

| 2016

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

Presidente da República

Michel Miguel Elias Temer Lulia

Ministro de Minas e Energia

Fernando Coelho Filho

**Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
Diretor-Geral**

Décio Oddone

Diretores

Aurélio Cesar Nogueira Amaral

Felipe Kury

José Gutman

Waldyr Martins Barroso



BOLETIM ANUAL PREÇOS

2016

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

RIO DE JANEIRO - 2016

Copyright ©2016 – Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – ANP.

AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS – ANP

Escritório Central

Av. Rio Branco, nº 65 – 12º ao 22º andar. Centro – CEP: 20.090004

Rio de Janeiro – RJ – Brasil – www.anp.gov.br

Tel.: (55) (21) 2112.8100 – Telefax: (55) (21) 2112.8129

Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis.

Boletim Anual de Preços 2016: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional / Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro: ANP, 2016.

96 p.: il. color., gráficos, tabelas.

Disponível também em formato eletrônico através do sítio: www.anp.gov.br

Periodicidade anual

ISSN 2238-9458

1. Combustíveis – Preços. 2. Petróleo – Preços. 3. Gás natural – Preços.
4. Biocombustíveis – Preços. I. Título.

CDD – 338.2728

É permitida a reprodução de conteúdo deste Boletim, desde que citada a fonte. Reproduções para fins comerciais são proibidas.

Coordenação

Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica

Bruno Conde Caselli

Equipe Técnica

Bruno Valle de Moura

Eduardo Roberto Zana

Karine Alves de Siqueira

Luís Eduardo Esteves

Márcio de Araújo Alves Dias

Maria Tereza de Oliveira Rezende Alves

Rodrigo Milão de Paiva

Thiago Neves de Campos

Suporte

Carlos Antonio Rocha

Enrique Melo Quintslr

Mariana Peçanha da Nóbrega Fonseca

Equipe Editorial

Renata Moraes

João Carlos Machado

Luiz Henrique Vidal Ferraz

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1– Comportamento dos preços do petróleo dos tipos Brent e WTI modalidade spot no mercado internacional (janeiro de 2011 a março de 2016).....	13
Gráfico 2- Preço dos contratos futuros do primeiro mês (<i>1st month</i>) do barril de petróleo WTI e Brent e spread Brent-WTI (2009 a 2015)	14
Gráfico 3 – Exportações mensais de petróleo bruto dos EUA (2010 a setembro de 2015) – em mil b/d.....	15
Gráfico 4 - Ranking dos países não integrantes da Opep com os maiores aumentos de produção de petróleo (2014 e 2015).....	16
Gráfico 5 – Custos por poço com base nos parâmetros de 2014 – em milhões de dólares (2006 a 2015)	17
Gráfico 6 – Viabilidade dos recursos petrolíferos ao preço de US\$ 40/b.....	18
Gráfico 7 – Produção mensal de óleo cru no Iraque (2015 e janeiro 2016)	19
Gráfico 8 – Crescimento da demanda de petróleo por grupos e países selecionados (2013 a 2015)	20
Gráfico 9 – Variação da demanda por petróleo dos países exportadores e importadores líquidos da commodity (variação anual em milhões b/d)	21
Gráfico 10 – Crescimento da demanda de óleo da China e Índia (ano a ano) – em mil b/d.....	22
Gráfico 11 – Oferta e Demanda Mundial de Óleo e Estoque Implícito da OCDE (2014 e 2015).....	23
Gráfico 12 - Gastos de capital com extração e produção de óleo e gás em termos mundiais (em bilhões de US\$) - 2000 a 2014 e estimativa para 2015 e 2016	25
Gráfico 13 - Investimentos totais dos EUA em campos de shale gas e tight oil, de 2010 a 2015 e projeção de 2016 a 2010 (em bilhões de dólares).....	26
Gráfico 14– Preços médios anuais dos três principais hubs de comercialização (2000-2015).....	28
Gráfico 15 – Preços médios mensais nos três principais hubs mundiais (2004-2005)	29
Gráfico 16 – Evolução da produção de Gás Natural nas regiões selecionadas – eixo vertical em bilhões de pés cúbicos	31
Gráfico 17 – Variação anual do consumo de gás natural nos EUA por setor – 2011 a 2015.....	32
Gráfico 18 – Níveis dos estoques de gás natural nos EUA ao longo dos meses – 2013 a 2015.....	33
Gráfico 19 - Participação, por origem, do gás natural disponibilizado ao mercado nacional (2013 a 2015).....	40
Gráfico 20 - Volume de importações de GNL e valores totais gastos (2008 a 2015)....	41
Gráfico 21 - Preços médios das importações brasileiras de GNL, por país de origem (2012 a 2015)	42

Gráfico 22 - Volume de importações e preços do gás natural importado da Bolívia (2012 a 2015)	43
Gráfico 23- Evolução da produção de etanol no Brasil e nos EUA (2006 a 2015), em bilhões de litros	44
Gráfico 24 - Evolução das importações e exportações de etanol do Brasil, totais e tendo os EUA como contraparte, entre 2001 e 2015 (bilhões de litros)	48
Gráfico 25- Comportamento dos preços médios de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA, entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015 (US\$/l)	51
Gráfico 26 - Evolução dos preços de créditos de etanol (RIN D6) e biodiesel (RIN D4), entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015 (US\$/galão)	53
Gráfico 27 - Evolução da proporção dos preços de créditos de etanol (RIN D6) e biodiesel (RIN D4), entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015 (%)	54
Gráfico 28 - Preços semanais de produção de etanol anidro e etanol hidratado, no estado de São Paulo entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015	60
Gráfico 29 - Comparação entre os preços do etanol hidratado e do açúcar (NY) - em US\$ cents por libra-peso	62
Gráfico 30 - Preços médios mensais de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado, no estado de São Paulo entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015	64
Gráfico 31 - Participação dos estados brasileiros na produção de etanol (safra 2015/2016)	65
Gráfico 32- Relação entre os preços médios mensais de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015.....	66
Gráfico 33 - Consumo mensal de etanol hidratado e de gasolina comum no Brasil entre janeiro de 2009 e dezembro de 2015.....	69
Gráfico 34 - Relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum, por capitais, em 2015.....	70
Gráfico 35 - Comportamento dos preços médios ¹ mensais do óleo diesel ² no Brasil (janeiro de 2014 a dezembro de 2015)	71
Gráfico 36 - Composição do preço médio de produção do óleo diesel ¹ - Brasil.....	72
Gráfico 37 - Evolução da participação de cada tipo de óleo diesel comercializado no mercado nacional (2012 a 2015).....	73
Gráfico 38 - Comportamento dos preços médios do diesel S-10 e do diesel S-500 em 2015.....	74
Gráfico 39 - Relação entre os preços dos óleos diesel S-10 e S-500 em cada etapa da cadeia produtiva (2014 - 2015).....	75
Gráfico 40 - Preço médio de revenda regional do diesel S-500 e do diesel S-10 em 2015	76
Gráfico 41- Evolução dos preços do petróleo, da gasolina e do diesel no mercado internacional (2014 a 2015)	77

Gráfico 42– Comparação dos preços médios mensais da gasolina A nacional e da gasolina de referência no mercado internacional (2014 e 2015)	78
Gráfico 43 – Preços médios do óleo diesel nos mercados nacional e internacional (2014 e 2015)	79
Gráfico 44– Exportação, importação e saldo da balança comercial de gasolina A (2005 a 2015)	80
Gráfico 45 – Exportação, importação e saldo da balança comercial de óleo diesel (2005 a 2015)	82
Gráfico 46 – Comportamento dos preços médios mensais de GLP P13 no Brasil entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015	85
Gráfico 47– Evolução dos preços de GLP P13 no Brasil em 2015 (valores em R\$/botijão de 13 kg) (mudar Pis/Cofins para minúsculo)	86
Gráfico 48 – Comparação dos preços médios mensais de GLP no Brasil e no mercado internacional entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015	87
Gráfico 49 - Evolução dos preços dos líquidos de gás natural em comparação com Brent e Henry Hub	89

