Sul e nos da região Norte, não foram constatados maiores prejuízos ocasionados por fenômenos climáticos¹⁷⁷.

Como consequência dos fatores climáticos e das condições agrícolas já mencionadas, o estado de São Paulo, apesar da ampliação em apenas 1,13% em sua área cultivada, apresentou crescimento de 7,0% na produtividade e de 8,2% na produção (comparando-se com a safra 2011/2012). Dessa forma, de acordo com o Quarto Levantamento da Safra 2012/2013 de Cana-de-Açúcar – Conab, São Paulo alcançou 56,15% da produção nacional da indústria sucroalcooleira referente à safra 2012/2013, dos quais 53,8% foram destinados à elaboração de açúcar e 46,2% à de etanol (desses, 52,9% foram de hidratado e 47,1% de anidro).

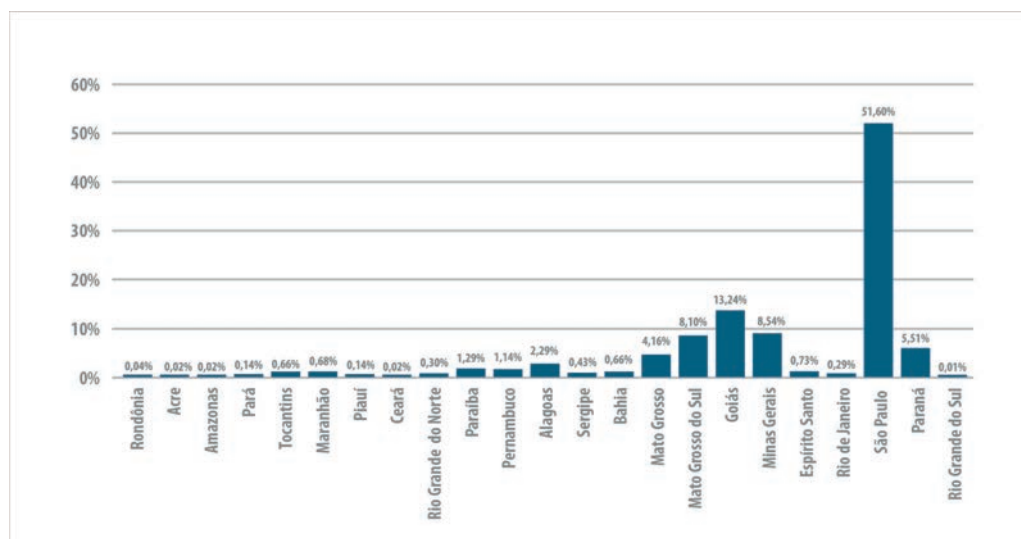
Já em âmbito nacional, a área cultivada destinada à indústria sucroalcooleira registrou incremento de 1,5% em relação à safra anterior, alcançando 8,49 milhões de hectares, ao passo que a produtividade e a produção cresceram em 3,5% e 5,0%, respectivamente, totalizando 588,9 milhões de toneladas (cerca de 70 quilos por hectare). Do total produzido, 49,7% foram destinados ao açúcar e 50,3% ao etanol, dos quais 57,3% foram de hidratado e 42,7% de anidro¹⁷⁸.

Conforme os dados da safra 2012/2013 expostos no Gráfico 35, São Paulo permaneceu como o maior estado produtor de etanol, seguido por Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul e Paraná. Somados, esses cinco estados detiveram 87% da produção brasileira. Os estados da região Nordeste responderam por 6,9%, os da região Sul por 5,5% e os da região Norte por apenas 0,9% do total produzido.

¹⁷⁷ O mesmo não pode ser afirmado em relação às áreas produtoras localizadas no nordeste brasileiro, pois severa seca assolou a região no decorrer de 2012, impedindo o adequado desenvolvimento da lavoura, cuja safra se estendeu até março/abril de 2013.

¹⁷⁸ Em relação à produção de açúcar, houve crescimento de 5%, a despeito da redução em 20% da cotação média do produto (VHP a granel) registrada em 2012 na bolsa de Nova Iorque – NYCSCE/ICE, comparando-se com a informada em 2011, segundo o International Sugar Organization & Czarnikow Group. Já em relação a 2010, o valor médio de 2012 caiu em 3,3%. Dessa forma, ao contrário do verificado em 2011, não houve desvio para a produção de açúcar (em 2011, a cotação média do açúcar VHP a granel na NYCSCE/ICE apresentou forte valorização, 21,1%, em relação à cotação média verificada em 2010, sendo um dos fatores determinantes para a alta do preço do etanol ocorrida naquele ano).

Gráfico 35 – Participação dos estados brasileiros na produção de etanol – Safra 2012/2013 (em %)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Quarto Levantamento da Safra 2012/2013 de Cana-de-Açúcar – CONAB.

É importante notar que, de acordo com o Terceiro Levantamento da Safra 2012/2013 de Cana-de-Açúcar – Conab, “a falta de investimento em novas unidades, ou mesmo na ampliação da capacidade de processamento das já existentes, bem como a renovação das áreas já cultivadas dificultam maior crescimento”, o que indica pouca possibilidade de expansão significativa da oferta de etanol no curto prazo.

Em suma, os preços do etanol combustível (anidro e hidratado), historicamente, apresentam maior variabilidade em todos os segmentos (produção, distribuição e revenda), em comparação com a da gasolina A, devido às alterações no volume ofertado ocasionadas anualmente pelos períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar, à concorrência gerada pelo açúcar em momentos de elevação de seus preços no mercado internacional e ao nível dos preços e da demanda de seu principal substituto, a gasolina.

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.

Enquanto a primeira modalidade busca incentivar o distribuidor a firmar contratos de aquisição de etanol anidro, considerando prazos e percentuais mínimos, o que contribui para a previsibilidade da oferta do combustível, a modalidade de compra direta aplica-se àqueles distribuidores que não conseguiram atender aos requisitos do regime de contrato de fornecimento, sujeitando-os às comprovações de estoque mensal de etanol anidro para fins de aquisição de gasolina A.

O regime de compra direta impõe custos adicionais aos distribuidores quando comparado ao contrato de fornecimento, em especial eventuais custos de estocagem, de capital de giro e de antecipação de estoque de combustível. Além disso, a Resolução prevê a suspensão do fornecimento de gasolina A quando não comprovada a formação de estoque próprio mensal, o que impossibilitaria o distribuidor de comercializar gasolina comum no mês seguinte.

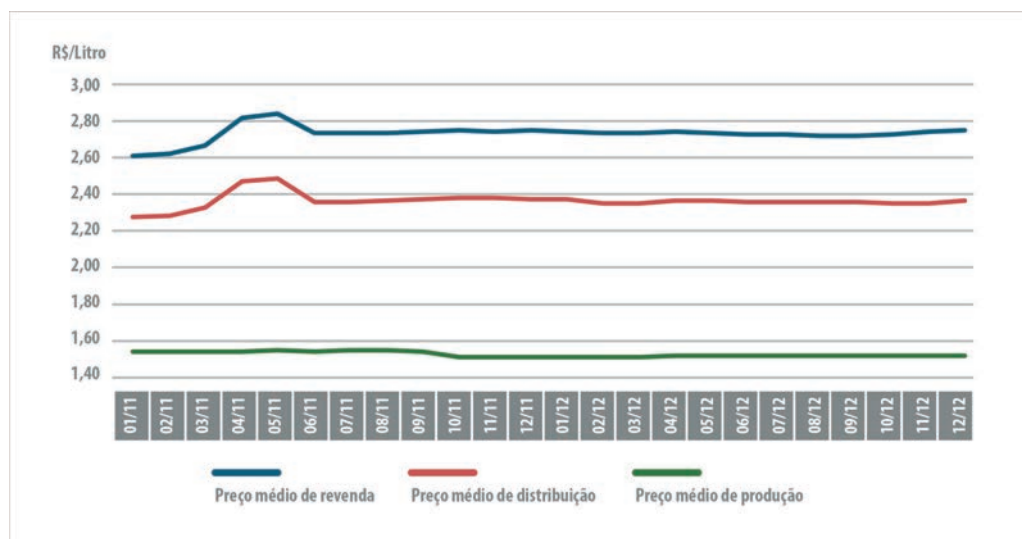
Cabe destacar que os efeitos da referida Resolução sobre o funcionamento do mercado foram positivos, na medida em que as distribuidoras que optaram pelo regime de contrato de fornecimento de etanol anidro representam cerca de 90% do mercado nacional de gasolina comum, o que, além de assegurar previsibilidade da demanda de etanol anidro a ser comercializado pelos agentes econômicos, também pode ser considerado um fator importante para a menor variabilidade dos preços do produto ao longo de 2012, ao comparar com 2011, conforme registrado no Gráfico 33.

► **Efeitos dos preços relativos sobre a demanda de gasolina comum e a de etanol hidratado combustível**

Os preços do etanol anidro ao longo de 2012 foram marcados por uma volatilidade significativamente menor do que aquela observada nos anos anteriores, o que contribuiu para que os preços da gasolina comum permanecessem estáveis ao longo de todo o período analisado, conforme pode ser observado no Gráfico 36, que apresenta a evolução do preço médio da gasolina no mercado brasileiro entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012, com base nos preços dos produtores de gasolina A¹⁷⁹ e nos preços da gasolina comum nas etapas de distribuição e revenda.

¹⁷⁹ 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>.

Gráfico 36 – Comportamento dos preços médios mensais da gasolina no Brasil entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012 (R\$/litro)



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.

A partir da observação do Gráfico 36, verifica-se a estabilidade dos preços médios nos três segmentos do mercado de gasolina no País entre junho de 2011 e dezembro de 2012.

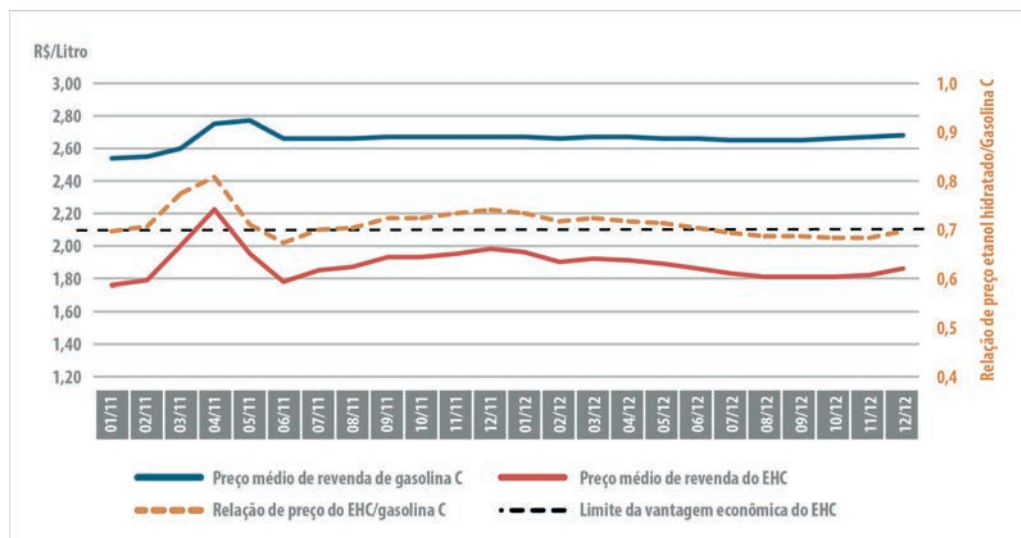
De janeiro a maio de 2011, conforme já abordado no Boletim Anual de Preços 2012, foram observadas elevações de 9,27% e de 8,81% no preço do combustível nas etapas de distribuição e de revenda, respectivamente, as quais foram influenciadas não pelo comportamento dos preços médios da gasolina A na etapa de produção (que se mantiveram relativamente estáveis ao longo de todo o período analisado), mas pelo comportamento dos preços do etanol combustível.

Estas altas decorreram de problemas conjunturais inerentes à dinâmica da oferta e demanda de etanol, com reflexos tanto nos preços do etanol anidro nas usinas (os quais superaram os da gasolina A nas unidades produtoras, explicando a majoração dos preços de distribuição e de revenda de gasolina C), quanto nos preços ao consumidor final do etanol hidratado. Consequentemente, alterou-se a vantagem econômica de se adquirir o biocombustível para os proprietários de veículos flex-fuel.

Em junho de 2011, os preços médios praticados pelas distribuidoras e ao consumidor final de gasolina comum recuaram em 3,66% e em 5,14%, respectivamente, mas se mantiveram até o final de 2012 em patamares superiores àqueles verificados no primeiro trimestre de 2011.

O Gráfico 37 apresenta a evolução dos preços médios mensais ao consumidor final de gasolina comum e de etanol hidratado no País, bem como a razão existente entre eles, de janeiro de 2011 a dezembro de 2012. O limite de 70% entre os preços do etanol hidratado combustível e da gasolina C, referente à vantagem econômica em adquirir o etanol hidratado está indicado pela linha preta tracejada no gráfico¹⁸⁰.

Gráfico 37 – Relação entre os preços médios mensais de revenda de etanol hidratado combustível e de gasolina comum no Brasil entre janeiro de 2011 e dezembro de 2012 (R\$/litro)



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

Como pode ser observado no Gráfico 37, ao longo de 2012, a gasolina comum e o etanol hidratado, ainda que com oscilações de preços mais acentuadas no biocombustível, apresentaram trajetórias de preços médios de revenda similares. A partir de junho de 2011, os preços médios da gasolina comum passaram a apresentar comportamento relativamente estável, enquanto os do etanol variaram ao longo do período, principalmente em função da oferta disponível nos momentos de safra e entressafra da colheita de cana-de-açúcar¹⁸¹.

Apenas em junho de 2011 e no período de julho a novembro de 2012 foi ligeiramente mais vantajoso economicamente, ao considerarmos os preços médios em nível nacional, abastecer com etanol hidratado do que com gasolina comum. Ressalte-se, entretanto, que em algumas localidades, dependendo da região (mais próximas das áreas produtoras) e do período do ano (durante a safra de cana-de-açúcar, quando a oferta é maior), esta vantagem é mais evidente, como será abordado mais adiante.

¹⁸⁰ Embora bens substitutos, o etanol hidratado possui poder calorífico inferior ao da gasolina C, de forma que só é economicamente vantajoso para o consumidor abastecer com EHC quando o preço deste representar 70% ou menos do preço da gasolina C, já que o diferencial entre o poder calorífico dos dois combustíveis tem reflexo direto sobre a rentabilidade por quilômetro rodado dos dois combustíveis.

¹⁸¹ O pico de preço de etanol hidratado combustível ocorrido em abril de 2011, quando alcançou R\$ 2,30/litro, está explicado no Boletim Anual de Preços 2012.

Não obstante a relação dos preços dos dois combustíveis automotivos em momentos nos quais o etanol hidratado é economicamente mais vantajoso em relação ao derivado do petróleo, o consumidor com carro flex-fuel, mesmo com a possibilidade de incorrer em menor dispêndio utilizando o biocombustível, pode, em função das suas preferências específicas, adquirir gasolina.

A alteração na relação entre os preços dos produtos provocou uma mudança no padrão de consumo, que fica evidente quando observado o comportamento recente da demanda. Como indicado na Tabela 3, o consumo do etanol hidratado no Brasil apresentou seu ponto máximo no ano de 2009 e vem recuando desde então, tendo esta queda sido acentuada em 2011.

Tabela 3 - Evolução do consumo de etanol hidratado combustível e de gasolina C no Brasil entre 2000 e 2012 (mil m³)

Ano	Consumo de etanol hidratado - Brasil (mil m ³)	Variação em relação ao ano anterior	Consumo de gasolina comum - Brasil (mil m ³)	Variação em relação ao ano anterior	Consumo Ciclo Otto - Brasil (mil m ³)	Variação 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%

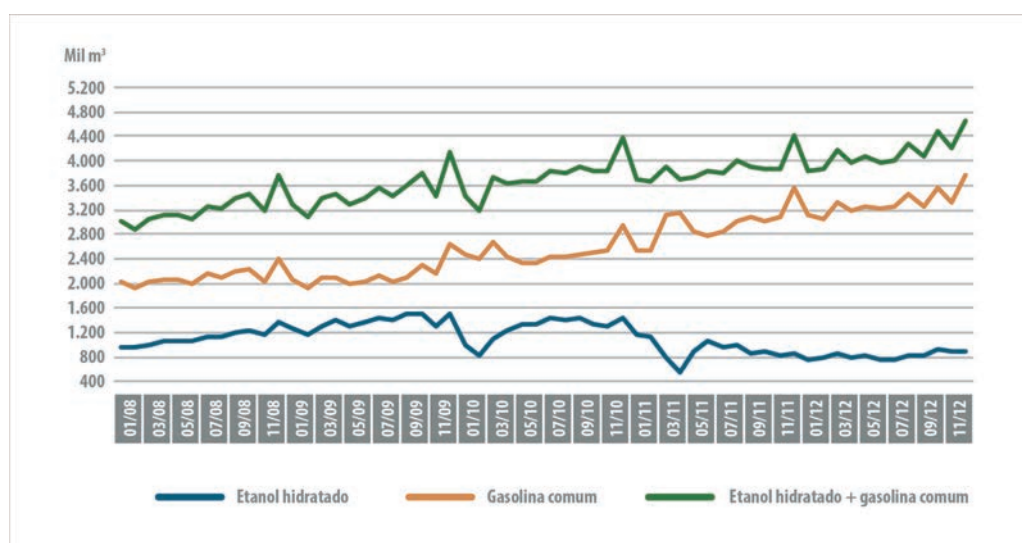
Fonte: Elaboração própria, a partir de dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP, obtidos em 10/04/2013.

No período entre 2004 e 2009, nota-se o aumento expressivo na demanda do biocombustível (32%, em média, ao ano), enquanto o crescimento do consumo da gasolina foi pouco relevante (2,6% ao ano). Em 2010, a tendência verificada nos seis anos anteriores foi revertida: queda na demanda do biocombustível (com redução de 40,2% no consumo entre 2009 e 2012) e aumento de 56,2% do consumo de gasolina no mesmo período. De fato, essa mudança de tendência está associada à alteração dos preços relativos, favorecendo o consumo do derivado de petróleo.