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Capacidade de liquefação atual e projetada para os anos selecionados (milhões de toneladas por ano)	37
Tabela 2- Capacidade Instalada da Produção de Etanol Celulósico no Brasil e no Mundo	46
Tabela 3 Metas anuais (mandatos) do RFS para 2014, 2015 e 2016: regulamentares, propostas e definitivas	55
Tabela 4 - Evolução da Safra 2015/2016: posição acumulada entre 1º de abril de 2015 até 31 de março de 2016	62
Tabela 5- Evolução do consumo de etanol hidratado e de gasolina comum no Brasil entre 2000 e 2015	68

LISTA DE BOXES

Box 1 - O Etanol de Segunda Geração no Brasil e no Mundo	46
Box 2 - Evolução dos preços do açúcar e do etanol hidratado durante o ano de 2015	62
Box 3 - O comportamento dos preços do propano e do butano no mercado norte-americano, a partir de 2011	89

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO.....	9
<i>Parte 1 - Mercado Internacional</i>	
1. PREÇOS DO PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL.....	11
1.1 O comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional em 2015..	12
1.1.1 Spread entre Brent e WTI.....	13
1.2 Oferta.....	16
1.3 Demanda.....	20
1.4 Balanceamento entre oferta e demanda e o crescimento dos estoques em 2015	23
1.5 Perspectivas para o mercado de petróleo em 2016	24
2. PREÇOS DO GÁS NATURAL NO MERCADO INTERNACIONAL.....	28
2.1 A dinâmica das condições de oferta e demanda de gás natural nos EUA.....	31
2.2 O mercado europeu	33
2.3 Mercado asiático.....	35
2.4 Contexto brasileiro	38
3. PREÇOS DO ETANOL NOS EUA	44
3.1 Produção de Etanol nos EUA e no Brasil	44
3.2 Fluxos internacionais de etanol.....	47
3.3 Preços de Etanol nos EUA e no Brasil.....	50
3.4 Preços dos créditos RIN e anúncios de metas do RFS.....	52
3.5 Expectativas para 2016	56
<i>Parte 2 - Mercado Nacional</i>	
1. O COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS AUTOMOTIVOS	58
1.1 Gasolina Comum e Etanol Hidratado: aumento de preços e da competitividade do etanol marcaram o ano de 2015	58
1.1.1 Análise da evolução dos preços da gasolina automotiva e do etanol combustível em 2015.....	59
1.1.2 Efeitos dos preços relativos sobre as demandas de gasolina comum e de etanol hidratado	66
1.2 Óleo diesel: aumento dos preços no mercado nacional foi o destaque de 2015	70
1.3 Preços nos mercados nacional e internacional	76
1.4 Dependência externa e comportamento da balança comercial	80
1.5 Gás liquefeito de petróleo (GLP)	83
BIBLIOGRAFIA	90

INTRODUÇÃO

A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP) apresenta a quinta edição do Boletim Anual de Preços (BAP 2016) que consolida os trabalhos de acompanhamento e análise do comportamento dos preços do petróleo, gás natural e combustíveis realizados no âmbito da Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica (SDR)¹. Assim como as edições anteriores, o BAP 2016 tem o objetivo de contribuir para compreensão dos traços marcantes, de natureza estrutural e tendencial, do comportamento dos preços nos mercados internacional e nacional.

Na Parte I do Boletim, dedicada ao exame do mercado internacional, destaca-se a continuidade da queda dos preços do petróleo e decorrente recrudesimento da crise no setor petrolífero. Essa tendência de queda de preços reflete, em grande medida, a nova dinâmica desse mercado, resultado da confluência de dois fatores: a) falta de consenso entre os países integrantes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e decisão da Arábia Saudita (segundo maior exportador mundial de petróleo) de não reduzir a produção para influenciar os preços do petróleo; b) resiliência dos produtores de *tight oil* nos EUA à queda dos preços da commodity.

Nesta parte, ainda, é examinado o comportamento recente de queda dos preços do gás natural nos diferentes mercados (EUA, Europa e Ásia) com base na análise do balanço entre oferta e demanda nas respectivas regiões. Ademais, é analisado, nesse novo contexto, o comportamento dos preços do gás natural e seus desdobramentos sobre o mercado nacional, em uma conjuntura de menor demanda doméstica por esse combustível, causada pela menor necessidade de acionamento das termelétricas e pela queda do consumo industrial decorrente da recessão econômica.

Por fim, destaca-se a redução dos preços do etanol nos EUA e das margens de lucro na etapa de produção, bem como a divulgação das metas definitivas para 2014, 2015 e 2016 do *Renewable Fuel Standard* (RFS), a política federal de incentivo ao uso de combustíveis renováveis dos EUA.

Na Parte II, que trata dos preços domésticos dos combustíveis, são destacados os seguintes pontos: a) reajuste dos preços da gasolina e do diesel na etapa de produção, primeiramente, causada pela elevação dos tributos e, num segundo momento, pelos reajustes nos preços de venda nas refinarias do País, com consequentes impactos sobre os preços dos referidos combustíveis na etapa final da cadeia; b) aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 25% para 27% a partir de março de 2015; c) recuperação nas vendas de etanol, em virtude da melhora na relação de preços do biocombustível frente à gasolina, pelo lado da demanda, e da menor atratividade para a produção de açúcar pelas usinas, pelo lado da oferta; d) aumento nos preços do GLP em botijão de 13 kg pela primeira vez em doze anos.

As análises aqui apresentadas foram integralmente elaboradas pela equipe da Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica da ANP e traduzem o esforço de acompanhamento sistemático do comportamento das condições de oferta e demanda, bem como dos preços de petróleo, gás natural e biocombustíveis nos mercados internacional e nacional.

¹ A Portaria ANP nº 410, de 6/12/2016, alterou o Regimento Interno da ANP, extinguindo a Coordenadoria de Defesa da Concorrência (CDC) e criando a Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos e Regulação Econômica (SDR).

P A R T E 1
MERCADO INTERNACIONAL



1. PREÇOS DO PETRÓLEO NO MERCADO INTERNACIONAL

Os principais destaques no ano de 2015 foram a continuidade da queda dos preços do petróleo e o decorrente recrudescimento da crise no setor petrolífero. No segundo semestre, o preço do barril de petróleo atingiu US\$ 30/b, menor patamar desde 2004, algo impensável há poucos anos atrás, quando o preço do petróleo havia se consolidado no nível de US\$ 100/b.

O petróleo do tipo Brent (*1st Month*), começou o ano cotado a US\$ 55 /b – tendo atingido em maio a cotação máxima de US\$ 66/b -, e acabou encerrando o ano próximo a US\$ 37/b. A queda do preço do óleo do Mar do Norte se agravou em janeiro de 2016, quando chegou a ser cotado a US\$ 26/barril, menor patamar dos últimos 13 anos. Tal nível de preço, se comparado à máxima histórica de US\$ 143/b, observada em 2008, representa um desvalorização nominal de 82% do Brent.

Já o petróleo tipo WTI, negociado na Nymex (*New York Mercantile Exchange*), apresentou comportamento análogo ao do Brent, fechando cotado a US\$ 37/b, queda de quase 30% em relação ao início do ano.

A tendência de queda de preços reflete, em grande medida, a nova dinâmica desse mercado, resultado da confluência de dois fatores: a) falta de consenso entre os países integrantes da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e decisão da Arábia Saudita (segundo maior exportador mundial de petróleo) de não reduzir a produção para influenciar os preços do petróleo; b) resiliência dos produtores de *tight oil* nos EUA à queda dos preços da commodity.

No final do ano de 2014, contrariando as expectativas do mercado de sua atuação como *swing producer*, a Arábia Saudita resolveu pela manutenção dos níveis de produção como maneira de preservar sua participação de mercado, a despeito dos efeitos adversos de tal decisão em termos de declínio dos preços da commodity. Com isso, inaugurou-se uma nova etapa, caracterizada pelo excesso de oferta de petróleo no mercado internacional, diante da baixa capacidade do sistema de preços de corrigir tal desequilíbrio de curto prazo, seja pelo lado da oferta ou pelo da demanda, na ausência da figura de *swing producer*.

Outro destaque no ano de 2015 foi o fato de Arábia Saudita e Rússia terem sido desbancados, pela primeira vez desde 1975, da posição de maior produtor mundial de petróleo, no caso, para os EUA. Como destacado no último Boletim Anual de Preços – BAP 2015 (ANP, 2015a), o aumento da produção de *tight oil* nos EUA modificou substancialmente a dinâmica dos fluxos mundiais de petróleo, intensificando a concorrência em mercados em expansão, sobretudo na Ásia, o que teria consequências relevantes sobre a oferta mundial de petróleo e a decisão da Arábia Saudita de não promover um corte na produção, fatores que, somados, explicariam a trajetória declinante dos preços da commodity a partir do final de 2014.

No início de 2016, a continuidade do movimento de retração dos preços do petróleo decorreria, assim, tanto da manutenção do desbalanceamento da oferta e demanda, quanto dos níveis historicamente elevados dos estoques de petróleo e derivados.

Diante disso, como será melhor abordado na parte final desta subseção, as principais instituições governamentais e financeiras passaram a ajustar para baixo suas projeções para o preço do barril em 2016. O fim das sanções econômicas contra o Irã e

consequente retomada das exportações do país; e a manutenção de produção da Arábia Saudita, pelo lado da oferta, aliado ao enfraquecimento da economia mundial, pelo lado da demanda, criam a expectativa de que o cenário de excesso de oferta no mercado internacional de petróleo não será revertido no ano corrente, o que alimenta o pessimismo do mercado em relação à evolução dos preços da commodity².

Não obstante, a nova conjuntura poderá elevar, no curto prazo, o risco de instabilidade política e econômica nos países com elevada dependência de exportações de petróleo, criando a possibilidade de ajustes no lado da oferta de maneira inesperada. Além disso, há a expectativa de decréscimo na produção petrolífera estadunidense oriunda dos campos não convencionais, diante do cenário de preços menos favorável. No médio e longo prazos, o menor volume de investimentos nas etapas de exploração e produção em níveis insuficientes para fazer frente ao declínio natural dos poços petrolíferos tende a colaborar para o ajuste pelo lado da oferta, que se torna mais viável em razão da continuidade do crescimento da demanda mundial de petróleo. Esse tema será objeto de análise mais aprofundada na seção 1.2.

Esta seção está subdividida da seguinte maneira: na subseção 1.1, é apresentada a evolução dos preços do petróleo em 2015, bem como seus principais condicionantes. Na subseção 1.2 as condições de oferta e o 1.3 as condições de demanda. Já a subseção 1.4 mostra o balanceamento de oferta e demanda e evolução dos estoques implícitos. Por fim, a seção 1.5 mostra o mercado de petróleo no primeiro semestre e as expectativas para o segundo semestre de 2016.

1.1 O comportamento dos preços do petróleo no mercado internacional em 2015

Ao longo de 2015, os preços do barril de petróleo no mercado internacional mantiveram a tendência de baixa, iniciada no segundo semestre de 2014, e encerraram o ano no menor patamar deste julho de 2004, cotados a US\$ 35,11/b, para o petróleo do tipo Brent (*1st month*), e de US\$ 37,58/b para o WTI (*1st month*). Na comparação com o início de 2015, os preços do Brent e do WTI apresentaram declínio de 37,6% e 29,1%, respectivamente. Já na média anual, os preços dos respectivos tipos de petróleo encerraram o ano anterior a US\$ 54,72/b e US\$ 48,70/b.

O BAP 2015 trouxe como destaque o encerramento da lateralidade das cotações do petróleo no segundo semestre de 2014, que vinham oscilando, por sucessivos anos, entre US\$ 80/b e US\$ 120/b. Como se pode ver, tal comportamento de queda das cotações repetiu-se em 2015, com os preços do petróleo do tipo Brent atingindo o menor patamar desde 2005, na comparação entre as médias anuais (BP, 2016). O Gráfico 1 apresenta a evolução dos preços diários do Brent e do WTI nos últimos cinco anos.

² O Relatório *Short-Term Energy Outlook*, elaborado pela EIA, projetava no início de 2016 a continuidade do cenário de excesso de oferta de óleo cru no mercado até, pelo menos, o ano de 2017 (EIA, 2015d).

Gráfico 1– Comportamento dos preços do petróleo dos tipos Brent e WTI modalidade spot no mercado internacional (janeiro de 2011 a março de 2016)



Fonte: Platts.

Conforme mostra o Gráfico 1, além da quebra do suporte de US\$ 80/b, os preços do óleo cru entraram em nítido movimento de queda. Além disso, o Gráfico 1 aponta para uma consolidação da paridade de preços entre o WIT e o Brent, com o spread configurando-se bem próximo a zero na maior parte do período iniciado no segundo semestre de 2013 (divisão representada pelo pontilhado vertical). O movimento do referido spread será melhor delineado no subitem a seguir.

1.1.1 Spread entre Brent e WTI

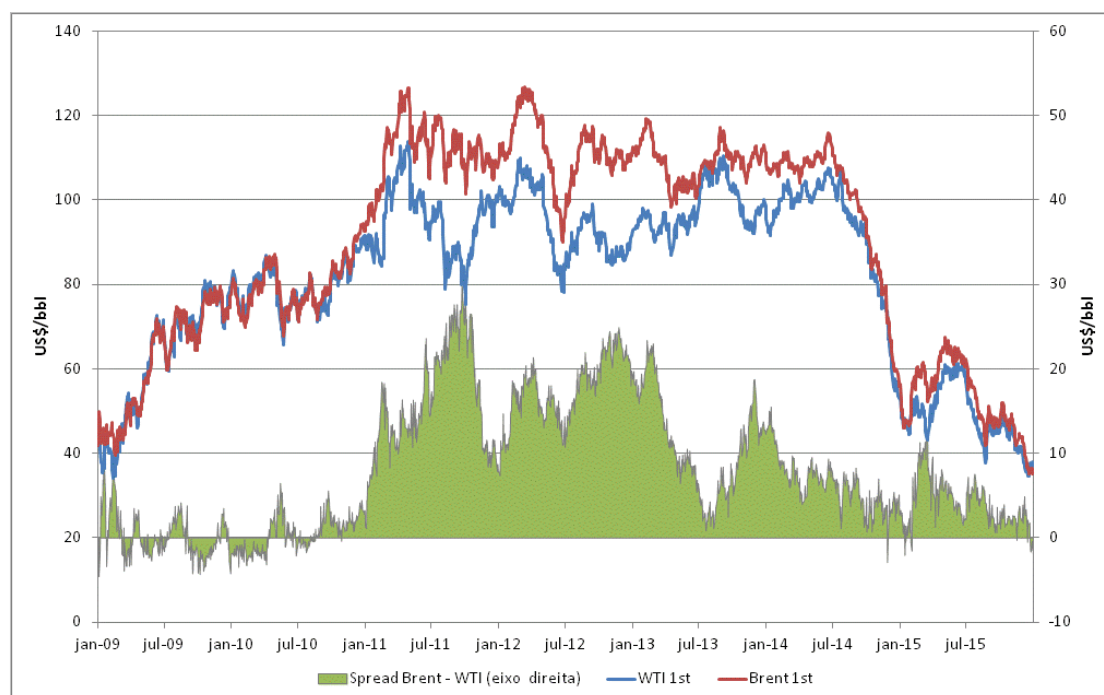
No que tange ao diferencial de preços entre o Brent (*1st Month*) e WTI (*1st Month*), o ano de 2015 foi caracterizado pela convergência de preços entre os dois benchmarks.

Conforme destacado no BAP 2015, até o ano de 2010, as cotações do Brent e do WTI situavam-se em níveis bastante próximos, com discreta vantagem para o óleo norte-americano³. Já a partir de 2011, verificou-se que o barril do tipo Brent passou a ser negociado com considerável ágio em relação ao WTI, a despeito da maior participação do óleo leve na composição do petróleo oferta em Cushing, ponto de entrega dos contratos futuros do WTI⁴. Tais movimentos podem ser observados no Gráfico 2.