Destaca-se a imediata resposta a partir de 2010, quando a gasolina teve que suprir a crescente demanda resultante tanto da diminuição na comercialização de etanol hidratado, quanto da contínua elevação nas vendas de automóveis flex-fuel. Esse movimento gerou fortes pressões de demanda sobre a oferta de gasolina comum, implicando em um aumento das importações do derivado.

É fundamental registrar que a demanda de combustíveis para atender os veículos com motores do Ciclo Otto, como pode ser visto no Gráfico 38, vem aumentando. Particularmente, a comparação do período compreendido entre janeiro e dezembro de 2012 com igual período de 2011 indica taxa de crescimento de 6,81%.

Gráfico 38 – Consumo de etanol hidratado combustível e de gasolina C no Brasil entre janeiro de 2008 e dezembro de 2012 (mil m³)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – SIMP/ANP, obtidos em 10/04/2013.

Já o consumo mensal de etanol hidratado combustível no País, que havia saltado de 962 mil m³ em janeiro de 2008 para 1,5 milhão de m³ em dezembro de 2009 (o que representou uma alta de 57%), em dezembro de 2012 foi de 892 mil m³, patamar inferior àquele observado há quatro anos e 41% inferior àquele observado em dezembro de 2009¹⁸².

De fato, o consumo mensal do biocombustível apresentou trajetória crescente entre janeiro de 2008 e dezembro de 2009, pois, mesmo nos períodos de entressafra, a opção pelo etanol hidratado decorreu da vantagem econômica associada aos preços relativos dos combustíveis.

¹⁸² Informações baseadas nos dados de venda das distribuidoras de combustíveis líquidos, disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=59236>.

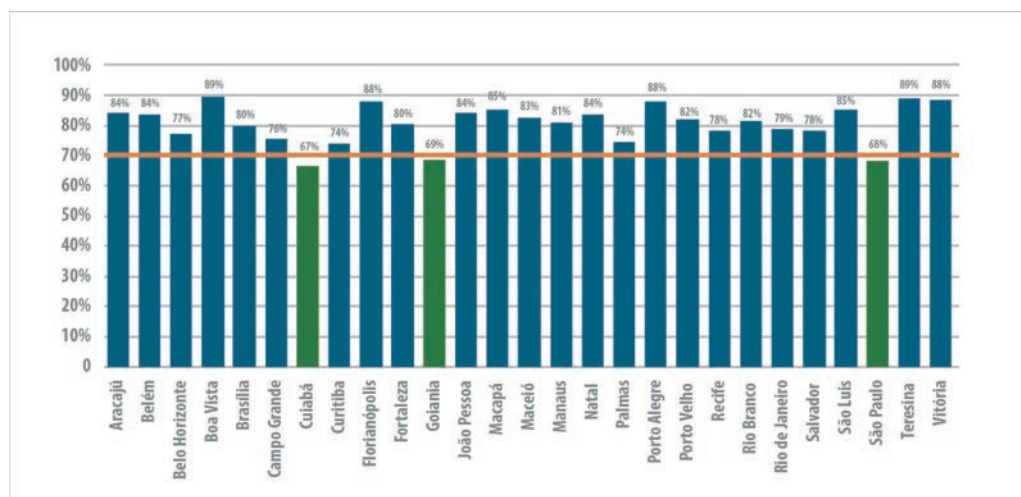
Entretanto, em fevereiro de 2010 e em abril de 2011, a retração do consumo mensal de etanol hidratado refletiu a resposta do consumidor aos aumentos de preços verificados nos momentos de restrição de oferta do produto. Ressalte-se que, nesses dois anos, o seu consumo mensal atingiu patamares distintos no período de safra da cana-de-açúcar na região Centro-Sul: cerca de 1,3 milhão de m³ em 2010 e de 900 mil m³ em 2011, o que representou queda de 31%, influenciada, principalmente, pela relação dos preços dos energéticos, que era de 65% na média de 2010 e passou para 73% em 2011.

Ao longo de 2012, o consumo mensal do biocombustível permaneceu relativamente estável em torno de 820 mil m³ e, portanto, o crescimento da demanda de combustível do Ciclo Otto foi atendido pela gasolina comum.

Assim, o ano de 2012 registrou aumento do consumo de gasolina de quase 12%, considerando tanto a preferência do consumidor, mesmo em situações de quase indiferença na compra de combustíveis, quanto a relação dos preços dos energéticos, que, em geral, foi favorável à aquisição do derivado de petróleo.

Com o intuito de avaliar a questão específica dos preços relativos, foi elaborado o Gráfico 39, que apresenta a relação entre os preços médios ao consumidor final dos dois combustíveis, em 2012, nas capitais brasileiras.

Gráfico 39 – Relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado combustível e de gasolina comum, por capitais, em 2012 (%)



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

Segundo o Gráfico 39, houve, em 2012, vantagem econômica no uso do etanol hidratado, em detrimento da gasolina comum¹⁸³, nos municípios de Cuiabá (MT), Goiânia (GO) e São Paulo (SP), destacados em verde, cujo consumo representa 18% do total

¹⁸³ Convém ressaltar que as alíquotas de ICMS incidentes sobre os combustíveis diferem substancialmente entre as Unidades da Federação. São Paulo, por exemplo, destaca-se por praticar a menor delas para etanol hidratado, 12%, enquanto Alagoas, Espírito Santo e Sergipe praticam a maior, 27%.

nacional – especialmente devido ao tamanho do mercado paulistano. Todavia, nessas capitais, a taxa de crescimento do consumo de gasolina comum, em relação ao ano anterior, superou a do biocombustível¹⁸⁴.

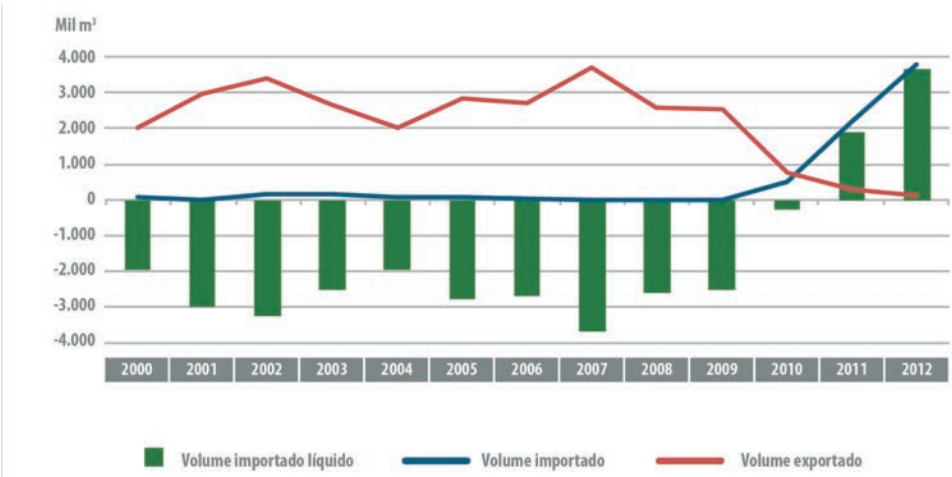
Além das três capitais supramencionadas, apenas em Curitiba foi economicamente vantajoso consumir etanol hidratado durante algum período de 2012 (oito semanas, o equivalente a 15% do ano). Em Cuiabá, Goiânia e São Paulo, a competitividade dos combustíveis favoreceu o etanol hidratado na maior parte do ano (69%, 77% e 83% do ano, respectivamente).

Em suma, a relação entre os preços de gasolina 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 do ano, a competitividade entre os combustíveis foi diferenciada regionalmente.

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

O consumo crescente de gasolina vem sendo suprido, desde 2010, por aumentos em seu volume importado devido às limitações de ampliação, no curto prazo, do parque de refino nacional. O Gráfico 40 ilustra o volume de importação líquida da gasolina nos últimos treze anos.

Gráfico 40 – Evolução das importações líquidas de gasolina A pelo Brasil entre 2000 e 2012 (mil m³)



Fonte: Elaboração própria, a partir de dados da Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – SECEX/MDIC, obtidos em 10/04/2013.

¹⁸⁴ Particularmente, nos municípios de São Paulo e Goiânia houve, em 2012, decréscimo no consumo de etanol hidratado em relação a 2011.

Cumprir destacar, em primeiro lugar, que o Brasil, entre 2000 e 2010, foi um exportador líquido de gasolina A. Entretanto, a evolução das importações do derivado de petróleo revela que os anos de 2011 e 2012 foram marcados pela necessidade de se recorrer ao mercado externo para atender a crescente demanda doméstica e, dessa forma, a dependência externa, calculada pela relação entre importações e vendas nacionais de gasolina A, passou de 2,22%, em 2010, para 11,98%, em 2012.

Esse comportamento da demanda esteve fortemente correlacionado com a mudança de preços relativos entre gasolina e etanol hidratado, verificada, principalmente, após o início de 2011. Vale lembrar que, como indica Losekann (2012), quando os preços do etanol eram competitivos, o País produziu excedentes significativos de gasolina, que foram destinados ao mercado internacional até 2009¹⁸⁵ e, portanto, as mudanças no perfil de produção das refinarias brasileiras estavam focadas não na oferta adicional de gasolina, mas no incremento da produção de óleo diesel (produto do qual o Brasil sempre foi grande importador).

No ano de 2012, em comparação com 2011, o incremento na quantidade importada de gasolina A foi de 72,7%, totalizando 3,78 bilhões de litros importados ao custo FOB¹⁸⁶ de US\$ 3 bilhões (US\$ 1,36 bilhão acima do dispêndio registrado em 2011)¹⁸⁷. A magnitude desse incremento, em termos monetários, está associada, além do aumento do volume importado, a preços mais elevados do petróleo e derivados no mercado internacional¹⁸⁸ e à desvalorização do real em relação ao dólar (a taxa de câmbio média¹⁸⁹ passou de R\$ 1,84 por dólar estadunidense, em dezembro de 2011, para R\$ 2,08 no mesmo mês de 2012, alta de 13%).

O Gráfico 41 apresenta comparativo de preços médios mensais por barril da gasolina A importada (FoB) e da nacional¹⁹⁰ entre janeiro e dezembro de 2012.

¹⁸⁵ De 2000 a 2009, o Brasil exportou, em média, 2,74 milhões de m³ de gasolina A. Já entre 2010 e 2012, o País exportou 400 mil m³, em média. Fonte: Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – Secex/Mdic.

¹⁸⁶ Free on Board. O termo, originário do transporte marítimo (por isso “livre a bordo”) refere-se ao tipo de frete onde o comprador assume todos os riscos e custos com o transporte da mercadoria.

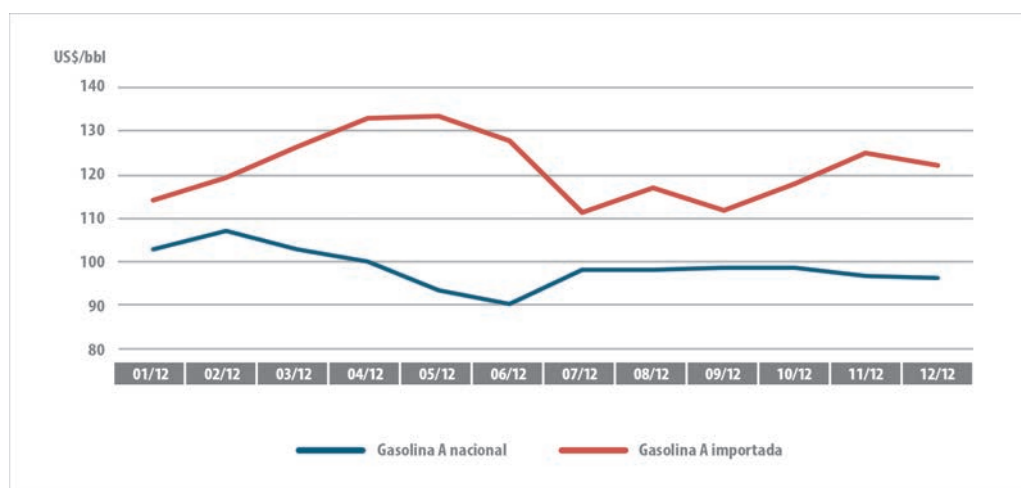
¹⁸⁷ Fonte: Secretaria de Comércio Exterior do Ministério do Desenvolvimento, Indústria e Comércio – Secex/Mdic.

¹⁸⁸ Segundo dados do Platts, a gasolina europeia de referência (gasoline 10 PPM) apresentou valorização de 4,17%, ao passo que a norte-americana (NY Unleaded 87) apresentou elevação de 2,78%, comparando-se a cotação média de dezembro de 2012 com a de dezembro de 2011.

¹⁸⁹ Fonte: <http://www4.bcb.gov.br/pec/taxas/port/ptaxnpesq.asp?id=txcotacao>.

¹⁹⁰ Preço de realização (preço praticado pelos produtores de gasolina A sem a incidência de tributos).

Gráfico 41 – Comparativo de preços da gasolina A nacional e da gasolina A importada em 2012 (US\$/barril)



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 15/01/2013.

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

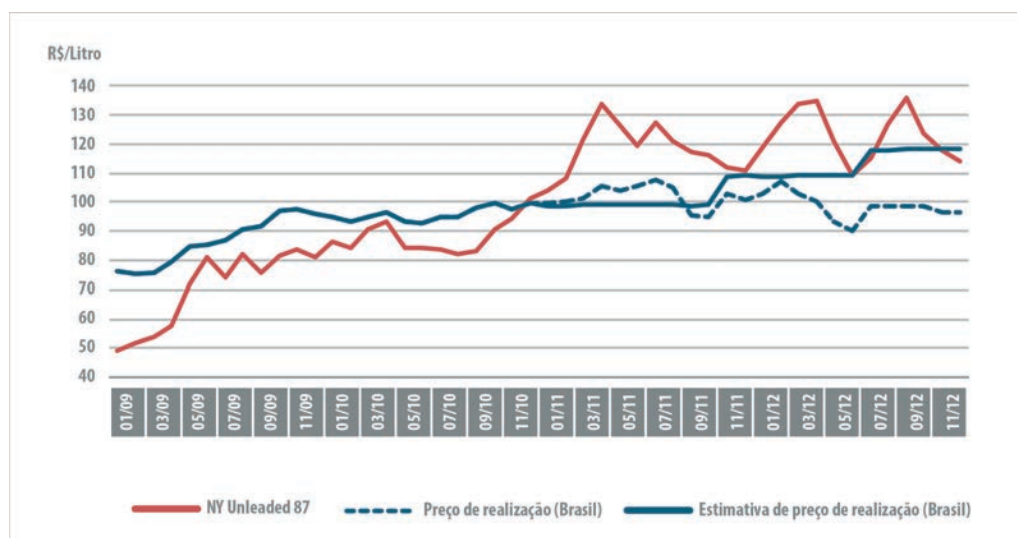
Enquanto o preço médio verificado no ano de 2012 para o produto importado foi de US\$ 121,7 por barril (FoB), a gasolina A nacional registrou US\$ 98,6/bbl, valor 18,9% inferior.

Além do incremento no volume importado de gasolina A (Gráfico 40), o preço do derivado de referência no mercado internacional¹⁹¹ também registrou alta entre janeiro de 2009 e dezembro de 2012, conforme ilustra o Gráfico 42, que apresenta comparação da evolução desse preço com a cotação média mensal nacional de realização da gasolina A. Esse gráfico mostra, ainda, uma possível evolução, a partir de dezembro de 2010, do preço nacional de realização (linha pontilhada azul), dada a taxa de câmbio de R\$ 1,693/US\$, referente a dezembro de 2010¹⁹².

¹⁹¹ Gasolina norte-americana de referência (NY Unleaded 87).

¹⁹² Mês em que a cotação média do derivado de referência no mercado internacional ultrapassou a do produto nacional.

Gráfico 42 – Comparação dos preços da gasolina nos mercados internacional e nacional entre janeiro de 2009 e dezembro de 2012 (US\$/barril)



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

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

Ao longo de todo o período compreendido entre janeiro de 2009 e novembro de 2010, os preços da gasolina A nacional no segmento de produção estiveram acima dos praticados no mercado internacional. Todavia, a partir de dezembro de 2010, esse comportamento reverteu-se e os preços internacionais passaram a oscilar na faixa de US\$ 101,20/bbl a US\$ 135,90/bbl; enquanto os preços médios dos produtores domésticos estiveram sempre em patamares inferiores, entre US\$ 90,30/bbl e US\$ 107,50/bbl.

A título de ilustração, caso não tivesse ocorrido variação cambial após dezembro de 2010, ao se comparar o preço nacional da gasolina A (linha tracejada azul) com os valores praticados no mercado internacional, a defasagem entre ambos teria sido, em média, desde então, de 10,8%; inferior aos 16,3% registrados.

Ressalte-se que, após os preços no mercado internacional de gasolina terem superado os preços praticados no mercado doméstico, em dezembro de 2010, os preços relativos entre o etanol hidratado e a gasolina, no País, acarretaram um incremento da participação do derivado de petróleo no consumo do Ciclo Otto. Com a demanda crescente de gasolina, parte de seu consumo interno passou a ser suprido pela importação. Nessas condições, o País deixa de ser exportador líquido de gasolina para ser importador líquido, a partir de 2011 (Gráfico 38), ampliando consideravelmente a sua dependência externa, como já visto anteriormente, em um período de preços elevados do barril do petróleo no mercado internacional e de desvalorização da moeda nacional.

É fundamental, ainda, destacar que o preço do derivado de petróleo no País, defasado em relação ao preço internacional, por exemplo, aumenta ainda mais a perda de competitividade do etanol hidratado no mercado interno, afetando significativamente a

demanda desse energético, questão já tratada anteriormente e que pode ser visualizada no Gráfico 36. Se a gasolina A, na etapa de produção, estivesse sendo comercializada a preços mais elevados no mercado doméstico, refletindo valores próximos aos das cotações internacionais, possivelmente o perfil de demanda de combustíveis dos veículos do Ciclo Otto seria diferente, na medida em que houvesse vantagem econômica para o consumidor em adquirir etanol hidratado.