³ Até 2010, os preços dos WTI eram pressionados em razão de o sentido dos fluxos serem da costa em direção ao Cushing (ponto de entrega dos contratos futuros do WTI), o que acarretava um custo adicional de tarifa de transporte via duto.

⁴ A partir de 2011, em decorrência do aumento do fluxo de óleo cru proveniente do Canadá e da elevação da produção de óleo onshore nos Estados Unidos e, naquele momento, da falta de infraestrutura para escoamento, observou-se um superabastecimento na região do Cushing, no estado de Oklahoma. Isso fez com que o barril do tipo WTI passasse a ser negociado com um grande desconto frente ao barril europeu.

Gráfico 2- Preço dos contratos futuros do primeiro mês (1st month) do barril de petróleo WTI e Brent e spread Brent-WTI (2009 a 2015)



Fonte: Platts.

Como se observa no Gráfico 2, em 2015, o spread Brent-WTI teve movimento bastante parecido com a trajetória de 2014, porém com menor amplitude.

Nos primeiros meses do ano, nota-se uma elevação do spread, que vai perdendo força ao longo do período, atingindo patamares bem reduzidos nos últimos meses do ano. O spread diário máximo observado em 2014 foi de US\$ 20/b. Já em 2015, tal diferencial não ultrapassou US\$ 15,55/b. Além disso, em 2014, em apenas dois dias do ano o WTI registrou cotação superior a do Brent e o valor do spread figurou acima dos US\$ 5/b em quase todo o período. Por seu turno, o ano de 2015 teve 14 dias em que o spread foi positivo para o WTI em relação ao Brent e em quase 70% das cotações do ano o spread ficou abaixo do nível de US\$ 5/b.

Embora o patamar de US\$ 5/b, a princípio, possa ser considerado pouco significativo quando se observa a evolução do diferencial nesta década, é necessário ressaltar que para o nível de preço a US\$ 30/b o prêmio pago pelo óleo europeu representa mais de 16%, correspondente a um diferencial de US\$ 16/b, se os preços do petróleo estivessem a US\$100/b.

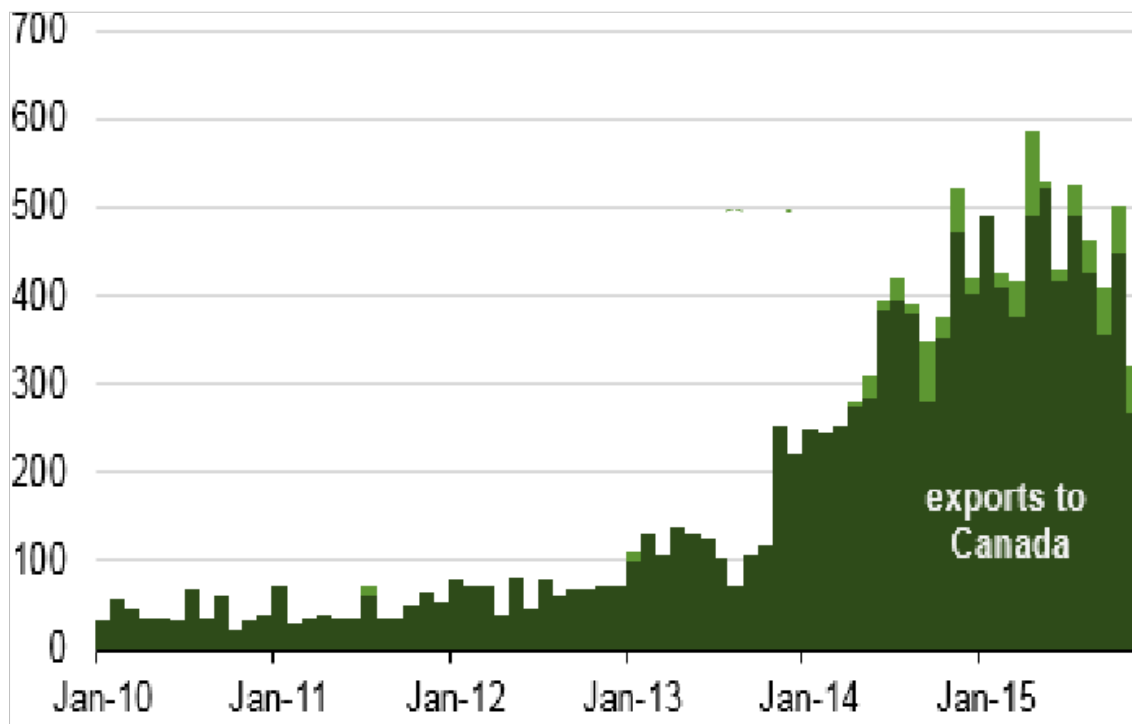
No entanto, o fim do embargo às exportações estadunidenses de óleo cru pode reforçar o estreitamento dos preços do Brent e do WTI. Em relação ao embargo, vale relembrar que, por quase 40 anos, os EUA permitiram apenas as exportações de combustível refinado, como gasolina e diesel, mas não as exportações de petróleo, com raras exceções, que precisavam de autorizações especiais. O que se questiona é quais serão os efeitos da retirada da proibição dos produtores de petróleo estadunidense a exportarem?

Historicamente, qualquer mudança política que remova restrições comerciais no mercado faz com que haja uma ligação entre as diferentes fontes de petróleo ao redor do mundo, além de promover ajustes nos preços internacionais de modo a trazer

robustez ao mercado global. De fato, em meio a notícias sobre a possibilidade de que a proibição de exportação de petróleo bruto poderia ser retirada, já foi suficiente para a redução do spread WTI-Brent.

Além disso, vale lembrar que as exportações de petróleo bruto dos EUA cresceram de menos de 50 mil b/d, em 2010, para 500 mil b/d, em outubro de 2015, sendo que mais de 90% indo para o Canadá, conforme Gráfico 3.

Gráfico 3 – Exportações mensais de petróleo bruto dos EUA (2010 a setembro de 2015) – em mil b/d



Fonte: EIA (2016k).

Embora diversos analistas de mercado estejam convergindo na opinião de que tal medida tem efeitos imediatos mínimos, o fato é que ela poderá ter desdobramentos consideráveis para aumento do volume de exportação de petróleo bruto dos EUA, inclusive para a Europa, o que tende a pressionar os preços do Brent e de outras cotações de referência internacional. O declínio da produção dos Estados Unidos, porém, torna isso improvável no curto prazo.

Outros fatores que emperrariam um maior aumento das exportações estadunidenses estão ligados aos custos de transporte e ao parque de refino nos EUA e no mundo. Assim, uma futura direção das exportações de petróleo bruto dos EUA dependerá da evolução da capacidade de refino nos EUA e ao redor do mundo, bem como sobre os custos de transporte entre diferentes fontes de petróleo bruto concorrentes.

As refinarias estadunidenses, além de serem extremamente rentáveis, foram sendo adaptadas nos últimos anos para receberem petróleo leve, como os das jazidas de *tight oil* nos EUA. Além disso, a construção de novas refinarias não é uma decisão trivial, além de requerer tempo não desprezível até a entrada em operação. Em suma, as mudanças no ambiente global poderia conduzir alguma mudança nas exportações de óleo cru dos EUA próximos anos, mas não no curto prazo.

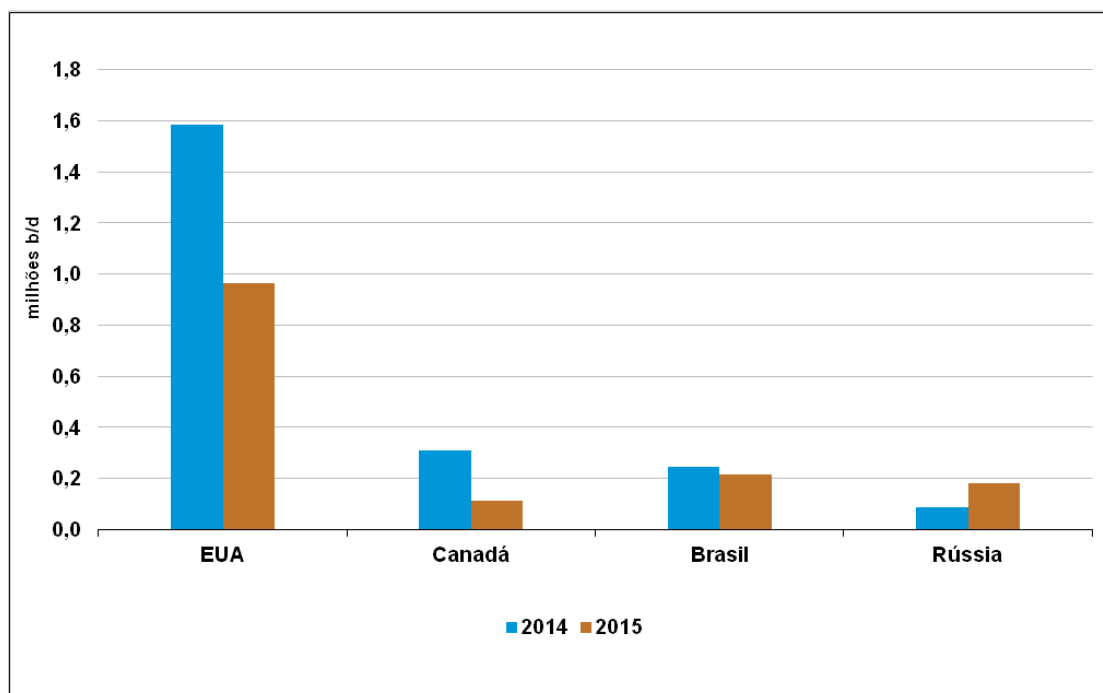
Outros determinantes capazes de influenciar o spread dos dois benchmarks (como o recente desbalanceamento entre oferta e demanda e o crescimento dos estoques em

2015), bem como as incertezas provenientes do novo patamar de preços do petróleo, serão apreciados nas seções seguintes.

1.2 Oferta

No ano de 2015, verificou-se que, pelo lado da oferta, houve uma continuidade no protagonismo dos EUA para o incremento da produção de petróleo, cuja contribuição atingiu quase 1 milhão b/d, a despeito da queda dos preços do petróleo no mercado internacional. O Gráfico 4 ilustra os países não integrantes da Opep com os maiores aumentos de produção de petróleo em 2015 e no ano imediatamente anterior.

Gráfico 4 - Ranking dos países não integrantes da Opep com os maiores aumentos de produção de petróleo (2014 e 2015)



Fonte: EIA.

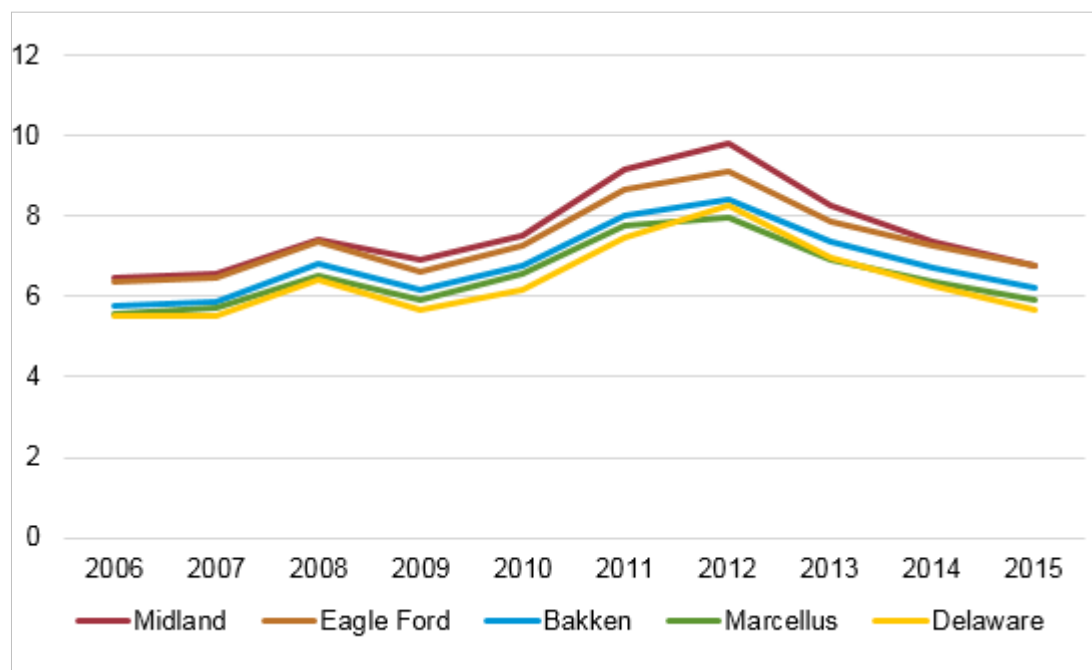
Como se pode observar, além dos Estados Unidos, permaneceram em posição de destaque Canadá, Brasil e Rússia, considerando o crescimento anual da produção de óleo cru. Ademais, excetuando-se a Rússia, os outros países ilustrados no Gráfico 4 apresentaram queda no ritmo de crescimento da produção de petróleo em 2015, na comparação com 2014. Apesar da queda no ritmo de expansão da produção petrolífera estadunidense, o país ainda lidera com larga margem o crescimento anual produtivo de petróleo. Prova disso é que as contribuições somadas de Canadá, Brasil e Rússia para o aumento da oferta representaram, em 2015, aproximadamente metade do incremento norte-americano.

A principal explicação para a continuidade da produção de petróleo nos EUA, no atual cenário de preços baixos do óleo cru, foi o avanço na tecnologia utilizada, melhorando a eficiência da perfuração e completação, e gerando uma maior produtividade por poço.

O EIA encomendou à empresa IHS Global Inc. (IHS) um estudo sobre custos de perfuração por poço em algumas regiões produtoras dos Estados Unidos (EIA, 2016f).

Conforme Gráfico 5, houve considerável redução de custos por poço em todas as regiões estadunidenses produtoras de petróleo e gás natural.

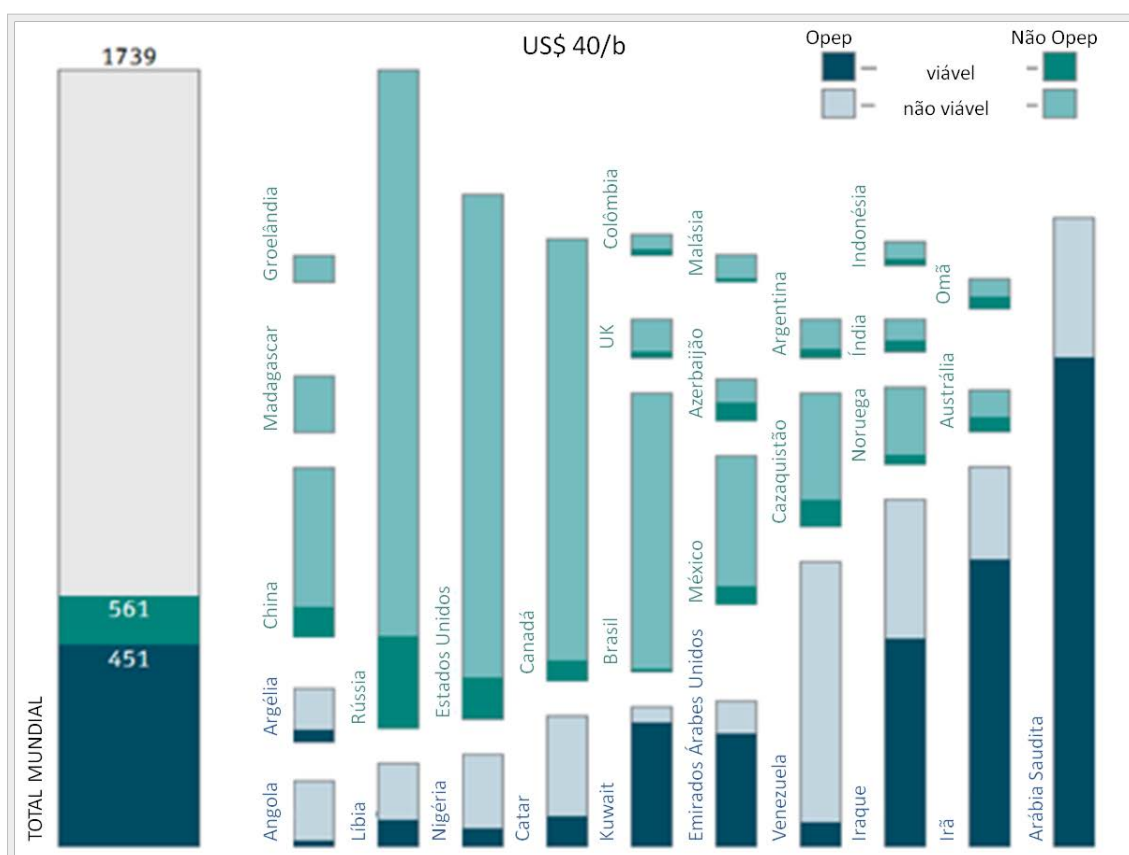
Gráfico 5 – Custos por poço com base nos parâmetros de 2014 – em milhões de dólares (2006 a 2015)



Fonte: EIA (2016f).