► *Novos horizontes para o mercado de etanol*

Uma última questão relevante diz respeito ao etanol de segunda geração¹⁹³, biocombustível cujo processo produtivo o País busca aprimorar. Para tal, existem iniciativas governamentais visando ao desenvolvimento de novas tecnologias com ênfase à diminuição dos custos e, conseqüentemente, à aceleração da introdução desse biocombustível, em larga escala, no mercado, tal como o Plano de Apoio à Inovação Tecnológica Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico – Paiss, que recebe recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e da Financiadora de Estudos e Projetos – Finep.

Bomtempo (2010) destaca que “longe de ser irrelevante, a produção de etanol a partir de materiais celulósicos é um desafio tecnológico importante, e que vem sendo perseguido por diversas empresas, mas que não pode ser visto como sinônimo de biocombustíveis avançados, como parece ser às vezes a percepção dominante”.

A geração de etanol celulósico aproveitaria dois terços da biomassa da cana-de-açúcar, atualmente não utilizados para a produção de combustível, uma vez que o etanol de primeira geração é elaborado a partir da sacarose, que corresponde a apenas um terço dessa biomassa. Assim, o aumento da produção do biocombustível ocorreria sem a necessidade de ampliar a área de plantio da cana-de-açúcar¹⁹⁴.

Porém, para que o etanol celulósico possa elevar substancialmente a produtividade do etanol nacional por hectare plantado de cana-de-açúcar, o mesmo precisa se tornar economicamente competitivo, já que não há, atualmente, descarte do bagaço resultante do processo para obtenção do etanol de primeira geração, pois o mesmo é convertido em eletricidade por meio de sua queima em caldeiras existentes no interior das próprias usinas. Nesse sentido, para que o etanol celulósico seja produzido em escala comercial, torna-se necessário que o seu valor de mercado seja superior ao valor da energia elétrica produzida¹⁹⁵.

¹⁹³ Etanol celulósico obtido a partir da palha e do bagaço da cana-de-açúcar.

¹⁹⁴ A Petrobras estima incremento da produção de etanol combustível em 40% (para a mesma área plantada), enquanto o Centro de Tecnologia Canavieira projeta 30%. Fontes: <http://www.petrobras.com/pt/magazine/post/detalhe-18.htm> e <http://www.bioetanol.org.br/noticias/detalhe.php?ID=MzQz>.

¹⁹⁵ A eletricidade gerada pela queima do bagaço da cana-de-açúcar e não consumida pelas próprias usinas é, comumente, comercializada ao Sistema Interligado Nacional – SIN (conjunto de instalações e equipamentos responsáveis pelo suprimento de energia elétrica das regiões do País interligadas eletricamente).

1.2 Óleo diesel: o comportamento dos preços do óleo diesel e a inserção do diesel S-50 em âmbito nacional

Como observado no **Boletim Anual de Preços 2012** (ANP, 2012)¹⁹⁶, os preços médios do óleo diesel nas unidades produtoras do país mostraram relativa estabilidade em 2011¹⁹⁷, fortemente influenciados pela política de preços da Petrobras, responsável pela quase totalidade (96%) do produto comercializado no país. Desde o início de 2011 as variações nos preços de produção do óleo diesel foram compensadas, integralmente ou em parte, por diminuições ou acréscimos da Cide e, em decorrência, o impacto dessas variações sobre os preços ao consumidor final foi pouco expressivo ou nulo¹⁹⁸.

Vale expor que, no Brasil, o óleo diesel é um combustível fundamental para o desenvolvimento econômico, com forte influência em diversos segmentos da economia dada a sua utilização na agricultura¹⁹⁹ e no transporte de passageiros e de carga. Essa última modalidade de transporte está associada a uma logística de distribuição de produtos baseada primordialmente na utilização do modal rodoviário, com caminhões percorrendo longas distâncias para abastecer as mais diversas regiões do País.

Assim, diferentemente do que ocorre com os preços de revenda dos combustíveis do ciclo Otto, cujas alterações impactam diretamente o consumidor final, variações nos preços do óleo diesel impactam diretamente os preços dos fretes, das passagens de ônibus e os custos da agricultura (dado o perfil do mercado para o qual o produto é destinado). Desta forma, refletem posteriormente no comércio varejista e na prestação de serviços, afetando diretamente a atividade econômica nacional.

Ao contrário do que ocorreu no mercado de gasolina, o alcance da política de estabilidade de preços de óleo diesel perdurou apenas até junho de 2012, quando o aumento de 3,9% no preço médio de produção do óleo diesel foi compensado pela redução da Cide à zero²⁰⁰, que garantiu que a majoração do preço de produção do óleo diesel naquele mês não impactasse nos demais preços desse produto ao longo da cadeia produtiva (distribuição e revenda), o que pode ser observado no Gráfico 43.

¹⁹⁶ Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=62567>.

¹⁹⁷ Para informações mais detalhadas sobre o comportamento dos preços em 2011, ver ANP (2012).

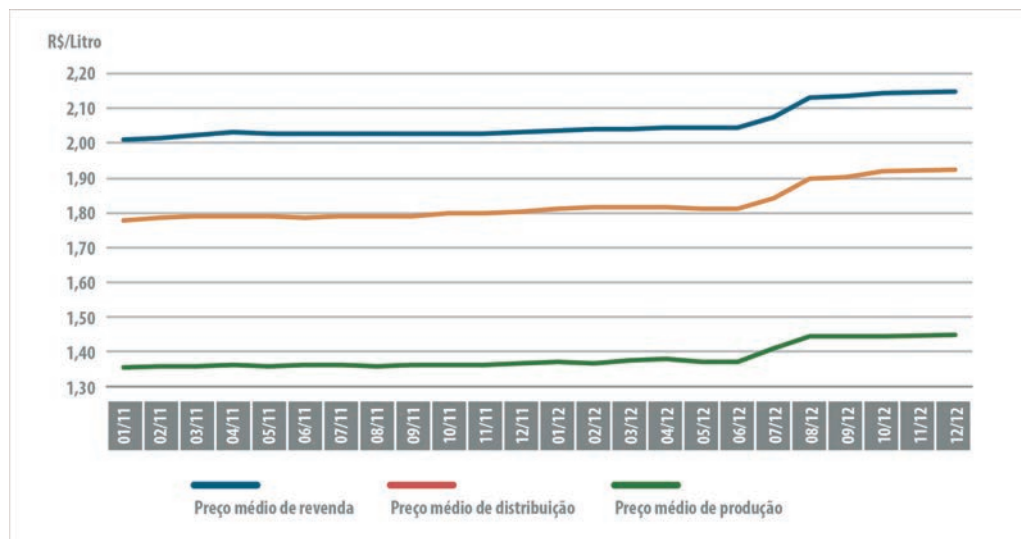
¹⁹⁸ Em novembro de 2011, houve aumento de 2% no preço de produção do óleo diesel. No mesmo mês, a redução no valor da Cide para R\$0,047/litro praticamente neutralizou o efeito do reajuste do preço de produção do óleo diesel.

¹⁹⁹ Para a EPE (2012), um olhar mais detalhado a respeito do setor agropecuário leva à conclusão de que a participação do óleo diesel neste setor deverá aumentar de 57% (em 2004) para cerca de 70% em 2030.

²⁰⁰ Conforme o Decreto nº 7.764, de 25 de junho de 2012.

A partir de então, com a Cide nula, este cenário mudou e, em agosto de 2012, em face de um novo aumento no preço médio de produção de óleo diesel nas unidades produtoras da Petrobras, os preços nas demais etapas da cadeia produtiva sofreram aumentos. De fato, a comparação dos valores médios observados em junho e em agosto de 2012 indica que o aumento 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 país, conforme ilustrado no Gráfico 43.

Gráfico 43 – Comportamento dos preços médios de óleo diesel (*) – 2011 a 2012 (R\$/litro)



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.

(*) Incluídos os óleos diesel S-50, S-500 e S-1800. O preço médio de produção não inclui ICMS

Além do aumento nos preços do óleo diesel, no ano de 2012, o mercado nacional desse produto foi marcado pelo início da comercialização, a partir de 1º de janeiro, do óleo diesel S-50 em âmbito nacional, para atender à demanda de veículos novos, fabricados a partir da mesma data. A oferta nacional desse tipo de óleo diesel presta-se a atender os parâmetros definidos pelo 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 1989²⁰¹.

²⁰¹ Para instrumentalizar suas medidas, o Pronar incorporou os seguintes programas: Programa de Controle da Poluição por Veículos Automotores (Proconve), Programa Nacional de Controle da Poluição Industrial (Pronacop), Programa Nacional de Avaliação da Qualidade do Ar, Programa Nacional de Inventário de Fontes Poluidoras do Ar, e Programas Estaduais de Controle da Poluição do Ar. (MMA, 2011).

Ante este cenário, e considerando a importância do óleo diesel no desenvolvimento econômico, a próxima subseção tratará do aumento da demanda por óleo diesel e da dependência externa deste produto, passando pela comparação dos preços do óleo diesel nos mercados nacional e internacional. A seguir, em face das recentes alterações no perfil do óleo diesel comercializado no mercado nacional, será mostrado como se deu a inserção do óleo diesel de baixo teor de enxofre no mercado nacional de combustíveis automotivos, com especial atenção ao ano de 2012, quando o óleo diesel S50 passou a ser ofertado em âmbito nacional. Por fim, será apresentado o comportamento dos preços do óleo diesel S-50 ao longo do ano de 2012.

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

Nos últimos anos, a demanda por óleo diesel vem crescendo significativamente. Em uma abordagem histórica, Bonfá (2011) constata que, de fato, o consumo de óleo diesel vem crescendo aceleradamente desde 1970²⁰², consolidando-se como o principal derivado de petróleo do Brasil, base da agricultura e do transporte de cargas e passageiros. De acordo com EPE (2012), em 2011 o setor de transportes foi responsável pelo consumo de 82% do diesel total do país²⁰³, majoritariamente concentrado no segmento de transporte rodoviário, com 96% desse consumo. O setor agropecuário consumiu 13%²⁰⁴.

Especialmente nos últimos três anos, a demanda de óleo diesel sofreu forte crescimento²⁰⁵. Basta notar que, se entre 2001 e 2009 ela cresceu, em média, 2,5% ao ano, apenas entre 2010 e 2012 esse aumento foi, em média, de 8,7% ao ano. Em termos absolutos, essa demanda passou de 44,3 milhões de m³ de óleo diesel, em 2009, para 55,9 milhões de m³, em 2012²⁰⁶. Descontando-se do consumo total de diesel o percentual mínimo obrigatório de biodiesel, verifica-se um crescimento médio de cerca de 8% ao ano, referente às vendas de óleo diesel A²⁰⁷.

²⁰² Segundo Bonfá (2011), “*Praticamente alheio a crises, o consumo de diesel cresceu aceleradamente no período [1970 a 2009], até atingir mais de sete vezes o consumo apresentado em 1970...*” p.p 24-25.

²⁰³ Total do diesel destinado ao consumo final energético.

²⁰⁴ Para o MME (2007), um olhar mais detalhado a respeito do setor agropecuário leva à conclusão de que a participação do óleo diesel neste setor deverá aumentar de 57%, em 2004, para 70% em 2030.

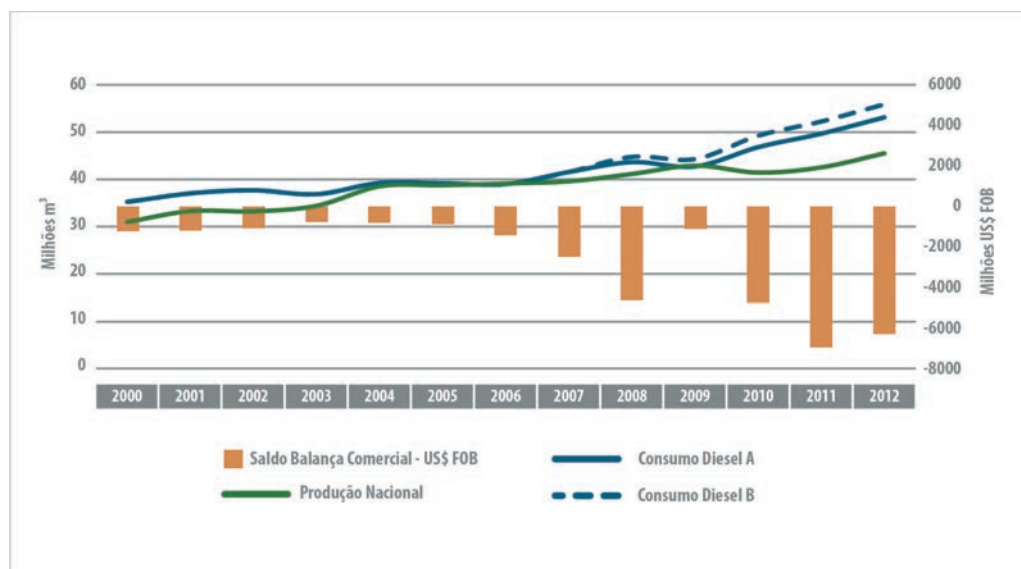
²⁰⁵ Mais detalhes sobre o comportamento da demanda por óleo diesel podem ser obtidos em ANP (2013).

²⁰⁶ Quantidades 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 ao longo do tempo foi o seguinte: 2% (jan-jun/2008), 3% (jul/2008-jun/2009), 4% (jul-dez/2009), 5% (jan/2010-atual).

²⁰⁷ 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.

A produção nacional de óleo diesel, por sua vez, tem se mostrado insuficiente para atender à demanda doméstica, mesmo com as revamps²⁰⁸ de diversas refinarias da Petrobras ocorridas na última década²⁰⁹ (ANP, 2013). O Gráfico 44, a seguir, mostra a evolução do consumo de óleo diesel²¹⁰ e da produção nacional do produto²¹¹. Verifica-se que, nos últimos três anos, a produção doméstica cresceu em média 2% ao ano, passando de 42,9 milhões de m³, em 2009, para 45,5 milhões de m³, em 2012.

Gráfico 44 – Consumo, produção e saldo da balança comercial de óleo diesel – 2000 a 2012 (1)



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP – Dados estatísticos mensais.

(1) O consumo refere-se às vendas de óleo diesel B declaradas pelas distribuidoras. A produção refere-se ao óleo diesel A (sem adição de biodiesel). O saldo da balança comercial refere-se à comercialização de óleo diesel A.

²⁰⁸ Revamp é definido por "modificações na estrutura das unidades de produção existentes". Por exemplo, considere-se um FCC para o qual as paradas programadas ocorrem em um intervalo de dois a três anos, após um período de funcionamento ininterrupto. Se, em uma determinada parada, houver uma decisão gerencial de realizar-se alguma modificação relevante na configuração anterior, por exemplo, aumentando-se os diâmetros das tubulações, ou alterando-se geometrias ou calibres dos vasos, das tubulações, dos risers de ligação entre os vasos, então ela é denominada de Revamp (Uller, 2007 *apud* Bonfá, 2011).

²⁰⁹ Segundo ANP (2013), o volume importado de óleo diesel aumenta desde 2006, exceção feita somente para o ano de 2009, imediatamente posterior ao início da crise econômica mundial. Mais informações sobre o assunto estão disponíveis no Boletim "Evolução do Mercado de Combustíveis e Derivados: 2000-2012" (ANP, 2013). Disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=64419>.

²¹⁰ Refere-se às vendas de óleo diesel B declaradas pelas distribuidoras. Vale lembrar que o óleo diesel B contém um percentual obrigatório mínimo de biodiesel que, ao longo dos anos, foi o seguinte: 2%, (jan-jun/2008), 3% (jul/2008-jun/2009), 4% (jul-dez/2009), 5% (jan/2010 – atual).

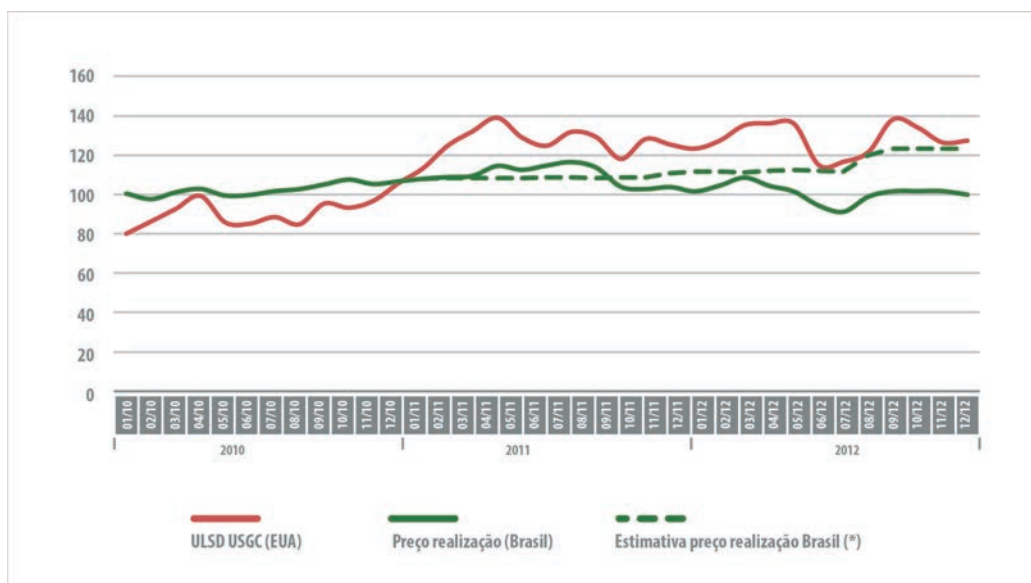
²¹¹ Refere-se à quantidade de óleo diesel A.

A diferença entre o consumo e a produção nacional de óleo diesel é, então, atendida por meio de importações²¹², que, nos últimos sete anos, vêm se ampliando²¹³. Basta dizer que, em 2005, a relação entre a quantidade importada de óleo diesel e o consumo total do produto era de 6%, já entre 2010 e 2012 essa relação esteve entre 14% e 18%, indicando aumento da dependência externa do produto no período.