A despeito da melhoria e dos avanços tecnológicos de perfuração e produção do petróleo nos Estados Unidos, é importante salientar que, na hipótese de continuidade do patamar em que o preço do barril da commodity vem figurando nos últimos 12 meses, os países não Opec enfrentariam grandes dificuldades para manterem sólidas suas ofertas de petróleo no mercado global. É o que demonstra um estudo feito pela empresa Rystad Energy e denotado no Gráfico 6, a seguir.

Gráfico 6 – Viabilidade dos recursos petrolíferos ao preço de US\$ 40/b



Fonte: THE ECONOMIST (2016b).

Dependendo das características geológicas, algumas reservas possuem um custo de extração mais elevado do que outras (como o pré-sal brasileiro e o xisto betuminoso canadense). Assim, como o exemplo indicado no Gráfico 6, ao preço de US\$ 40/b, grande parte dos recursos petrolíferos dos países não Opep seria economicamente inviável. A Arábia Saudita, por seu turno, conseguiria explorar mais de 75% do total de seus recursos.

Em termos regionais, os países membros da OCDE (Organização para Cooperação e Desenvolvimento Econômico) no continente americano registraram, em 2015, o melhor desempenho incremental na oferta de óleo cru dentre todas as regiões não Opep, com variação positiva de 930 mil de b/d. O México anotou o pior resultado dentre todos os produtores não Opep em 2015, com declínio produtivo de 200 mil b/d.

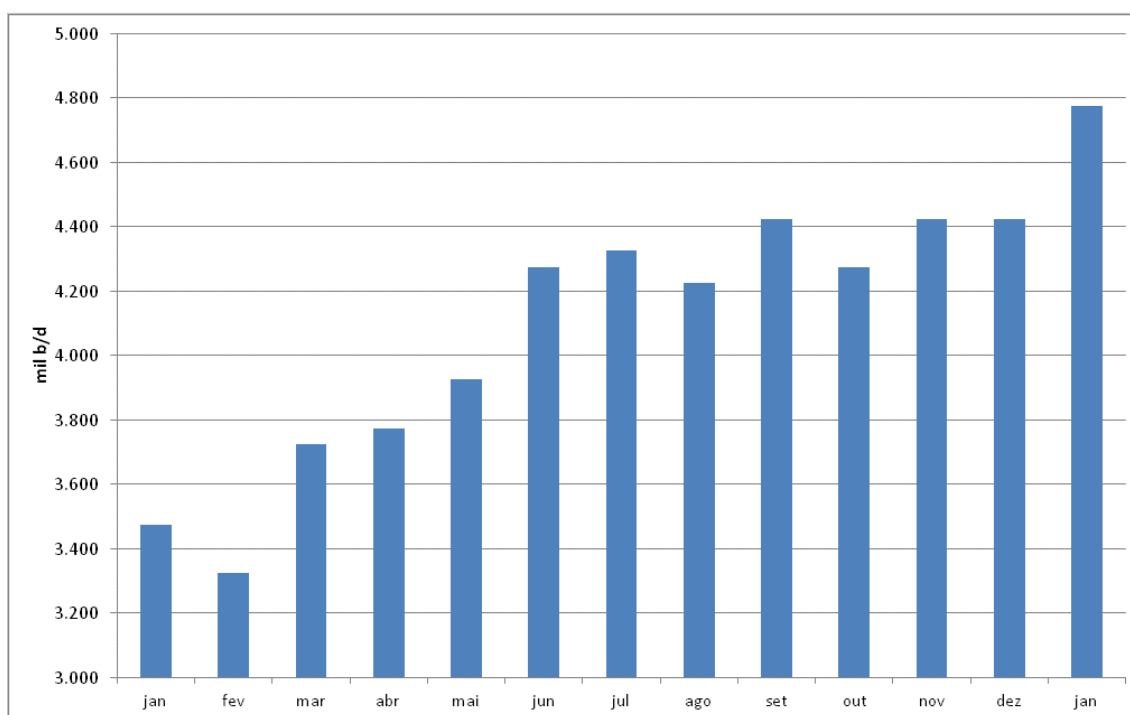
No tocante aos países europeus da OCDE, destaca-se o aumento da produção de petróleo no Mar do Norte nas áreas pertencente à Noruega e Reino Unido, com acréscimos de 60 mil b/d e 90 mil b/d, respectivamente, na comparação com o ano anterior. Já na região da Ásia e Oceania, o destaque negativo entre os países membros da OCDE na região foi a Austrália, cuja produção de petróleo retraiu-se em 50 mil b/d em 2015.

No que concerne à oferta de petróleo dos países integrantes da Opep, o ano de 2015 foi marcado pela recuperação da produção, após dois anos seguidos de queda, com acréscimo de 1,068 milhão de b/d. Nesse sentido, o Iraque apresentou papel fundamental na oferta adicional de petróleo na referida organização. Com o aumento de 659 mil b/d em 2015, a expansão da produção iraquiana ficou apenas atrás apenas a dos EUA, no cômputo global, e acima do crescimento da produção saudita,

de 300 mil b/d. Esse aumento da produção petrolífera do Iraque é explicado pela melhoria da infraestrutura petrolífera (estações de bombeamento e estocagem) e pelo início da comercialização em separado do óleo pesado (*Heavy Basra*), haja vista que anteriormente a produção do óleo pesado era limitada como forma de manter a especificação do Basra, comercializado como óleo leve.

Com os resultados obtidos, o Iraque tornou-se o segundo maior produtor da Opep, com 3,9 milhões de b/d, atrás apenas do líder mundial Arábia Saudita, que produziu 10,1 milhões de b/d em 2015, e cerca de 1 milhão de b/d acima de Irã e Emirados Árabes Unidos (OPEC, 2015). O Gráfico 7 mostra a produção iraquiana vem crescendo e bateu recorde em janeiro de 2016, com 4,7 milhões de b/d, patamar que vem causando certa preocupação no mercado, na medida que o Iraque vem agravando o quadro de sobreoferta de petróleo e pressionando negativamente os preços do produto.

Gráfico 7 – Produção mensal de óleo cru no Iraque (2015 e janeiro 2016)



Fonte: EIA.

Apesar dessa alta na produção de petróleo, Bagdá teve um considerável aumento no déficit de seu orçamento, devido à despesa extra sobre a guerra em curso contra o Estado Islâmico, ao colapso dos preços do petróleo, que caíram em dois terços desde junho 2014.

Além disso, dentre os membros da Opep, pode-se citar o desempenho da produção petrolífera da Angola, que aumentou 92 mil b/d em 2015, enquanto países como Líbia, Kuwait, Qatar e Nigéria voltaram a contribuir negativamente para a oferta de óleo cru por parte da Opep (OPEC, 2015).

Quanto à Líbia, a produção média no país em 2015 manteve-se em 400 mil de b/d, distante da marca de alcançada em 2012, de 1,4 milhões b/d. Instabilidades políticas e conflitos com rebeldes continuam afetando o desempenho do país africano (OPEC, 2015).