Em termos monetários, verifica-se que, especialmente nos últimos dois anos, o déficit da balança comercial do produto elevou-se consideravelmente, atingindo valores entre US\$ 6 bilhões e US\$ 7 bilhões (FoB²¹⁴, em moeda corrente), maior déficit verificado no período analisado. Vale destacar que, além do aumento do volume das importações de diesel, dois outros fatores influenciaram o crescimento do déficit da balança comercial do produto: a elevação do preço internacional do óleo diesel e o comportamento do câmbio.

O Gráfico 45 mostra a comparação do preço médio nacional de realização do diesel²¹⁵ com o preço no mercado internacional. O gráfico ilustra, ainda, uma possível evolução, a partir de janeiro de 2011, do preço nacional de realização (linha pontilhada verde), dada a taxa de câmbio de R\$ 1,675/US\$, referente a janeiro de 2011.

Gráfico 45 – Comparação dos preços do diesel nos mercados internacional e nacional, 2010-2012, em US\$/bbl



Fonte: ANP e Platts.

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

²¹² Refere-se à diferença entre o consumo e a produção de óleo diesel A.

²¹³ Exceção somente para o ano de 2009.

²¹⁴ Free on Board. O termo, originário do transporte marítimo (por isso “livre a bordo”), refere-se ao tipo de frete onde o comprador assume todos os riscos e custos com o transporte da mercadoria. Por conta e risco do fornecedor fica a obrigação de colocar a mercadoria a bordo, no porto de embarque designado pelo importador.

²¹⁵ Não inclui Cide e Pis/Cofins.

Observa-se que, ao longo de 2010, os preços domésticos do diesel na etapa de produção estiveram superiores aos praticados no mercado internacional. Entretanto, a partir de janeiro de 2011, essa tendência reverteu-se, e os preços internacionais, considerando a referência da Costa do Golfo, passaram a oscilar, em geral, entre US\$ 116,00/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\$ 115,00/bbl.

É possível notar, entretanto, que a defasagem do preço doméstico de diesel, frente aos praticados no mercado internacional, seria diferente caso não ocorresse desvalorização cambial, principalmente entre maio e dezembro de 2012. A título de ilustração, nesse período, a mencionada defasagem dos preços foi, em média, de 22%, mas, se considerada uma taxa de câmbio constante desde janeiro de 2011, este diferencial seria de apenas 5% em média.

Assim, supondo-se a manutenção das taxas de crescimento da produção de diesel e do consumo verificadas nos últimos três anos, a tendência nos próximos anos é a ampliação do volume importado de diesel, para fazer frente ao crescimento da demanda interna, considerando-se tanto as condições efetivas do perfil de produção nas refinarias atualmente em operação, quanto as mudanças nas características do diesel comercializado em função da necessidade de atendimento às especificações de qualidade que têm adotado limites cada vez menores de enxofre, as quais serão objeto de análise da próxima subseção.

Vale pontuar, no entanto, que há previsão de investimentos com vistas à expansão da oferta de derivados, em especial, da oferta de óleo diesel de baixo teor de enxofre²¹⁶. Nesse sentido, cabe citar a Refinaria Abreu e Lima (Rnest), com entrada em operação do primeiro trem de processamento prevista para 2014 e do segundo trem de processamento para 2015. Segundo Petrobras apud ANP (2013), esta refinaria será a unidade da empresa com a mais elevada taxa de conversão de óleo cru para óleo diesel²¹⁷, e seu principal objetivo é a produção de óleo diesel de baixo teor de enxofre (S-10)²¹⁸, produto este que passou a ser ofertado no mercado nacional a partir de janeiro de 2013, substituindo integralmente o óleo diesel S-50, que foi comercializado até dezembro de 2012²¹⁹.

²¹⁶ Para mais detalhes sobre as perspectivas de evolução da oferta de derivados de petróleo no mercado nacional, incluindo detalhes sobre o aumento da capacidade de processamento do Parque de Refino Nacional até 2020, consultar ANP (2013).

²¹⁷ O óleo diesel corresponderá a 70% da produção de derivados desta refinaria (ANP, 2013).

²¹⁸ Segundo ANP (2013), a oferta será principalmente para o Norte e o Nordeste do País. O perfil de produção desta refinaria também contempla nafta petroquímica, GLP, coque de petróleo e enxofre.

²¹⁹ Não obstante a previsão de aumento da produção nacional de derivados de petróleo, como o óleo diesel, por exemplo, a partir da conclusão de projetos existentes (construção de novas refinarias, expansão e revamps das refinarias existentes, etc.), de acordo com ANP (2013), *“As perspectivas de evolução da capacidade do parque de refino nacional não aliviam as pressões de curto prazo sobre importação de derivados, e são dúvida mesmo em prazo mais longo, devido à indefinição de realização de alguns projetos.”*

Na próxima subseção serão apresentados alguns aspectos relacionados à inserção do óleo diesel de baixo teor de enxofre no mercado nacional de combustíveis automotivos, para, em seguida, mostrar o comportamento dos preços do óleo diesel S-50 no mercado nacional em 2012.

► *O Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores – Proconve e a comercialização do Óleo Diesel de Baixo Teor de Enxofre no mercado nacional*

A poluição atmosférica causada por veículos automotores tem sido, nos últimos anos, alvo de medidas governamentais para sua mitigação. Diversos países vêm adotando medidas de controle de emissões atmosféricas de veículos, por meio do desenvolvimento de novas tecnologias de motores bem como de novas especificações de qualidade dos combustíveis.

O Brasil, seguindo a mesma tendência, instituiu programas para avaliação da qualidade do ar e controle de poluição atmosférica, dentre os quais se pode destacar o Proconve, um programa de controle de poluição atmosférica causada por veículos automotores²²⁰.

De forma a consubstanciar a redução de emissão de poluentes por veículos automotores, como parte integrante da Política Nacional de Meio Ambiente, foi publicada em outubro de 1993 a Lei 8.723/93, determinando aos fabricantes de motores e de veículos automotores e aos fabricantes de combustíveis a tomada de providências necessárias para reduzir os níveis de emissão de determinados compostos poluentes pelos veículos comercializados no País. Esta lei estabeleceu, ainda, os limites de emissões atmosféricas e prazos a serem observados pelo referidos fabricantes.

Em particular, as normas que restringem as emissões veiculares são estabelecidas, separadamente, para os veículos leves do ciclo Otto e do ciclo Diesel, que compõem a denominada fase L; e para os veículos pesados do ciclo Diesel, que representam a chamada fase P. Cada fase do Programa é implementada de maneira gradual e com vistas à aplicação nos veículos novos.

Entre os vários instrumentos legais publicados pelo Conama, com vistas a dar sequência à execução do Proconve, destaca-se a Resolução Conama nº 315, de 29/10/02, que visa promover a atualização do programa, estabelecendo novos padrões de emissões para motores de veículos nacionais e importados. Tal instrumento normativo, entretanto, não foi cumprido em sua totalidade, visto que as fases L-5 e P-6, previstas na norma, não foram executadas nos prazos estipulados.

Assim, em outubro de 2008, no âmbito de ações civis públicas impetradas pelo Ministério Público Federal²²¹, foi realizado acordo entre aquele órgão e a ANP, o Estado de São

²²⁰ Desde que foi instituído, o Proconve vem sendo implementado por meio de fases, orientadas pela publicação de diversas normas que estabelecem padrões de emissões a serem cumpridos por diferentes categorias de veículos automotores comercializados no país, especificação da qualidade dos combustíveis com vistas à redução do seu potencial poluidor, bem como o estabelecimento de diretrizes, prazos e procedimentos que garantam o cumprimento, pelos fabricantes e importadores de veículos, das normas estabelecidas.

²²¹ Ações civis públicas nº 2007.6100034636-2 e nº 2008.6100013278-0 - Disponíveis em <http://www.jfsp.jus.br/foruns-federais/>. Acesso em set. 2012.

Paulo, o Ibama, a Petrobras, os fabricantes de veículos e outras entidades, com o intuito de promover a transição das fases P-5 e L-4, que já haviam sido implementadas, às fases P-7 e L-6, considerando a não implantação das fases anteriores (P-6 e L-5)²²².

O referido acordo estabelece obrigações compensatórias para a mitigação dos impactos ambientais decorrentes do não atendimento das fases L-5 e P-6 e, em linhas gerais, prevê, entre outras obrigações, o estabelecimento de limites de poluentes mais restritivos para veículos a diesel, a partir de janeiro de 2012, e redução gradativa do teor de enxofre do óleo diesel automotivo ofertado no mercado do nacional a partir de 2009.

Para os veículos pesados²²³, principais emissores de material particulado e óxidos de nitrogênio (MMA, 2011)²²⁴, a implementação do Proconve seguiu a estratégia de escalonamento indicada na Tabela 4.

Tabela 4 - Fases do Proconve e respectivos limites de emissão – veículos pesados

PROCONVE			Referência	Limites de Emissão (G/Kwh) (*)			
Referencia Normativa	Fases	Data da Exigência		CO	HC	NOX	MP
Resolução Conama nº 18/86	P-1	1987	Índice Bosch	---	---	---	---
Lei Federal nº 8.723/93	P-2	1994	Euro 0 (1988)	11,2	2,5	14,4	---
	P-3	1996	Euro I (1992)	4,9	1,2	9,0	0,7 / 0,4
Resolução Conama nº 08/93	P-4	2000	Euro II (1995)	4,0	1,1	7,0	0,15
Resolução Conama nº 315/02	P-5	2004	Euro III (2001)	2,1	0,7	5,0	0,13 / 0,10
	P-6	2009	Euro IV (2005)	1,5	0,5	3,5	0,02
Resolução Conama nº 403/08	P-7	2012	Euro V (2008)	1,5	0,5	2,0	0,02

Fonte: JOSEPH JR. (2010).

(*) monóxido de carbono (CO), hidrocarbonetos (HC), óxido de nitrogênio (NOx), e material particulado (MP).

²²² Em 06 de novembro de 2008, a 19ª Vara Cível da Justiça Federal, seção judiciária de São Paulo (Capital), homologou o acordo firmado entre o Ministério Público Federal, o Ibama, a ANP, a Petrobras, os fabricantes de veículos/motores e a Cetesb, estabelecendo obrigações compensatórias para a mitigação dos impactos ambientais decorrentes do não atendimento das fases L-5 e P-6.

²²³ Os veículos pesados são os veículos automotores para o transporte de passageiros e/ou carga, com massa total máxima maior que 3.856 kg ou massa do veículo em ordem de marcha maior que 2.720 kg, projetados para o transporte de passageiros e/ou carga (IBAMA, 2011).

²²⁴ As estimativas de emissão apontam a frota de veículos do ciclo diesel como a principal fonte de emissão de NOx. Um ponto a destacar é a grande importância dos caminhões pesados que, em 2009, responderam por 49% das emissões de NOx, devendo chegar a 54% em 2020, uma vez inalterada a recente preponderância dos caminhões pesados nas vendas de caminhões novos. Assim como verificado para as emissões de NOx, quando se trata de material particulado (MP), as frotas de veículos pesados do ciclo Diesel, em especial a que serve ao transporte de carga, também se destacam em quaisquer análises sobre este poluente (MMA, 2011).

Nesse contexto, em novembro de 2008, o Conama, por meio da Resolução nº 403, aprovou a fase P-7 (em substituição à Fase P-6) para veículos pesados, com limites ainda mais rígidos de emissão e previsão para início em 1º de janeiro de 2012. Em se tratando dos veículos leves do ciclo diesel, foi publicada a Resolução Conama nº 415, de 24 de setembro de 2009, que introduziu a Fase L-6 (em substituição à L-5), estabelecendo, complementarmente à Resolução nº 403/08, novos limites de emissão, a partir de 2013. A implementação da Fase L-6 foi, posteriormente, antecipada para janeiro de 2012.

O atendimento aos novos padrões de emissão estabelecidos para Fases P-7 e L-6 (para veículos do ciclo diesel) requer, dentre outras medidas, que os veículos sejam dotados de tecnologia que possibilite a redução de poluentes oriundos da queima do combustível (ver Quadro 3). A adoção dessas novas tecnologias implica, por sua vez, que tais veículos somente podem ser abastecidos com diesel de baixo teor de enxofre, sob pena de ocorrência de danos ao motor. Enquadram-se nesta categoria todo e qualquer veículo a diesel, produzido no país ou importado, a partir de janeiro de 2012.

Quadro 3 – As tecnologias EGR e SCR.

As tecnologias existentes são a de recirculação de gás do escapamento - EGR (Exhaust Gases Recirculation) e a de redução catalítica seletiva - SCR (Selective Catalytic Reduction).

A tecnologia EGR é baseada em um sistema de recirculação de gases do escapamento por meio da qual esse gás retorna à admissão, reduzindo a temperatura da combustão e eliminando óxido de nitrogênio (NOx) e o material particulado. Essa tecnologia permite reduzir a emissão de óxido de nitrogênio (NOx) de forma significativa, apesar de aumentar a geração de material particulado. Por esse motivo, exige, também, o acoplamento de sistemas de filtros mais avançados no sistema de escape dos veículos, de forma a diminuir o material particulado.

A tecnologia SCR consiste em um sistema de pós-tratamento dos gases emitidos pelo escapamento dos veículos. Essa tecnologia requer o uso de um reagente líquido à base de ureia, denominado Agente Redutor Líquido de NOx Automotivo (Arla 32), cujas especificações são determinadas pela Instrução Normativa Ibama nº 23, de 11 de julho de 2009. Tal produto, específico para aplicação veicular, é pulverizado no gás de escapamento por um sistema de dosagem, gerando uma reação química no catalisador que praticamente neutraliza a geração de NOx, transformando-o em nitrogênio e vapor d'água e reduzindo os níveis de emissão.

(Revista Manutenção e Tecnologia, 2010), (ANFAVEA, 2012), (VENTURA, 2010).

Desta forma, considerando-se os termos da Resolução Conama nº 415/2009 referente à fase L-6 do Proconve para os veículos leves do ciclo Diesel; e da Resolução Conama nº 403/2008, relativa à fase P-7 do Proconve para veículos pesados, foi publicada pela ANP a Resolução ANP nº 65/2011, com o objetivo de regulamentar as especificações dos tipos de óleo diesel de uso rodoviário, bem como as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional. Essa Resolução classifica este combustível como óleo diesel A, que é o combustível produzido por processos de refino de petróleo, centrais de matérias-primas petroquímicas, destinado a veículos dotados de motores do ciclo Diesel, de uso rodoviário, sem adição de biodiesel²²⁵; e óleo diesel B, definido como sendo o óleo diesel A adicionado de biodiesel no teor estabelecido pela legislação vigente. Atualmente, o teor de biodiesel a ser adicionado ao óleo diesel é de 5% em volume²²⁶. A referida norma da ANP dispõe, ainda, sobre as condições de comercialização, em todo o território nacional, dos diversos tipos de óleo diesel, de forma a substituir, gradativamente, o óleo diesel S-1800 pelo óleo diesel S-500.

O óleo diesel, seja ele classificado como A ou B, possui, ainda, uma nomenclatura que varia conforme o teor de enxofre nele contido, descrita na Tabela 5:

Tabela 5 - Nomenclatura do óleo diesel

	Óleo Diesel Tipo A e B			
Nomenclatura	S-10	S-50	S-500	S-1800
Limite Total Máximo de Enxofre	10 mg/kg	50 mg/kg	500 mg/kg	1800 mg/kg

Fonte: Excerto do Regulamento Técnico ANP nº 8/2011, anexo à Resolução ANP nº 65/2011.

²²⁵ Excerto da Resolução ANP nº 65/2012: “Art. 2º Para efeitos desta Resolução os óleos diesel de uso rodoviário classificam-se em:

I - Óleo diesel A: combustível produzido por processos de refino de petróleo, centrais de matérias-primas petroquímicas ou autorizado nos termos do § 1º do art. 1º desta Resolução, destinado a veículos dotados de motores do ciclo Diesel, de uso rodoviário, sem adição de biodiesel;”

²²⁶ A Resolução ANP nº 14, de 11 de maio de 2012, estabelece a especificação do biodiesel, as obrigações quanto ao controle da qualidade a serem atendidas pelos diversos agentes econômicos que comercializam o produto em todo o território nacional e o teor de biodiesel a ser adicionado ao óleo diesel.

Em uma abordagem cronológica, a partir de janeiro de 2009, o limite máximo do teor de enxofre do óleo diesel rodoviário passou de 2.000 mg/kg para 1.800 mg/kg (diesel S-1800)²²⁷, e este vem sendo gradativamente substituído pelo diesel com teor de enxofre máximo de 500 mg/kg (diesel S-500) até sua total substituição por este último, a partir de janeiro de 2014²²⁸. Simultaneamente, desde janeiro de 2009 o óleo diesel S-50 vem sendo introduzido no mercado nacional de combustíveis, inicialmente, com destinação voltada ao segmento de transporte coletivo em regiões metropolitanas e municípios específicos²²⁹. A partir de janeiro de 2012 a distribuição do diesel S50 foi ampliada, passando a abranger postos revendedores localizados em diversas localidades do país, para atender à nova frota de veículos a diesel, fabricados no País ou importados. Conforme estabelecido na Resolução ANP nº 65/2011, o óleo diesel S-50 foi, por fim, totalmente substituído pelo óleo diesel S-10, a partir de janeiro de 2013. Assim, verifica-se que o mercado de óleo diesel destinado ao segmento rodoviário tende a convergir para dois tipos de diesel: o diesel S-500 e o diesel S-10, já que a partir de 2014 o óleo diesel S-1800 não será mais comercializado para este segmento.

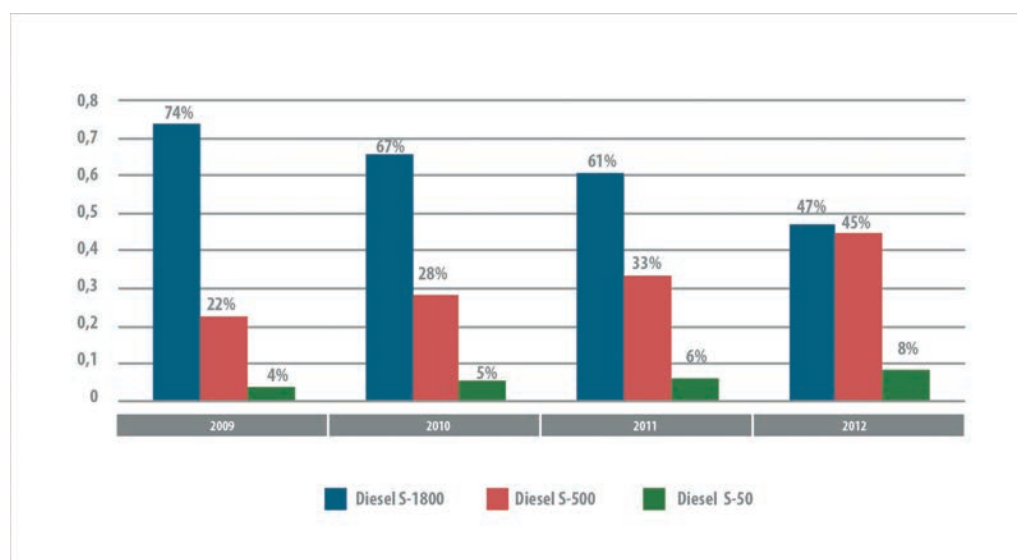
O Gráfico 46 traz a evolução da participação de cada tipo de óleo diesel automotivo comercializado no mercado nacional, de acordo com o fornecimento de óleo diesel A para as distribuidoras. A partir dele, é possível verificar que a oferta dos tipos de óleo diesel com teor de enxofre mais baixos (S-500 e S-50) vem se ampliando ao longo do tempo, ao passo que o óleo diesel de maior teor de enxofre (S-1800) vem diminuindo sua participação no mercado.

²²⁷ A Resolução ANP nº 41, de 24/12/2008, alterou, a partir de 1º de janeiro de 2009, o limite máximo do teor de enxofre do Óleo diesel Interior de 2.000 mg/kg (ou ppm) para 1.800 mg/kg (ou ppm). Esta Resolução foi posteriormente revogada pela Resolução ANP nº 42, de 16/12/2009, posteriormente substituída pela Resolução ANP nº 65, de 09/12/2011. Com o início da substituição do óleo diesel S-1800 pelo óleo diesel S-500, as denominações "óleo diesel interior" e "óleo diesel metropolitano", conforme estabelecidas na Resolução ANP nº 41/2008, deixaram de ser utilizadas, e cada tipo de óleo diesel passou a ser denominado em função da quantidade máxima de enxofre permitida.

²²⁸ O óleo diesel destinado a uso não rodoviário, que abrange a utilização em veículos e equipamentos empregados no transporte ferroviário, na extração mineral e na geração de energia elétrica, é regulamentado pela Resolução ANP nº 45, de 20 de dezembro de 2012. Para estes segmentos, será destinado o óleo diesel S-1800, nos termos da Resolução ANP nº 46 de 2012.

²²⁹ Destaque-se que, nas regiões metropolitanas de Recife, Belém e Fortaleza, havia a obrigatoriedade, desde maio de 2009, de oferta exclusiva do óleo diesel S-50 ao consumidor final, por meio da venda nos postos revendedores de combustíveis automotivos.

Gráfico 46 – Evolução da participação de cada tipo de óleo diesel automotivo comercializado no mercado nacional, de acordo com fornecimento de óleo diesel A para as distribuidoras.



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP - Homologação dos volumes referentes às entregas de combustíveis líquidos derivados de petróleo às distribuidoras.

No que se refere ao diesel S-50, verifica-se que, em 2009, quando sua oferta restringia-se ao transporte coletivo nos municípios do Rio de Janeiro, São Paulo e Curitiba e aos consumidores finais das regiões metropolitanas de Recife-PE, Belém-PA e Fortaleza-CE, sua participação era de 4% da oferta total. Nota-se que, em 2012, em função da necessidade de oferta deste óleo diesel para os veículos novos, em todo o país, sua participação dobrou, em relação ao ano de 2009, passando a representar cerca de 8% do óleo diesel ofertado. O diesel S-500, por sua vez, foi ampliando gradativamente sua participação no mercado, à medida que o cronograma de substituição do diesel S-1800 foi avançando.

Pode-se observar que, em suma, de 2009 a 2012, S-50 e S-500 dobraram suas participações no fornecimento para as distribuidoras, enquanto o óleo diesel S-1800 teve sua parcela reduzida em 27 pontos percentuais, passando a representar menos da metade do total de óleo diesel A fornecido. Por outro lado, embora a participação do óleo diesel S-50 tenha dobrado entre 2009 e 2012, este produto representou apenas 8% do volume total de óleo diesel comercializado em 2012.

Cabem aqui algumas considerações sobre a recente mudança no perfil do óleo diesel comercializado no mercado nacional. Considerando-se o perfil do parque de refino nacional, a expansão da oferta de óleo diesel que tenha teores máximos de enxofre cada vez mais restritos depende não somente da expansão da capacidade produtiva, mas também da adaptação das plantas produtivas existentes, de modo a atender as novas especificações estabelecidas²³⁰, o que representa considerável desafio para o segmento de refino. [Ver Bonfá (2011) e Perissé (2007)].

A oferta do óleo diesel S-50, em âmbito nacional, também requereu adaptações nos segmentos de distribuição e revenda, em especial nos aspectos relativos ao armazenamento e logística do produto, em face das suas especificidades e do alto potencial de contaminação nas instalações e nos caminhões²³¹.

Assim, não apenas o diferencial de qualidade do produto, mas também os custos adicionais envolvidos em sua oferta no mercado nacional acabaram por se refletir nos preços, fazendo com que, após o início da comercialização do óleo diesel S-50 para todo o território nacional, pudessem ser observados diferenciais nos preços ao consumidor final, o que será abordado a seguir.

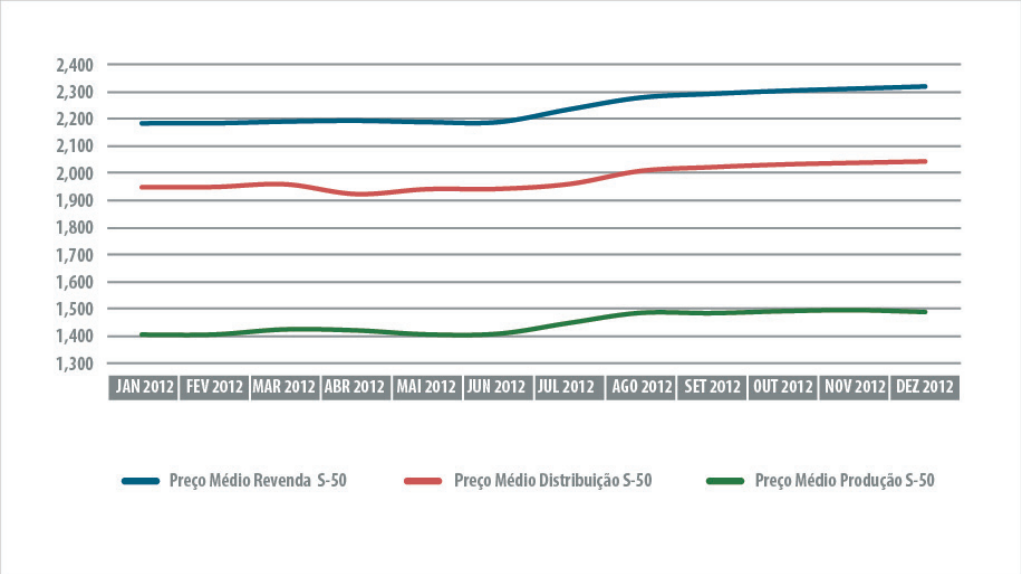
► **Os preços do óleo diesel S-50 em 2012**

Com a comercialização, em todo o território nacional, do óleo diesel S-50 em 2012, integralmente substituído pelo óleo diesel S-10 a partir de janeiro de 2013, a pesquisa de preços da ANP passou a contemplar também a coleta deste produto nos postos revendedores de combustíveis automotivos. A partir dos dados do Gráfico 47, no primeiro semestre de 2012, os preços médios de revenda e de distribuição do diesel S-50 estiveram próximos a R\$ 2,19/litro e R\$ 1,95/litro, respectivamente. Com o aumento de aproximadamente 5% dos preços do diesel na etapa de produção, entre junho e agosto de 2012, os incrementos observados nos preços médios de distribuição e de revenda foram de cerca de 3% e de 4%, respectivamente. No último quadrimestre de 2012, os preços médios do diesel S-50 ao consumidor final no Brasil estiveram estáveis, em torno de R\$ 2,30/litro.

²³⁰ Segundo Bonfá (2011), “As dificuldades em maximizar a produção de diesel para um parque de refino concebido, em sua maioria, há mais de 30 anos para produzir principalmente gasolina, exacerbam os impactos associados a especificações que limitem a produção. Desta forma, o pool final de óleo diesel acaba incluindo frações que teriam outros destinos (cortes mais pesados ou mais leves) ou até mesmo correntes que pioram as propriedades do produto final, como o LCO. Neste contexto, investimentos em unidades de conversão e hidroprocessamento tornam-se essenciais para garantir a sustentabilidade do negócio refino no Brasil ao longo dos anos.” p.110.

²³¹ O S-50 precisa de armazenagem em tanque exclusivo, pois tem características diferentes do diesel S-500 e S-1800. Por exemplo, as vendas 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 63/2011.

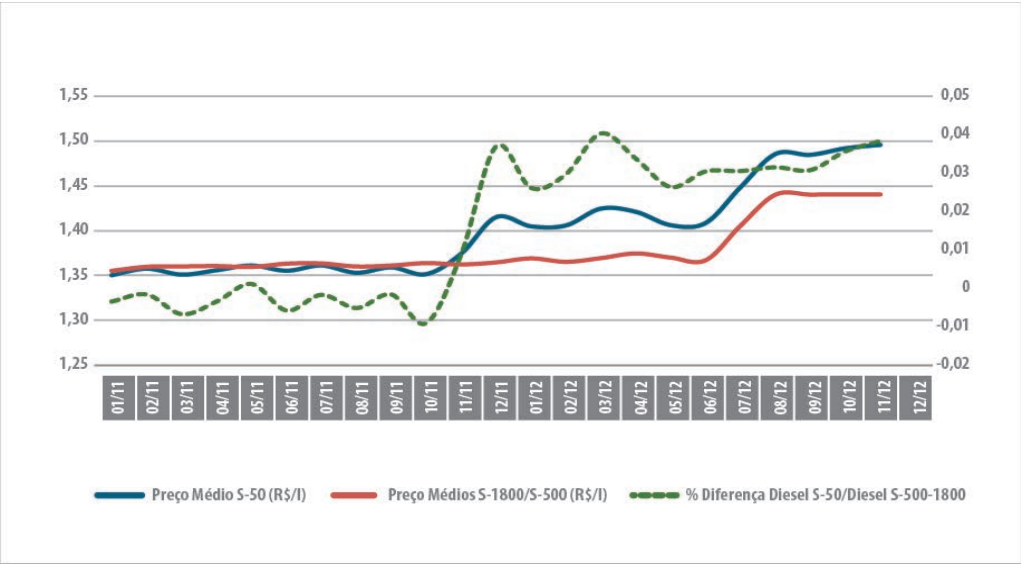
Gráfico 47 – Comportamento dos preços médios de óleo diesel S-50 (R\$/litro), em cada etapa da cadeia



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 Gráfico 48 ilustra a relação entre os preços médios de produção do óleo diesel S-50 e do óleo diesel comum (S-500 e S-1800) entre janeiro de 2011 e novembro de 2012.

Gráfico 48 – Relação (%) entre o preço do óleo diesel S-50 e do óleo diesel (S-500 e S-1800) na etapa de produção

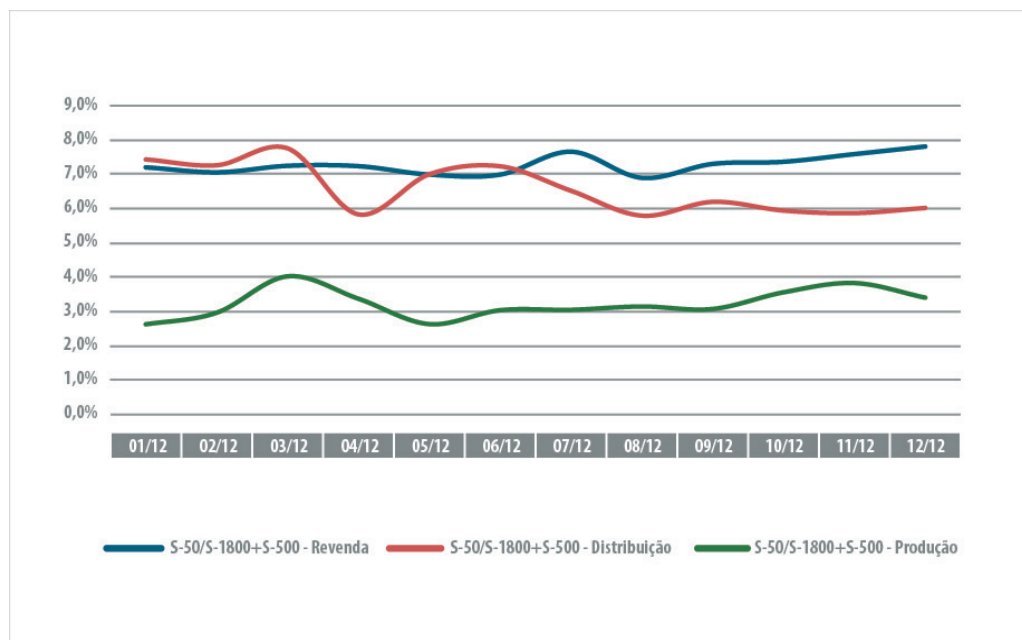


Fonte: Elaboração própria, a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

De acordo com o Gráfico 48, verifica-se que, até novembro de 2011, os preços médios do diesel S-50 e do diesel comum (S-500 e S-1800) eram bastante similares. Destaca-se, contudo, que até o final de 2011 o diesel S-50 era comercializado apenas em três regiões metropolitanas: Recife, Belém e Fortaleza.

Com a proximidade do prazo para início da disponibilização do diesel S-50 em âmbito nacional, a partir de dezembro de 2011, os preços médios desse combustível passaram para valores entre 3% e 4% mais elevados, quando comparados aos preços médios do diesel comum (S-500 e S-1800). Assim, o diferencial de preços de produção do óleo diesel S-50 impactou, em proporções diferentes, os preços de distribuição e revenda deste produto, conforme se observa no Gráfico 49, que mostra a relação entre os preços médios do óleo diesel S-50 e do óleo diesel comum (S-1800 e S-500) nas etapas da cadeia produtiva, ao longo de 2012.

Gráfico 49 – Relação (%) entre o preço do óleo diesel S-50 e do óleo diesel comum (S-500 e S-1800) em cada etapa da cadeia produtiva



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.

De acordo com o Gráfico 49, ao comparar os preços médios de óleo diesel S-50 com os preços médios do óleo diesel comum (S-500 e S-1800) no segmento de revenda, no ano de 2012, verifica-se que o preço médio de revenda de óleo diesel S-50 esteve cerca de 7% mais elevado que o do diesel comum (S-1800/S-500). No segmento de distribuição, o preço médio do diesel S-50 iniciou o ano cerca de 7% mais alto, no entanto, após julho de 2012 esta diferença reduziu-se, passando a ser de aproximadamente 6%.

Em suma, o forte crescimento do consumo de óleo diesel, em especial nos últimos três anos, teve como efeito o aumento das importações desse produto, isto porque a produção nacional de óleo diesel tem sido insuficiente para atender a demanda doméstica, mesmo com as revamps de diversas refinarias da Petrobras ocorridas na última década. O aumento das importações, aliado à elevação do preço do óleo diesel no mercado internacional e à desvalorização do câmbio, contribuiu para que o déficit da balança comercial do produto aumentasse consideravelmente.

No ano de 2012, mereceram destaque a elevação dos preços médios de óleo diesel, em todas as etapas da cadeia produtiva, e a oferta, em todo o território nacional, do óleo diesel S-50 para suprir a nova frota de veículos do ciclo diesel produzidos e/ou importados a partir de janeiro daquele ano, em consonância com as novas etapas do Proconve.

Em se tratando do comportamento dos preços médios do óleo diesel, após a redução da Cide à zero, ocorrida em junho de 2012, o aumento de 5,5% do preço médio do óleo diesel, ocorrido em agosto de 2012 nas unidades produtoras, resultou em aumentos da ordem de 5% e 4% nos respectivos preços de distribuição e revenda.

A comercialização do óleo diesel S-50 em todo o território nacional, em 2012, representou uma transição para a inserção do óleo diesel S-10, de forma a atender aos requisitos trazidos pelas novas fases do Proconve. As especificidades do óleo diesel S-50 se refletiram no comportamento dos preços desse produto ao consumidor final, visto que, ao longo do ano de 2012, apresentaram-se cerca de 7% mais elevados do que os preços médios verificados para o óleo diesel comum (S-1800 e S-500).