A resiliência da produção de petróleo ao redor do mundo, apesar dos preços em níveis substancialmente inferiores aos verificados no início desta década, é explicada pelos baixos custos operacionais. Segundo Simon Flowers da consultoria Wood Mackenzie, apenas 6% da produção mundial de petróleo não seriam capazes de cobrir os custos operacionais a um preço do petróleo a US\$ 30/b (THE ECONOMIST, 2016a). Ou seja, uma vez realizados os investimentos em capital fixo, não há geralmente incentivos financeiros para cortar a produção, mas apenas cortes de investimentos, cujos efeitos negativos em termos de produção serão visíveis somente a vários anos adiante e na proporção da taxa de depletação dos poços.

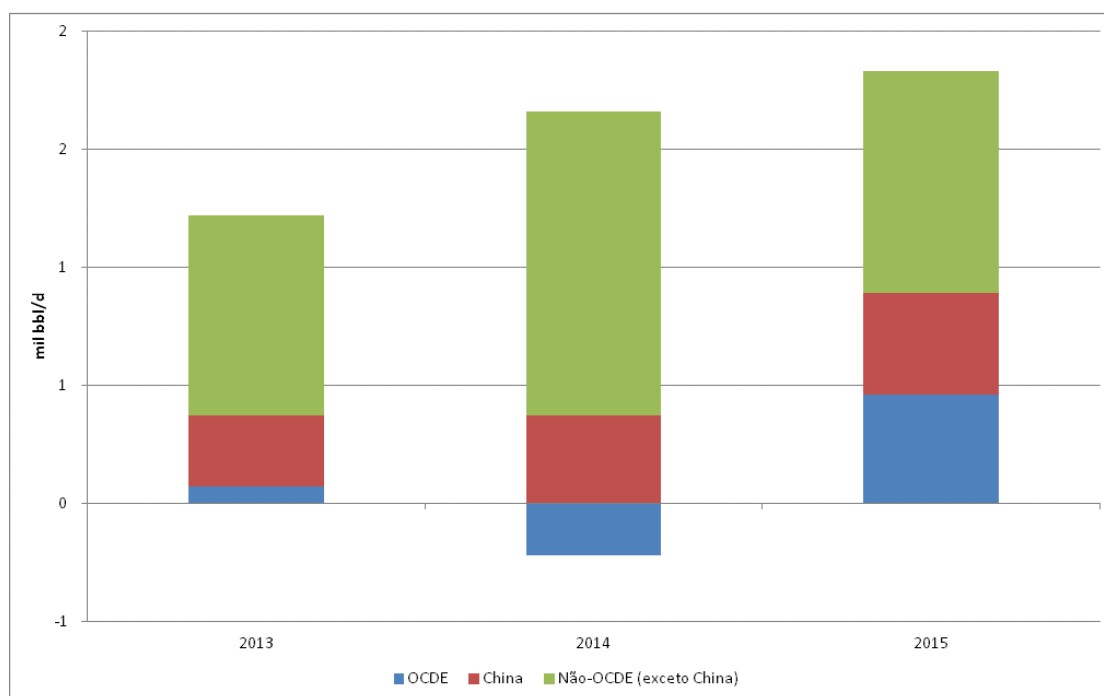
1.3 Demanda

A demanda mundial de petróleo apresentou crescimento de 1,54 milhões b/d em 2015, na comparação anual, bem acima do aumento médio anual obtido nos últimos 10 anos, de 1,15 milhão de b/d (EIA, 2016d).

Conforme apontado nas últimas edições do BAP, a participação de países não OCDE vem crescendo nos últimos anos, liderados por China e Índia. Nessa linha, em 2015, o crescimento da demanda foi impulsionado, majoritariamente, pelos países não integrantes da OCDE, cuja estimativa de crescimento nesse período foi de 900 mil b/d (EIA, 2016d).

Não obstante, os países da OCDE retomaram relevância na demanda incremental de petróleo, com um consumo adicional de 500 mil b/d de óleo cru em 2015, com destaque para a recuperação dos países europeus da Organização, cujo consumo de petróleo aumentou em 260 mil b/d, em contraste com às quedas observadas nos dois anos anteriores. O Gráfico 8 ilustra o desempenho de consumo de óleo cru segregado por grupos de países.

Gráfico 8 – Crescimento da demanda de petróleo por grupos e países selecionados (2013 a 2015)

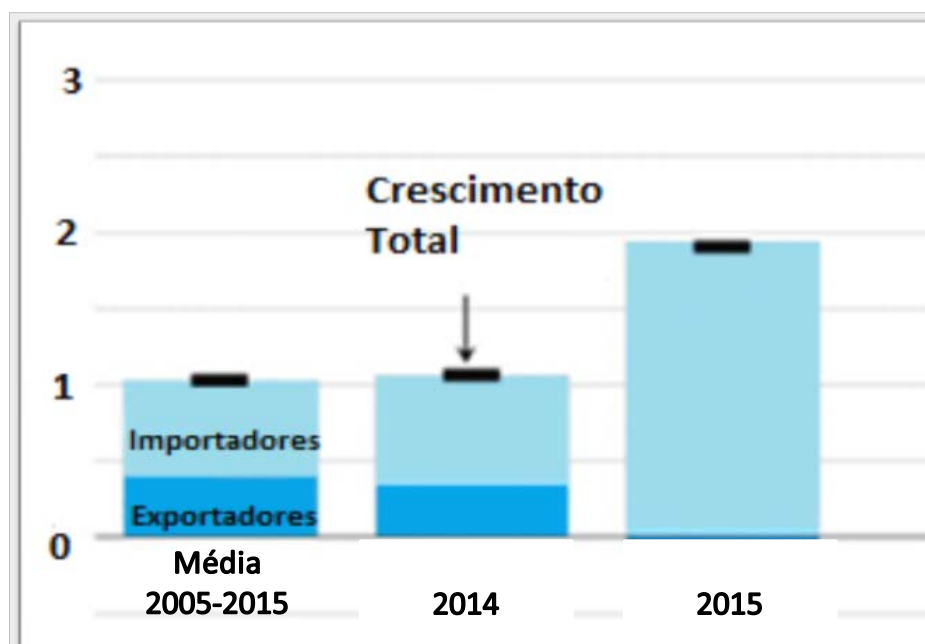


Fonte: EIA.

Conforme mostra o Gráfico 8, apesar de ainda contribuírem majoritariamente pelo crescimento da demanda do energético, os países não OCDE (exclusive a China) apresentaram redução da participação relativa no que tange o consumo incremental de petróleo. Grande parte dessa queda pode ser explicada pela situação econômica de grandes consumidores de petróleo dessa região, como Brasil e Rússia.

Por outro lado, ressalta-se a relevância dos importadores líquidos de petróleo no aumento da demanda pelo produto, como por exemplo, os Estados Unidos (300 mil b/d), a União Europeia (200 mil b/d), a China (800 mil b/d) e a Índia (300 mil b/d). Por outro lado, o crescimento da demanda foi mais fraco nas regiões exportadoras líquidas de petróleo no mesmo ano (Gráfico 9).

Gráfico 9 – Variação da demanda por petróleo dos países exportadores e importadores líquidos da commodity (variação anual em milhões b/d)

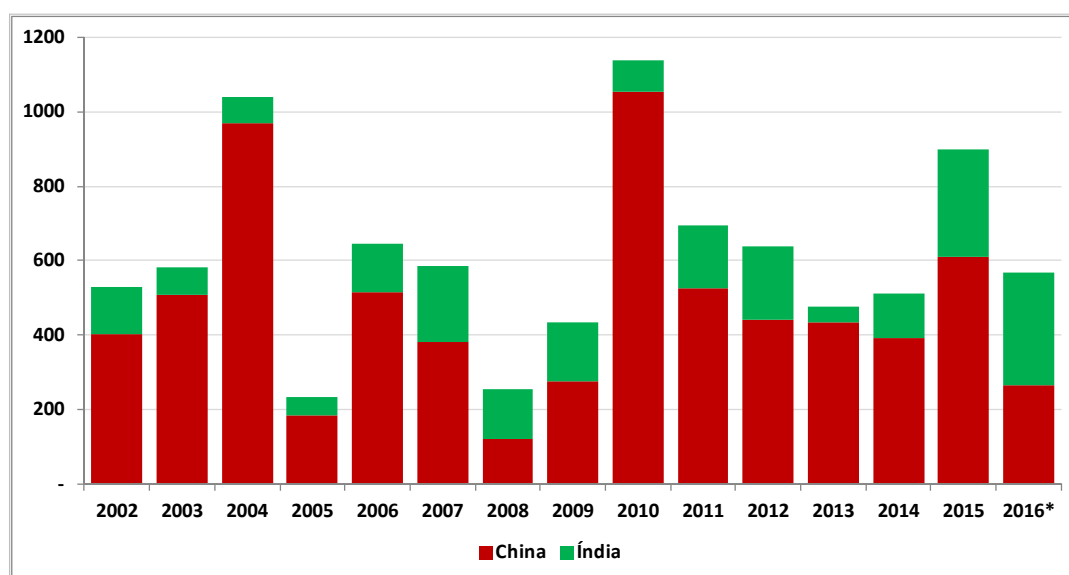


Fonte: EIA.