2 | PRINCIPAIS ÍNDICES DO MERCADO NACIONAL

Tabela 6 - Preços médios anuais de revenda dos combustíveis automotivos líquidos por Unidade da Federação (R\$/litro) e respectivas variações (2012/2011, em %)

UF	Gasolina comum			Etanol hidratado			Óleo diesel B		
	2011	2012	Variação	2011	2012	Variação	2011	2012	Variação
Acre	3,113	3,125	0,4%	2,486	2,524	1,6%	2,513	2,597	3,3%
Alagoas	2,825	2,763	-2,2%	2,262	2,271	0,4%	2,005	2,053	2,4%
Amapá	2,797	2,707	-3,2%	2,282	2,285	0,1%	2,236	2,187	-2,2%
Amazonas	2,776	2,889	4,1%	2,288	2,335	2,0%	2,159	2,183	1,1%
Bahia	2,753	2,734	-0,7%	2,095	2,106	0,5%	1,944	1,996	2,6%
Ceará	2,720	2,707	-0,5%	2,132	2,162	1,4%	1,997	2,099	5,1%
Distrito Federal	2,832	2,836	0,1%	2,205	2,264	2,7%	2,069	2,072	0,2%
Espírito Santo	2,869	2,831	-1,3%	2,377	2,461	3,5%	2,058	2,106	2,3%
Goiás	2,849	2,767	-2,9%	1,973	1,897	-3,8%	1,992	2,079	4,4%
Maranhão	2,648	2,641	-0,3%	2,186	2,185	0,0%	2,020	2,045	1,3%
Mato Grosso	2,892	2,970	2,7%	1,959	1,982	1,2%	2,261	2,339	3,5%
Mato Grosso do Sul	2,729	2,781	1,9%	2,081	2,132	2,5%	2,175	2,229	2,5%
Minas Gerais	2,789	2,811	0,8%	2,152	2,128	-1,1%	1,984	2,101	5,9%
Pará	2,818	2,845	0,9%	2,345	2,342	-0,1%	2,109	2,209	4,7%
Paraíba	2,560	2,604	1,7%	2,100	2,167	3,2%	1,981	2,024	2,2%
Paraná	2,678	2,686	0,3%	1,966	1,944	-1,1%	1,969	2,022	2,7%
Pernambuco	2,674	2,724	1,8%	2,111	2,145	1,6%	2,010	2,072	3,1%
Piauí	2,656	2,580	-2,8%	2,278	2,277	-0,1%	2,043	2,083	2,0%
Rio de Janeiro	2,835	2,853	0,6%	2,242	2,234	-0,3%	2,003	2,050	2,4%
Rio Grande do Norte	2,717	2,697	-0,7%	2,216	2,230	0,6%	2,002	2,052	2,5%
Rio Grande do Sul	2,755	2,759	0,2%	2,370	2,403	1,4%	2,084	2,129	2,1%
Rondônia	2,960	2,952	-0,3%	2,374	2,414	1,7%	2,231	2,241	0,5%
Roraima	2,836	2,869	1,1%	2,451	2,555	4,3%	2,350	2,394	1,9%
Santa Catarina	2,725	2,720	-0,2%	2,342	2,384	1,8%	2,048	2,102	2,7%
São Paulo	2,642	2,637	-0,2%	1,865	1,806	-3,2%	1,985	2,034	2,5%
Sergipe	2,727	2,748	0,8%	2,216	2,288	3,3%	2,027	2,099	3,5%
Tocantins	2,911	2,911	0,0%	2,112	2,174	2,9%	2,019	2,050	1,5%

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

Nota: O "B" do óleo diesel refere-se à adição de biodiesel ao produto. Desde 1º de janeiro de 2010, o óleo diesel comercializado em todo o Brasil contém 5% de biodiesel, conforme Resolução nº 6/2009, do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE).

BIBLIOGRAFIA

A LIQUID market: thanks to LNG, spare gas can now be sold the world over. **The Economist**, London, UK, June 2012. Disponível em: <<http://www.economist.com/node/21558456>>. Acesso em: 2012.

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). **[Resoluções]**. Rio de Janeiro, [s.d.]. Disponível em: <<http://www.anp.gov.br/?id=478>>. Acesso em: dez. 2012.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Informe da Evolução do Mercado de Combustíveis e Derivados: 2000-2012**. Rio de Janeiro: ANP, 2013. Disponível em <http://www.anp.gov.br/?id=711>. Acesso em jan.2013.

ALAI, O.; LEAKER, A.; HURLEY, M. Towards a global reference price. In: **FUNDAMENTALS of the global LNG industry 2007**. London, UK: Petroleum Economist, 2007.

ALHAJI, A. F. What is energy security? **Middle East Economic Survey**, Nicosia, CY, v. L, n. 39, Sep. 24, 2007.

ALMEIDA, E. Evolução recente e tendências para a formação de preços no mercado mundial de GNL. **Blog Infopetro**. 29/11/2010. Disponível em <http://infopetro.wordpress.com/2010/11/29/evolucao-recente-e-tendencias-para-a-formacao-de-precos-no-mercado-mundial-de-gnl/>. Acesso em jan. 2013.

ALMEIDA, J. R. U. C. **Importância da flexibilidade na oferta e na demanda de gás natural**: o caso do mercado brasileiro. 2008. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

ANDREWS, A.; PIROG, R.; SHERLOCK, M. F. **The U.S. oil refining industry**: background in changing markets and fuel policies. Washington, DC: Congressional Research Service, 2010. Disponível em: <<http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41478.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2013. CRS Report for Congress (R41178).

ANGEVINE, G.; OVIEDO, V. **Ensuring Canadian access to oil markets in the Asia-Pacific Region**. Vancouver: Fraser Institute, 2012. (Studies in Energy Policy).

ARGUS MEDIA. **US shale oil special report, 2012**. London, UK, [ca.2012]. Disponível em: <www.argusmedia.com>. Acesso em: 13 fev. 2013.

ASHRAF, M.; SATAPATHY, M. The Global Quest for light tight oil. **Petroleum Economist**, London, UK, Jan. 3, 2013. Disponível em: <<http://www.petroleum-economist.com/Article/3136590/The-global-quest-for-light-tight-oil.html>>. Acesso em: 27 jan. 2013.

ASSOCIAÇÃO NACIONAL DOS FABRICANTES DE VEÍCULOS AUTOMOTORES. **Proconve P7**: diesel e emissões: a nova legislação 2012. São Paulo, [2011]. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/documentos/CARTILHAproconveSPREAD.pdf>>. Acesso em: set. 2012. Sigla: Anfavea.

AUNE, F.; ROSENDAHL, K.; SAGEN, E. Globalisation of natural gas markets: effects on prices and trade patterns. **The Energy Journal**, Cleveland, v. 30, special issue, 2009.

AUSICK, P. Oil and gas industry leads in 2012 M&A activity. **24/7 Wall St.**, New York, Dec 28, 2012. Disponível em: <<http://24wallst.com/2012/12/28/oil-and-gas-industry-leads-in-2012-ma-activity/>>. Acesso em: 6 fev. 2012).

BARAN, P. H.; ESTEVES, H. B. B. O novo marco regulatório para o etanol combustível no Brasil. In: RIO OIL AND GAS EXPO AND CONFERENCE 2012, 2012, Rio de Janeiro. **Anais...** Rio de Janeiro: IBP, 2012.

BICALHO, R.; QUEIROZ, R. **Segurança energética & mudança climática**: estruturando o debate energético. Rio de Janeiro: Grupo de Economia da Energia, 2012. Disponível em: <http://www.gee.ie.ufrj.br/arquivos/publicacoes_ceee/TD_gee_ibp_003-BicalhoFinal.pdf>. Acesso em: 5 fev. 2012. Publicações CEE. Texto para Discussão 003/2012. UFRJ.

BICALHO, R. G. Política energética e política externa: uma articulação necessária. **Boletim Infopectro**, Rio de Janeiro, v. 7, n. 2, p. 11-14, mar./abr. 2006.

BOMTEMPO, J. V. O futuro dos biocombustíveis II: Por que a indústria de biocombustíveis do futuro será diferente da que conhecemos hoje? **Blog Infopectro**, Rio de Janeiro, 10 maio 2010. Disponível em: <<http://infopectro.wordpress.com/2010/05/10/o-futuro-dos-biocombustiveis-ii-por-que-a-industria-de-biocombustiveis-do-futuro-sera-diferente-da-que-conhecemos-hoje/>>. Acesso em: 6 fev. 2013.

BONFÁ, M. H. P. **Diesel S-10**: impacto sobre o rendimento do parque de refino brasileiro em 2020 e propostas mitigadoras. 2011. Dissertação (Mestrado)-COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2011.

BP. **BP statistical review of world energy June 2011**. London, UK, 2011.

BP. **BP statistical review of world energy June 2012**. London, UK, 2012.

BRASIL. [Acordo firmado entre MPF, Ibama, ANP, Petrobras, Anfavea e outras partes, no âmbito das ações civis públicas n.º 2007.61.00.034636-2 e n.º 2008.61.00.013278-0]. São Paulo, 2008. Disponível em: <<http://www.jfsp.jus.br/assets/Uploads/administrativo/NUCS/decisoes/2008/081106Aco-rdoDieselacordo.pdf>>. Acesso em: set. 2012.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Estatísticas e dados básicos de economia agrícola**. Brasília, DF, mar. 2013. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/vegetal/Estatistica/Estat%C3%ADticas%20e%20Dados%20B%C3%AAsicos%20de%20Economia%20Agr%C3%ADcola/Pasta%20Marco%20-%202013.pdf>. Acesso em: abr. 2013.

BRASIL. Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento. **Exportações brasileiras de etanol: preços médios**. Brasília, DF, dez. 2012. Disponível em: <http://www.agricultura.gov.br/arq_editor/file/Desenvolvimento_Sustentavel/Agroenergia/estatisticas/comercio_exterior_brasileiro/etanol/DE-ZEMBRO_2012/24_exp_etanol_pc_medio.pdf>. Acesso em: 29 jan. 2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Plano nacional de energia 2030**. Brasília, DF, 2007. 12 v., il. Colaboração: Empresa de Pesquisa Energética.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. No. 71 - Fev/13. Brasília, DF, 2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. No. 46 - Jan/11. Brasília, DF, 2011.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **Portaria MME nº 30 de 30 de janeiro de 2013**. Brasília, DF, 2013.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia. **MME autoriza importação de GNL pela Petrobras**. MME, 31 jan. 2013. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/mme/noticias/destaque3/destaque_404.html>. Acessado em: 6 mar. 2013.

BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **1º inventário nacional de emissões atmosféricas por veículos automotores rodoviários**: relatório final. Brasília, DF, jan. 2011. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/163/_publicacao/163_publicacao27072011055200.pdf>. Acesso em: 2012.

BRITO, D. L.; HARTLEY, P. R. **Evolution of the international LNG market**. Houston, TX: Baker Institute, 2002. Disponível em: <www.rice.edu/energy/research/LNG/GasModel_hartley.pdf>. Acesso em: 2012.

BROS, T. European gas supply: on the verge of being mostly spot-indexed. **Oxford Energy Forum**, Oxford, UK, n. 89, Aug. 2012. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/10/OEF_89.pdf> Acesso em: 10 dez. 2012.

BROWN, S. P. A.; YUCCEL, M. K. Market arbitrage: European and North American natural gas prices. **The Energy Journal**, Cleveland, v. 30, Special Issue, p. 167-186, 2009.

BUSH, G. W. President Bush's state of the Union address. **The Washington Post**, Washington, DC, Jan. 31, 2006. Disponível em: <<http://www.washingtonpost.com/wp-dyn/content/article/2006/01/31/AR2006013101468.html>>. Acesso em: 14 jan. 2013. Transcrição de discurso.

CARTER, J. **Crisis of confidence**. July 15, 1979. Disponível em: <<http://www.pbs.org/wgbh/americalexperience/features/primary-resources/carter-crisis/>>. Acesso em: 9 jan. 2013.

CENTRE FOR ENERGY. **Canada's oil sands**. 3rd ed. Calgary, Nov. 2011.

CHANDRA, V. **Fundamentals of natural gas**: an international perspective. Tulsa, OK: PennWell, 2006.

CHANDRA, V. **Gas pricing**. [Melbourne, AU]: natgas.info, [ca2011]. Disponível em: <<http://www.natgas.info/html/gascontracts.html>>. Acesso em: 18 jan. 2012.

CHATSKO, M. A. R. The fallacy of energy independence. **The Motley Fool Blog Network**, Alexandria, VA, Aug. 29, 2012. Disponível em: <<http://beta.fool.com/blackngold/2012/08/29/the-fallacy-of-energy-independence/10627/>>. Acesso em: 2012.

CHESNAIS, F. A globalização e o curso do capitalismo de fim-de-século. **Economia e Sociedade**, Campinas, n. 5, p.1-30, dez. 1995.

CHINA'S Canadian energy play: Alberta's oil sand will be developed, no matter what U.S. greens say. **The Wall Street Journal**, New York, July 26, 2012. Disponível em: <<http://online.wsj.com/article/SB10000872396390444025204577547074156244672.html>>. Acesso em: 12 nov. 2012.

CLINT, O. Future global LNG flows and the realities of East African Gas. **Digital Energy Journal**, London, UK, Jan. 16, 2013. Disponível em: <http://www.digitalenergyjournal.com/n/Future_global_LNG_flows_and_the_realities_of_East_African_Gas/50cb8cdc.aspx#ixzz2LT5TCU>. Acesso em: 20 fev. 2013.

COBB, J. December 2012 dashboard. **HybridCars**, Jan. 8, 2013. Disponível em: <<http://www.hybridcars.com/december-2012-dashboard/>>. Acesso em: 13 fev. 2013.

COHEN, M. A renaissance in US production: light tight oil. **IEA Energy**, Paris, Issue 3, Jan. 3, 2013. Disponível em: <<http://www.iea.org/newsroomandevents/ieajournal/iea-journal-issue-3/name,34049,en.html>>. Acesso em: 27 jan. 2013.

CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE (Estados Unidos). **Reducing gasoline consumption**: three policy options. Washington, DC, Nov. 2002. Disponível em: <<http://www.cbo.gov/sites/default/files/cbofiles/ftpdocs/39xx/doc3991/11-21-gasolinestudy.pdf>>. Acesso em: 27 jan. 2013. Estudo realizado pelo Congressional Budget Office. Sigla: CBO.

CONGRESSIONAL BUDGET OFFICE (Estados Unidos). **The economic costs of fuel economy standards versus a gasoline tax**. Washington, DC, Dec. 2003. Estudo realizado pelo Congressional Budget Office. Sigla CBO.

CONSELHO NACIONAL DO MEIO AMBIENTE (Brasil). **Resoluções do CONAMA**: resoluções vigentes publicadas entre setembro de 1984 e janeiro de 2012/Ministério do Meio Ambiente. Brasília, DF: MMA, 2012.

COSTA, V. M.; SILVA, D. G. A.; EPIFÂNIO, M. E. P. Planejamento da capacidade produtiva do setor de óleo diesel na região sudeste do Brasil utilizando um modelo de previsão de demanda. In: SIMPÓSIO DE ENGENHARIA DE PRODUÇÃO DA REGIÃO NORDESTE, 7., 2012, Mossoró, RN. [Textos]. [S.l.: s.n.], [2012] Disponível em: <<http://www.seprone2012.com.br/sites/default/files/eopp52.pdf>>. Acesso em: 2012. Evento conhecido pela sigla SEPRONe [sic].

CQ TRANSCRIPTIONS. The third presidential debate. **The New York Times**, New York, Oct. 15, 2008. Disponível em: <<http://elections.nytimes.com/2008/president/debates/transcripts/third-presidential-debate.html>>. Acesso em: 19 jan. 2013.

CROOKS, E. US rules boost imports of Brazilian ethanol. **Financial Times**, London, UK, Apr. 2012. Disponível em: <<http://www.ft.com/intl/cms/s/0/5564f822-8252-11e1-9242-00144feab49a.html#axzz2JfwJ3Aq9>>. Acesso em: 1º fev. 2013.

DELOITTE. **Oil & gas mergers and acquisitions report year-end 2010 and 2011 outlook**. New York, NY, 2011. Disponível em: http://www.deloitte.com/assets/Dcom-UnitedStates/Local%20Assets/Documents/Energy_us_er/us_er_OGMAYearend2010Outlook2011FINAL_032511.pdf>. Acesso em: 6 fev. 2012).

DETROW, S. Ethane prices are “collapsing,” according to The Wall Street Journal. **StateImpact Pennsylvania**, Harrisburg, PA, June 27, 2012. Disponível em: <<http://stateimpact.npr.org/pennsylvania/2012/06/27/ethane-prices-are-collapsing-according-to-the-wall-street-journal/>>. Acesso em: 1º fev. 2013.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanco energético nacional 2012**: ano base 2011. Rio de Janeiro, 2012. Sigla: EPE.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). **Balanco Energético Nacional 2011**: Ano Base 2010. Rio de Janeiro, 2011. Sigla: EPE.

ENERGY MODELING FORUM. **Prices and trade in a globalizing natural gas market**. Stanford, CA, Sep. 2007. Disponível em: <<http://emf.stanford.edu/files/pubs/22377/EMF23ReportWeb.pdf>>. Acesso em: 2012. Relatório do Grupo de Trabalho nº 23. Entidade conhecida como EMF 23 Working Group.

ENERGY MODELING FORUM. **Prices and trade in a globalizing natural gas market**: Working Group 23 summary report. Stanford, CA, 2007. Sigla: EMF.

ENERGY SECURITY LEADERSHIP COUNCIL. **A national strategy for energy security**: harnessing American resources and innovation. Washington, DC: Securing America's Future Energy, 2013. Disponível em: <<http://www.secureenergy.org/policy/national-strategy-energy-security-2013>>. Acesso em: 13 fev. 2013. Entidade conhecida pela sigla SAFE.

ERLANDSON, D. The BTU Tax experience: what happened and why it happened. **Pace Environmental Law Review**, New York, NY, v. 12, Issue 1, article 9, Fall 1994. Disponível em: <<http://digitalcommons.pace.edu/pelr/vol12/iss1/9>>. Acesso em: 9 jan. 2013.

ERNST & YOUNG TERCO. **Brasil sustentável**: perspectivas dos mercados de petróleo, etanol e gás. São Paulo, 2011. (Brasil sustentável). Disponível em: <[http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/BS_Oil_Gas_Etanol/\\$FILE/Brasil%20Sustent%3%A1vel%20-%20Perspectivas%20nos%20mercados%20de%20etanol,%20C3%B3leo%20e%20g%C3%A1s.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/BS_Oil_Gas_Etanol/$FILE/Brasil%20Sustent%3%A1vel%20-%20Perspectivas%20nos%20mercados%20de%20etanol,%20C3%B3leo%20e%20g%C3%A1s.pdf)>. Acesso em: 6 fev. 2013.

ESTADOS UNIDOS. **1975 energy policy and conservation act**: 42 U.S.C. § 6212. Washington, DC, 1975.

ESTADOS UNIDOS. **2005 energy policy act**. Washington, DC, 2005.

ESTADOS UNIDOS. **Energy independence and security act of 2007**. Washington, DC: United States Government Printing Office, 2007. Disponível em: <<http://www.gpo.gov/fdsys/pkg/BILLS-110hr6enr/pdf/BILLS-110hr6enr.pdf>>. Acesso em: 7 jan. 2013.

ESTADOS UNIDOS. **Executive order 13515, de 14 de outubro de 2009**. Washington, DC, 2009.

ESTADOS UNIDOS. National Highway Traffic Safety Administration; UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. **2017-2025 model year light-duty vehicle GHG emissions and CAFE standards**: supplemental. Disponível em: <www.gpoaccess.gov/fr/index.html>. Acesso em: 2012. Entidades conhecidas respectivamente pelas siglas NHTSA e EPA.

EWING, R. Analysis: Brazil ethanol returns to US as biofuel rules pave way. **Reuters**, London, UK, Sep. 20th 2012. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2012/09/20/us-ethanol-brazil-exports-idUSBRE88J14J20120920>>. Acesso em: 1º fev. 2013.

FESHARAKI ASSOCIATES CONSULTING & TECHNICAL SERVICES INC. **Globalization of gas prices**: when will it become a reality in the East? Honolulu, 2007. Texto apresentado na Gastech 2006, em Abu Dhabi. Entidade conhecida pela sigla FACTS.

FORBES, A. The US LNG export stampede: another gas revolution in the making. **European Energy Review**, Groningen, NL, Nov. 5, 2012. Disponível em: <<http://www.europeanenergyreview.eu/site/pagina.php?id=3948>> Acesso em: 10 dez. 2012.

FORD, D. Deciphering M.P.G.: the meaning of 35.5. **The New York Times**, New York, Feb. 25, 2011. Disponível em: <<http://www.nytimes.com/2011/02/27/automobiles/27-fuel-economy-ratings-mean.html?pagewanted=all&r=0>>. Acesso em: 2012.

FORD, G. **Signing statement by the president on the Energy Bill**: Monday December 22, 1975. Ann Arbor: Gerald R. Ford Library, [May 10, 2012]. Disponível em: <<http://www.fordlibrarymuseum.gov/library/document/0122/1252631.pdf>>. Acesso em: 9 jan. 2013. Reprodução fac-similar de discurso de presidente dos EUA de 1975.

FOSS, M. M. Global natural gas issues and challenges: a commentary. **The Energy Journal**, Cleveland, v. 26, no. 2, p. 111-128, Mar. 1, 2005.

FOSS, M. M. **Introduction to LNG**: An overview on liquefied natural gas (LNG), its properties, the LNG industry, and safety considerations. Houston, TX: Center for Energy Economics, June 2012. Disponível em: <www.beg.utexas.edu/energyecon/lng>. Acesso em: 2012. Embora localizado em Houston, O Center for Energy Economics faz parte do Bureau of Economic Geology, da Jackson School of Geosciences, The University of Texas at Austin.

FRIEDMAN, G. U.S. foreign policy: room to regroup. **Stratfor**, Austin, TX, Nov. 13, 2012, 1000 GMT. Disponível em: <http://www.stratfor.com/weekly/us-foreign-policy-room-regroup?utm_source=freelist-f&utm_medium=email&utm_campaign=20121113&utm_term=gweekly&utm_content=readmore&ql=4bf27076709a4065a42d6eac66b046dd>. Acesso em: 13 nov. 2012.

GABRIEL, S. A.; ROSENDAHL, K. E.; EGGING, R. G.; AVETISYAN, H.; SIDDIQUI, S. Cartelization in gas markets: studying the potential for a “Gas OPEC”. **Statistics Norway**, Oslo, Dec. 1, 2012. (Discussion Papers, No. 638). Research Department. Disponível em: <<http://www.ssb.no/a/english/research/articles/2010/12/1291198715.59.html>>. Acesso em: 2012.

GARDNER, T. Canada oil sands emit more CO2 than average: report. **Reuters**, London, UK, May 18, 2009. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2009/05/18/us-oilsands-carbon-idUSTRE54H6C220090518>>. Acesso em: 31 jan. 2013.

GAS TO POWER JOURNAL. Price of US LNG at parity with UK NBP prices from 2016 – Deutsche Bank. **Gas to Power Journal**, London, UK, Aug. 3, 2012. Disponível em <<http://gastopowerjournal.com/markets/item/728-price-of-us-lng-export-will-be-at-paritywith-uk-nbp-prices-from-2016-%E2%80%93-deutsche-bank>>. Acesso em: 2012.

GRAEBER, D. J. New layers to Canada’s oil sand debate. **OilPrice.com**, Aug. 21, 2012. Disponível em: <<http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/New-Layers-to-Canadas-Oil-Sand-Debate.html>>. Acesso em: 13 fev. 2013.

GUE, E. **The difference between oil shale and shale oil**. [S.l.]: Seeking Alpha, November 30, 2009. Disponível em: <<http://seekingalpha.com/article/175771-the-difference-between-oil-shale-and-shale-oil>>. Acesso em: 19 jan. 2013.

HAMILTON, J. **Future production from U.S. shale or tight oil**. [S.l.]: Econbrowser, Dec. 18, 2012. Disponível em: <http://www.econbrowser.com/archives/2012/12/future_producti.html>. Acesso em: 19 jan. 2013.

HANDLEY, M. In Canada, China sees greater opportunities to secure oil reserves. **U.S. News & World Report**, Washington, DC, July 27, 2012. Disponível em: <<http://www.usnews.com/news/articles/2012/07/27/in-canada-china-sees-greater-opportunities-to-secure-oil-reserves>>. Acesso em: 12 set. 2012.

HARTLEY, P.; MEDLOCK III, K. B. **Rice world gas trade model**: Russian natural gas and Northeast Asia. 2005. Apresentação na IAEE 2005 North American Conference.

HELMAN, C. With TNK-BP takeover, Rosneft to be world's biggest publicly traded oil giant. **Forbes**, New York, Oct. 18, 2012. Disponível em: <<http://www.forbes.com/sites/christopherhelman/2012/10/18/tnk-bp-rosneft-takeover/>>. Acesso em: 06 fev. 2012.

HIDROCARBUROS BOLIVIA. **Argentina ya importa más GNL que EE.UU.** Energy Press – Panorama Mundial – Análisis y Opinión. 06 de fevereiro de 2013. Disponível em <<http://www.hidrocarburosbolivia.com/panorama-mundial-mainmenu-109/analisis-y-opinion-mundo/59780-argentina-ya-importa-mas-gnl-que-eeuu.html>>. Acesso em 18 de abril de 2013.

HO, E. Japan restarts first nuclear reactor since Fukushima crisis. **Time**, New York, July 2, 2012. Disponível em: <http://newsfeed.time.com/2012/07/02/japan-restarts-first-nuclear-reactor-since-fukushima-crisis/>. Acesso em: 18 jan. 2013.

HOWARD, R. **The impact of a globalising market on future European gas supply and pricing**: the importance for Asian demand and North American supply. Oxford, UK: Oxford Institute for Energy Studies, Jan. 2012. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/01/NG_59.pdf>. Acesso em: 2012.

HUGHES, J. D. **Shale gas and tight oil**: a panacea for the energy woes of America? 2012. Conjunto de slides. Apresentação na ASPO USA Conference: the next oil crisis: is the boom just another bubble? Austin, TX Nov. 2012.

HULBERT, M. America's \$4 Achilles heel is gasoline. **Forbes**, New York, Feb. 3, 2012. Disponível em: <<http://www.forbes.com/sites/danielfisher/2012/03/02/americas-4-achilles-heel-is-gasoline/>>. Acesso em: 2012.

HULBERT, M. Why American natural gas will change the World. **Forbes**, New York, May 26, 2012. Disponível em: <<http://www.forbes.com/sites/matthewhulbert/2012/05/26/why-american-natural-gas-will-change-the-world/>>. Acesso em: 2012.

HUNTINGTON, H. (Ed.). World natural gas markets and trade: a multi-modeling perspective. **The Energy Journal**, Cleveland, Apr. 2009. Edição especial.

HUNTINGTON, H. G. **Modeler poll for EMF 23 study on international natural gas markets**: EMF WP 23.2. Stanford: Stanford University, June 2005. Disponível em: <http://emf.stanford.edu/files/pubs/22408/emf_wp232.pdf>. Acesso em: 2012.

IMPERIANO, F.; QUEIROZ, R. Observatório de geopolítica da energia II: o jogo do gás natural entre Europa e Rússia. **Blog Infopetro**, Rio de Janeiro, 19 mar. 2012. Disponível em: <<http://infopetro.wordpress.com/2012/03/19/observatorio-de-geopolitica-da-energia-ii-o-jogo-do-gas-natural-entre-europa-e-russia/>>. Acesso em: 10 dez. 2012.

IN energy policy, McCain, Obama differ on role of government. **The Wall Street Journal**, New York, June 9, 2008. Disponível em: <<http://online.wsj.com/article/SB121296676181055711.html>>. Acesso em: 27 jan. 2013.

INDEPENDENCE Day: a special report on North America's oil and gas boom. **Economist Intelligence Unit**, London, UK, Nov 2, 2012. Disponível em: <https://www.eiu.com/public/topical_report.aspx?campaignid=Oilgasnorthamerica>. Acesso em: 2012.

INSTITUTO BRASILEIRO DO MEIO AMBIENTE E DOS RECURSOS NATURAIS RENOVÁVEIS. **Programa de controle da poluição do ar por veículos automotores**: Proconve/Promot/Ibama. 3. ed. Brasília: Ibama: Diqua, 2011. 584 p. (Coleção Meio ambiente. Série Diretrizes, Gestão ambiental, n.º3). Disponível em: <<http://www.ibama.gov.br/areas-tematicas-qa/programa-proconve>>. Acesso em: set. 2012. Entidade conhecida pela sigla Ibama.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Oil market report**: 13 December 2011. Paris, Dec. 13, 2011. Disponível em: <<http://omrpublic.iea.org/omrarchive/13dec11full.pdf>>. Acesso em: 2 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla IEA.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **World energy outlook 2012**: special report: are we entering a golden age of gas? Paris, 2012. Entidade conhecida pela sigla IEA.

INTERNATIONAL GAS UNION. **Wholesale gas price formation**: a global review of drivers and regional trends. Oslo, June 2011. Disponível em: <<http://europeangashub.newsweaver.com/images/40085/70045/2136875/IGU%20Gas%20Price%20Report%20June%202011.pdf>>. Acesso em: 2012. Entidade conhecida pela sigla IGU.

JAPÃO analisa a retomada maciça da energia nuclear. **Fonte Nuclear**, Rio de Janeiro, n. 6, 2 jan. 2013. Uma publicação da ABEN, Associação Brasileira de Energia Nuclear.

JENSEN, J. T. **The development of a global LNG market**: is it likely? if so when? Oxford, UK: Oxford Institute for Energy Studies, 2004. (NG 5).

JENSEN, J. T. The LNG revolution. **The Energy Journal**, Cleveland, v. 24, no. 2, 2003.

JORDAN, K. **Changes and continuities in U.S. energy policy**. Berlin: Stiftung Wissenschaft und Politik, 2005. (SWP working papers 5). Disponível em: <<http://www.swp-berlin.org/>>. Acesso em: 9 jan. 2013.

JOSEPH JR., H. Ações da indústria automobilística para atendimento ao Proconve: Anfavea Comissão de Energia e Meio Ambiente. In: BRASIL. Ministério do Meio Ambiente. **Comissão de acompanhamento e avaliação do Proconve**: 1ª reunião ordinária: Brasília, 09 de junho de 2010. Brasília, DF, 2010. Disponível em: <<http://www.mma.gov.br/cidades-sustentaveis/qualidade-do-ar/controle-de-emissoes-veiculares/comissao-de-acompanhamento-e-avaliacao>>. Acesso em: set. 2012.

JURIS, A. **Development of competitive natural gas markets in the United States**. Washington, DC: The World Bank Group, 1998. 8 p. Disponível em: <<http://siteresources.worldbank.org/EXTFINANCIALSECTOR/Resources/282884-1303327122200/141juris.pdf>>. Acesso em: 10 fev. 2010.

JURIS, A. Development of natural gas and pipeline capacity markets in the United States. **Public Policy for the Private Sector**, Washington, DC, Note no. 141, Apr. 1998. (World Bank Policy Research Working Papers. N. 1897).

KAPLAN, R. D. The geopolitics of shale. **Stratfor**, Austin, Dec. 19, 2012, 1105 GMT. Disponível em: <<http://www.stratfor.com/weekly/geopolitics-shale>>. Acesso em: 19 jan. 2013.

KAVALOV, B.; PETRIC', H.; GEORGAKAKI, A. **Liquefied natural gas for Europe**: some important issues for consideration. Brussels: European Commission: Joint Research Centre; Petten: Institute for Energy, 2009. (JRC Reference Reports).

KFOURI, GUILHERME. **Brazilian ethanol prices fall on lower demand**: CEPEA/ESALQ. Platts, New York, Sep. 2011. Disponível em: <<http://www.platts.com/rssfeeddetailednews/rssfeed/petrochemicals/8355343>>. Acesso em: 1º fev. 2013

KLIFF, S. Full transcript of the second presidential debate. **The Washington Post**, Washington, DC, Oct. 16, 2012. Disponível em: <<http://www.washingtonpost.com/blogs/wonkblog/wp/2012/10/16/full-transcript-of-the-second-presidential-debate/>>. Acesso em: 5 fev. 2013.

KOYAMA, K. **An analysis on Asian premium for LNG prices**. Tokyo: The Institute of Energy Economics, Japan, Mar. 9, 2012. (A Japanese perspective on the international energy landscape, no. 79). Special Bulletin.

KWOK, F. **LNG spot cargo trading – market trends and challenges**. Norton Rose Group. Março de 2012. Disponível em: <<http://www.nortonrose.com/knowledge/publications/59905/lng-spot-cargo-trading-market-trends-and-challenges>>. Acesso em 18 fev. 2013.

L'HÉGARET, G. et al. **International market integration for natural gas?: a cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan**. Berlin: German Institute for Economic Research, Dec. 2004. (Discussion papers 393).

LEFF, J.; MACGURTY, J. Analysis: as corn burns, excess ethanol credits help dampen demand. **Reuters**, London, UK, July 20, 2012. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2012/07/20/us-corn-ethanol-rins-idUSBRE86I0HX20120720>>. Acesso em: 2012.

LOVELL, J. (Ed.); KING, G. Analysts see 2013 Brent price around \$110/b, WTI price not clear. **Platts**, New York, London, Dec. 31, 2012. Disponível em: <<http://www.platts.com/RSSFeedDetailedNews/RSSFeed/Oil/6966965>>. Acesso em: 07 jan. 2012.

LUTMAN, H.; MCPHAIL, L.; WESTCOTT, P. **The renewable identification number system and US biofuel mandates**. Washington, DC: United States Department of Agriculture, Nov. 2011. Disponível em: <<http://www.ers.usda.gov/media/138383/bio03.pdf>>. Acesso em: 7 jan. 2013.

MASSACHUSETTS INSTITUTE OF TECHNOLOGY ENERGY INITIATIVE. **Study on the future of natural gas**. Cambridge, MA, June 6, 2011. Disponível em: <<http://mitei.mit.edu/publications/reports-studies>>. Acesso em: 18 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla MITEI.

THE OXFORD CENTER FOR ENERGY STUDIES. **Oxford Energy Forum**. Número 89. Agosto de 2012.

MATHIAS, M. C. P. P. **A formação da indústria global de gás natural: definição, condicionantes e desafios**. 2008. Tese (Doutorado)–Programa de Planejamento Energético, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008.

MATHIAS, M. C. P. P. **Consolidação da indústria mundial de gás natural**. 2006. Artigo apresentado na Rio Oil & Gas Expo and Conference 2006, realizada no período de 11 a 14 de setembro de 2006, no Rio de Janeiro.

MAZEROV, K. The great migration to wet plays. **Drilling Contractor**, Houston, TX, Apr. 24, 2012. Disponível em: <<http://www.drillingcontractor.org/the-great-migration-to-wet-plays-15685>>. Acesso em: 2012.

MELLING, A. J. **Natural gas pricing and its future**: Europe as the battleground. Washington, DC: Carnegie Endowment for International Peace, 2010. Disponível em: <www.CarnegieEndowment.org/pubs>. Acesso em: 2012.

MILLER, A. S. Energy policy from Nixon to Clinton: from grand provider to market facilitator. **Environmental Law**, Portland OR, v. 25, no. 3, p. 715-731, 1995.

MIYAZAKI, K.; HOUGHTON, D.; RUMLEY, C. **Can Henry Hub or NBP become a price index for Asia Pacific LNG contracts?** 2010. Artigo apresentado na LNG 16 - The 16th International Conference and Exhibition on Liquefied Natural Gas, Algeria, 2010.

MOREIRA, A. R. B. **Modelos para a projeção do consumo nacional e regional de óleo diesel**. Rio de Janeiro: Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada. Rio de Janeiro, out. 1996. (Texto para discussão, n. 443). Entidade conhecida pela sigla IPEA.

MOTAVALLI, J. U.S. government adds hybrids and E.V.'s to car fleet. **The New York Times**, New York, May 25, 2011. Disponível em: <<http://wheels.blogs.nytimes.com/2011/05/25/u-s-government-adds-hybrids-and-e-v-s-to-car-fleet/>>. Acesso em: 2012.

MURSE, T. **Federal Gas Tax rates**: history of the Federal Gas Tax. [S.l.]: About.com, [atualizado em June 28, 2011]. Disponível em: <<http://usgovinfo.about.com/od/incometaxandtheirs/a/Federal-Gas-Tax-Rates.htm>>. Acesso em: 9 jan. 2013.

NAKAMURA, A. A. **Desempenho de processos de fusões e aquisições**: um estudo sobre a indústria petrolífera mundial a partir da década de 1990. 2005. Dissertação (Mestrado em Economia)–Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

NATIONAL RESOURCES DEFENSE CENTER. **Say no to tar sands pipeline**: proposed Keystone XL Project would deliver dirty fuel at a high cost. Fuel Facts, New York, Mar. 2011. Entidade conhecida pela sigla NRDC.