A China, segundo maior consumidor de petróleo do mundo, teve um crescimento de 6,3% em relação ao ano anterior, com 700 mil b/d adicionais, obtendo, assim, variação percentual superior à registrada nos últimos anos, que foi em torno de 5% ao ano.

No entanto, o grande destaque de 2015 foi a Índia, que assumiu o posto de terceiro maior consumidor de petróleo do mundo, no lugar do Japão, atrás apenas de Estados Unidos e China, alcançando 4,159 milhões b/d (contra 4,150 milhões b/d do Japão, no mesmo ano). Ademais, a Índia deve se consolidar como o principal mercado de crescimento da demanda mundial (IEA, 2015). O Gráfico 10 traz a evolução do crescimento anual da demanda por petróleo de China e Índia desde 2002.

Gráfico 10 – Crescimento da demanda de óleo da China e Índia (ano a ano) – em mil b/d



*previsão para 2016

Fonte: BP (2015) para os anos de 2002 a 2014, SEN ; SEN (2016) para os dados da Índia em 2015, IEA (2016a) para os dados da Índia em 2016 e PLATTS (2016) para os dados da China nos anos 2015 e 2016.

Como se pode notar, a demanda indiana por petróleo até recentemente crescia num ritmo insuficiente para fazer frente ao do crescimento do consumo chinês. No entanto, a desaceleração da economia chinesa, bem como a mudança do padrão de crescimento em favor do setor de serviços (menos intensivo em energia), mitigou a contribuição da China para o aumento da demanda mundial de petróleo. Até o fim do presente ano, a Platts projeta que a demanda aparente de petróleo da China deve crescer 267 mil b/d, ritmo de aumento bem abaixo da média de 486 mil b/d obtida no período de 2002 a 2015 (PLATTS, 2016).

Por outro lado, em tempos recentes a Índia retomou o crescimento econômico, obtendo taxas de expansão superiores à da China, e ampliou de forma acelerada sua demanda por petróleo. Segundo estimativas do (FMI, 2016), em 2015 o crescimento do PIB da Índia foi de 7,3% (contra o crescimento de 6,9% da China) e deve se manter próximo a este patamar nos próximos anos, ao passo que a perspectiva é que a China deva continuar em desaceleração econômica⁵.

Os principais fatores que levam à continuidade das expectativas da importância indiana no mercado mundial de petróleo são: (i) o potencial de expansão econômica do país asiático, impulsionado pela industrialização e pelo investimento em infraestrutura, que devem estimular o consumo de combustíveis e demais derivados de petróleo; e (ii) a redução dos preços dos derivados de petróleo e o aumento da renda propiciado pelo crescimento econômico, que tendem a incentivar o uso cada vez maior dos veículos automotores, na ausência de políticas mais consistentes de expansão do transporte público. Neste sentido, a Agência Internacional de Energia estima que a demanda total de óleo indiana deva se expandir para 10 milhões b/d até 2040, o maior crescimento global (IEA, 2015).

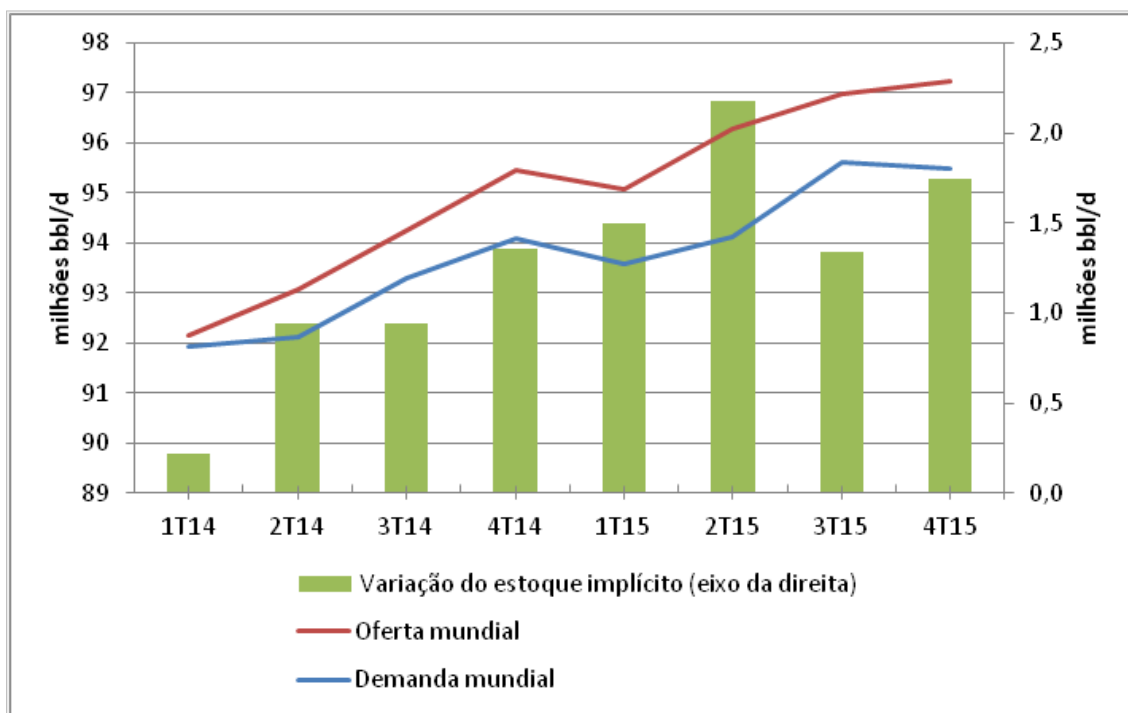
⁵ Para os anos de 2016 e 2017, as previsões de crescimento da China são de 6,3% e 6%, respectivamente, enquanto para a Índia a previsão de crescimento é de 7,5% para ambos os anos (FMI, 2016).

Embora a demanda de petróleo tenha encerrado o ano de 2015 com um crescimento acima das expectativas do mercado, e conforme já destacado no presente seção, houve um expressivo aumento na produção de óleo cru por parte da Opep, sobretudo da Arábia Saudita e, principalmente do Iraque, variáveis estas que mais influenciaram na expressiva queda dos preços observada no referido ano.

1.4 Balanceamento entre oferta e demanda e o crescimento dos estoques em 2015

No Gráfico 11, é possível observar que, durante o ano de 2015, agravou-se o quadro de sobreoferta mundial de óleo, segundo estimativas realizadas pela Agência Internacional de Energia, refletindo diretamente no aumento dos estoques implícitos e, conseqüentemente, pressionando para a queda nos preços em 2015 e no início de 2016.

Gráfico 11 – Oferta e Demanda Mundial de Óleo e Estoque Implícito da OCDE (2014 e 2015)



Fonte: IEA.

Apesar do excesso de oferta nos mercados globais de petróleo, verificou-se um aumento da capacidade de armazenamento⁶, o que fez com que a estrutura *contango*⁷ se mantivesse relativamente estável⁸. Tal cenário contrasta, por exemplo, ao que ficou conhecido como *super contango*, observado em 2009, período no qual