NEUMANN, A. Linking natural gas markets: is LNG doing its job? **The Energy Journal**, Cleveland, p. 187-199, 2009 Special Issue. World natural gas markets and trade: a multi-modeling perspective.

NEUMANN, A. **Transatlantic natural gas price convergence**: is LNG doing its job? Berlin: Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung, 2007. (Globalization of natural gas markets working papers, WP-GG-20). Entidade conhecida pela sigla DIW.

NIKIFORUK, A. Albertans get bum deal from oil industry: report. **The Tyee**, Vancouver, BC, Apr. 5, 2012. Disponível em: <<http://m.thetyee.ca/News/2012/04/05/Low-Oil-Sands-Royalties/>>. Acesso em: 2012.

O QUE nos guarda o futuro. **Revista Manutenção & Tecnologia**, São Paulo, n. 134, 16 jun. 2010. Disponível em: <http://www.revistamt.com.br/index.php?option=com_contenido&task=viewMateria&id=330>. Acesso em: 5 fev. 2013.

OBAMA, B. H. Remarks by the President on energy. **The White House**, Washington, DC, June 29, 2009. Disponível em: <http://www.whitehouse.gov/the_press_office/Remarks-by-the-President-on-Energy/>. Acesso em: 25 jan. 2013.

ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES. OPEC 162nd Meeting concludes. **Opec**, Vienna, Dec. 12, 2012. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/press_room/2468.htm>. Acesso em: 21 dez. 2012. Press Release no. 6/2012. Entidade conhecida pela sigla OPEC. Em português, Opep.

OSHIRO, R. M. **Análise de riscos na logística de movimentação de derivados de petróleo**. 2008. Dissertação (Mestrado)-Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2008. Disponível em: <http://www.maxwell.lambda.ele.puc-rio.br/Busca_etds.php?strSecao=resultado&nrSeq=12307@1>. Acesso em: 2012.

PAIK, K.W. China's gas expansion. **Oxford Energy Forum**, Oxford, UK, issue 89, p. 15-17, Aug. 2012. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/10/OEF_89.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2012.

PERISSÉ, J. B. **Evolução do refino de petróleo no Brasil**. 2007. Dissertação (Mestrado)-Instituto de Química, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2007.

PERSILY, L. Global gas prices will start to converge soon, expert predicts. **Alaska Natural Gas Transportation Projects**, Washington, DC, May 15, 2012. Disponível em: <<http://www.arcticgas.gov/print/global-gas-prices-will-start-converge-soon-expert-predicts>>. Acesso em: 2012.

PETRASH, J. M. Long-term natural gas contracts: dead, dying or merely resting? **Energy Law Journal**, Tulsa, OK, v. 27, no. 2, p. 545-582, 2006.

PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. **O diesel S-50**: reunião da CAP: 10.11.2010. Disponível em: <http://www.mma.gov.br/estruturas/163/_arquivos/petro_1_163.pdf>. Acesso em: dez. 2012. Entidade conhecida pela sigla PETROBRAS.

PINTO JUNIOR, H. Q. (Org.). **Economia da energia**: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial. Rio de Janeiro: Elsevier, 2007. 343 p.

PINTO JUNIOR, H. Q.; IOOTTY, M. Avaliando os impactos microeconômicos das fusões e aquisições nas indústrias de energia no mundo: uma análise para a década de 90. **Revista de Economia Política**, São Paulo, v. 25, n. 4, Oct./Dec. 2005. Disponível em: <http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0101-31572005000400008&lng=en&nrm=iso>. Acesso em: 7 fev. 2013.

PLATTS. Canada oil sands to see pipeline crunch. **Oilgram News**, New York, v. 90, no. 215, Oct. 30, 2012.

PLATTS. India companies make bid for Canada stake. **Oilgram News**, New York, v. 90, no. 190, Tuesday, September 25, 2012.

PLATTS. **International Gas Report**, New York, issue 713-714, Dec. 17, 2012. 44 p.

PLATTS. Japan's 2011 LNG imports rise 12.2%. **International Gas Report**, New York, issue 692, Feb. 2012.

PLATTS. The US' ghost of Christmas yet to come. **Energy Economist**, New York, issue 375, Jan. 2013.

RASCOE, A. Analysis: exports will be next divisive U.S. oil tangle. **Reuters**, London, UK, Nov. 7, 2012. Disponível em: <<http://www.reuters.com/article/2012/11/07/us-usa-oil-export-policy-idUSBRE8A62KS20121107>>. Acesso em: 1º fev. 2013.

REAGAN, R. Message to the Congress transmitting the National Energy Policy Plan: July 17, 1981. **The American Presidency Project**, Santa Barbara, CA, [1999?]. Disponível em: <<http://www.presidency.ucsb.edu/ws/?pid=44096>>. Acesso em: 9 jan. 2013. Disponibilizado online por Gerhard Peters e John T. Woolley.

REUTERS. Iran crude oil exports rise to highest since EU sanctions. **Peak Oil News & Message Boards**, Houston, TX, Jan. 31, 2013. Disponível em: <<http://peakoil.com/production/iran-crude-oil-exports-rise-to-highest-since-eu-sanctions/>>. Acesso em: 06 fev. 2013.

REYNOLDS, J.; RICHARDSON, S. Will gas prices converge globally? **Marchment Hill Consulting**, Melbourne, AU, Sep. 2012. Disponível em: <www.marchmenthill.com/psi-online/2012-09-17/will-gas-prices-convergeglobally-1/5>. Acesso em: 2012.

ROBERTSON, H. Canada 'must target Asian markets' for oil-sands crude. **Petroleum Economist**, London, UK, Nov. 14, 2012. Disponível em: <<http://www.petroleum-economist.com/Article/3117576/Unconventional/Canada-must-target-Asian-markets-for-oil-sands-crude.html?LS=EMS747217>>. Acesso em: 15 nov. 2012.

ROGERS, H. US natural gas: a tale with many twists. **Oxford Energy Forum**, Oxford, UK, n. 89, Aug. 2012. Disponível em: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2012/10/OEF_89.pdf> Acesso em: 10 dez. 2012.

ROSENDAHL, K. E.; SAGEN, E. L. The global natural gas market: will transport cost reductions lead to lower prices? **The Energy Journal**, Cleveland, v. 0 [sic], no.2, p. 17-40, 2009.

ROSENTHAL, E. Canada seeks alternatives to transport oil reserves. **The New York Times**, New York, June, 13, 2012. Disponível em: <<http://www.nytimes.com/2012/06/14/science/earth/canada-seeks-new-ways-to-get-oil-reserves-to-market.html>>. Acesso em: 19 jan. 2013.

- SCHUMPETER, J. A. **The theory of economic development**. Cambridge, MA: Harvard University, 1957.
- SHORTAGES: gas fever: happiness is a full tank. **Time**, New York, Feb. 18, 1974. Disponível em: <www.time.com/time/magazine/article/0,9171,942763,00.html#ixzz28svuPmT7>. Acesso em: 10 de janeiro de 2013.
- SILVERSTOV, B.; L'HÉGARET, G.; NEUMANN, A.; VON HIRSCHHAUSEN, C. International market integration for natural gas?: a cointegration analysis of prices in Europe, North America and Japan. **Energy Economics**, Amsterdam, v. 27, n. 4, p. 603-615, July 2005.
- SILVA, J. R. M. **Implicações econômicas do uso de óleo diesel no setor de transporte rodoviário brasileiro**. 2010. Monografia (Bacharelado)–Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, set. 2010.
- SKINNER, R. LNG: towards a global gas market? **Public Policy Forum**, Ottawa, Nov. 2004.
- SONMEZ, F. Mitt Romney: Obama Keystone decision 'shocking'. **The Washington Post**, Washington, DC, Jan. 18, 2012. <http://www.washingtonpost.com/blogs/post-politics/post/mitt-romney-obama-keystone-decision-shocking/2012/01/18/gIQAcRlu8P_blog.html>. Acesso em: 2012.
- SOUZA, F. R. **Impacto do preço do petróleo na política energética mundial**. 2006. Tese (Doutorado)–Programa de Planejamento Energético, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2006.
- SHELL, L. S. **Back to the Future? The Evolution of the North American Natural Gas Market**. Anais da 4ª ELAEE Latin American Energy Conference. 9-10 de Abril de 2013. Montevideo, Uruguay.
- STRATFOR. **A change in natural gas pricing for Europe**. Austin, TX, Nov. 26, 2012. Disponível em: <<http://www.stratfor.com/sample/analysis/change-natural-gas-pricing-europe>>. Acesso em: 13 fev. 2013.
- STRATFOR. **China: deal reached for \$3 billion oil pipeline**. Austin, TX, Oct. 29, 2012. Disponível em: <<http://www.stratfor.com/sample/situation-report/canada-china-deal-reached-3-billion-oil-pipeline>>. Acesso em: 13 fev. 2013.
- SWINT, B. Rosneft buys BP's TNK-BP stake for \$26 billion in cash, shares. **Bloomberg Businessweek**, New York, Oct. 22, 2012. Disponível em: <<http://www.businessweek.com/news/2012-10-21/rosneft-bp-said-to-near-28-billion-deal-for-tnk-bp-stake>>. Acesso em: 6 fev. 2013.
- TOMAIN, J. P. **The dominant model of United States energy policy**. Cincinnati, OH: University of Cincinnati, 1990. (Faculty Articles and Other Publications, Paper 130). Disponível em: <http://scholarship.law.uc.edu/cgi/viewcontent.cgi?article=1134&context=fac_pubs&sei-redir=1&referer=http%3A%2F%2Fwww.google.com.br%2Furl%3Fsa%3D%26rct%3D%26q%3DThe%2BDominant%2BModel%2Bof%2BUnited%2BStates%2BEnergy%2BPolicy%2BTOMAIN%26source%3Dweb%26cd%3D1%26ved%3D0CC4QFjAA%26url%3Dhttp%253A%252F%252Fscholarship.law.uc.edu%252Fcgi%252Fviewcontent.cgi%253Farticle%253D1134%2526context%253Dfac_pubs%26ei%3Dxe9BUfmmE4js0gHgooGgBA%26usq%3DAFQjCNHeO0sL5XxnXQgAD1xyjpNoeXmKhQ#search=%22Dominant%20Model%20United%20States%20Energy%20Policy%20TOMAIN%22>. Acesso em: 9 jan. 2013.
- TORRES FILHO, E. T. O papel do petróleo na geopolítica americana. In: FIORI, J. F. (Org.). **O poder americano**. Petrópolis: Vozes, 2004, p. 309-346.
- TRAHANT, M. Elections 2012: on this night Obama gets a kablooey while Romney remembers a binder full of women. **Indian Country**, New York, Oct. 17, 2012. Disponível em: <http://indiancountrytodaymedianetwork.com/article/elections-2012%3A-on-this-night-obama-gets-a-kablooey-while-romney-remembers-a-binder-full-of-women-140491>. Acesso em: 1º fev. 2013.
- UN-ENERGY. **Ethanol fuel in Brazil**. New York, Jan. 8, 2011. Disponível em: <<http://www.un-energy.org/stories/38-ethanol-fuel-in-brazil>>. Acesso em: 7 jan. 2013.

UNITED NATIONS CONFERENCE ON TRADE AND DEVELOPMENT; ARBEITERKAMMER WIEN. **Price formation in financialized commodity markets: the role of information.** Genebra, June 2011. 81 p. Disponível em: <http://www.unctad.org/en/docs/gds20111_en.pdf>. Acesso em: 6 fev. 2013). Entidade conhecida pela sigla UNCTAD.

UNITED STATES DEPARTMENT OF ENERGY. **Ethanol blends.** Washington, DC, 2012. Disponível em: <http://www.afdc.energy.gov/fuels/ethanol_blends.html>. Acesso em: 25 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla DOE.

UNITED STATES DEPARTMENT OF THE INTERIOR. **Interior issues directive to guide safe, six-month moratorium on deepwater drilling.** Washington, DC, May 30, 2010. Disponível em: <http://www.doi.gov/news/pressreleases/Interior-Issues-Directive-to-Guide-Safe-Six-Month-Moratorium-on-Deepwater-Drilling.cfm>>. Acesso em: 27 jan. 2013.

UNITED STATES DEPARTMENT OF TRANSPORTATION. **Table 4-23:** average fuel efficiency of U.S. light duty vehicles. Washington, DC, [Dec. 2012?]. Disponível em: <http://www.rita.dot.gov/bts/sites/rita.dot.gov/bts/files/publications/national_transportation_statistics/html/table_04_23.html>. Acesso em: 13 fev. 2013. Entidade conhecida pela sigla DOT.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **2012 brief:** US ethanol prices and production lower compared to 2011. Washington, DC, Jan. 31, 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=9791>>. Acesso em: 1º fev. 2013. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Canada:** analysis. Washington, DC, 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/cab.cfm?fips=CA>>. Acesso em: 31 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **China:** analysis. Washington, DC, Nov. 2010. Disponível em: <<http://205.254.135.7/countries/cab.cfm?fips=CH>>. Acesso em: 10 fev. 2011. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Country analysis briefs:** Saudi Arabia. Washington, DC, last updated Jan. 2012. Disponível em: <http://205.254.135.7/EMEU/cabs/Saudi_Arabia/pdf.pdf>. Acesso em: 6 fev. 2013. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Explanatory notes. **Petroleum Marketing Monthly**, Washington, DC, p. 152-153, Mar. 2013. Disponível em: <<http://www.eia.gov/petroleum/marketing/monthly/pdf/enote.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2013. O documento é datado de março, mas já estava disponível em janeiro. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Gasoline and diesel fuel update.** Washington, DC, 2012. Disponível em: <http://www.eia.gov/petroleum/gasdiesel/gaspump_hist.cfm>. Acesso em: 4 fev. 2013. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-term energy outlook.** Washington, DC, Dec. 6, 2011. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/dec11.pdf>>. Acesso em: 2 jan. 2013 Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-term energy outlook (STEO).** Washington, DC, Dec. 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/archives/dec12.pdf>>. Acesso em: 2 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-term energy outlook market prices and uncertainty report.** Washington, DC, [Dec. 2012]. Disponível em: <<http://www.eia.gov/forecasts/steo/pdf/uncertainty.pdf>>. Acessado em: 2 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla EIA. O documento indica a data March 2003, apesar de publicado em dezembro de 2012.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **What are natural gas liquids and how are they used?** Washington, DC, Apr. 20, 2012. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=5930>>. Acesso em: 27 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **World oil transit chokepoints.** Washington, DC, [last updated Aug. 22, 2012]. Disponível em: <<http://www.eia.gov/countries/regions-topics.cfm?fips=WOTC#hormuz>>. Acesso em: 10 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla EIA.

UNITED STATES GENERAL SERVICES ADMINISTRATION. **2011 federal fleet report.** Washington, DC, 2012. Disponível em: <<http://gsa.gov/portal/category/102859>>. Acesso em: 30 jan. 2013.

UNITED STATES GOVERNMENT ACCOUNTABILITY OFFICE. **NHTSA and EPA's partnership for setting fuel economy and greenhouse gas emissions standards improved analysis and should be maintained.** Washington, DC, Feb. 2010. Disponível em: <<http://www.gao.gov/assets/310/301194.pdf>>. Acesso em: 27 jan. 2013. Entidade conhecida pela sigla GAO.

VAKHSHOURI, S. Is Iran's December oil export hike permanent? **Lobe Log**, Roma, Feb. 6, 2013. Disponível em: <<http://www.lobelog.com/is-irans-december-oil-export-hike-permanent/>>. Acesso em: 06 fev. 2013.

VENTURA, L. Ações para atendimento aos novos limites de emissões do Proconve: fase 7: as tecnologias necessárias. In: SEMINÁRIO SOBRE EMISSÕES DE VEÍCULOS A DIESEL, 2009, São Paulo. [Textos]. São Paulo: ANFAVEA, 2010. Disponível em: <<http://www.anfavea.com.br/documentos/SeminarioDiesel2009.pdf>>. Acesso em: set. 2012.

WASHINGTON UNIVERSITY IN SAINT LOUIS. **Final Transcript:** Sen. Joseph R. Biden Jr. and Gov. Sarah Palin participate in a Vice Presidential Debate, October 2nd, 2008. Saint Louis, 2008.

WEISSMANN, J. The myth of energy independence: why we can't drill our way to oil autonomy. **The Atlantic**, Washington, DC, Feb. 9, 2012. Disponível em: <<http://www.theatlantic.com/business/archive/2012/02/the-myth-of-energy-independence-why-we-cant-drill-our-way-to-oil-autonomy/252812/>>. Acesso em: 10 out. 2012.

WOGAN, J. B. Require new federal fleet purchases to be half plug-in hybrids or electric vehicles: updates: nowhere near half. **PolitiFact**, Saint Petersburg, FL, Aug. 3, 2012. Disponível em: <<http://www.politifact.com/truth-o-meter/promises/obameter/promise/469/require-federal-fleet-to-be-half-hybrids-or-electric/>>. Acesso em: 2012.

WRIGHT, S. Perfuração profunda: a independência energética está mais próxima. O Mundo em 2013. **The Economist**, London, UK, n. 279-A, p. 50, jan./fev. 2013. Número especial: O Mundo em 2013.

YEGOROV, Y.; DEHNAVI, J. **Is LNG arbitrage possible in natural gas market?** Cleveland: United States Association for Energy Economics, 2012. (USAE working paper, no. 2110234). Disponível em: <<http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2110234>>. Acesso em: 2012.

YENIKEYEFF, S. **The impact of domestic politics and geopolitics on energy supplies from Russia.** Madrid, Jan. 10, 2013. Apresentação no workshop Economic Challenges for Energy. Disponível em: <<http://www.eforenergy.org/docactividades/44/3-YENIKEYEFF.pdf>>. Acesso em: 6 fev. 2013.

YERGIN, D. America's new energy reality. **The New York Times**, New York, June 9, 2012. Publicado a partir de Washington. The Opinion Pages. Disponível em: <http://www.nytimes.com/2012/06/10/opinion/sunday/the-new-politics-of-energy.html?pagewanted=all&_r=1&>. Acesso em: 18 jan. 2013.



anp
Agência Nacional
de Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis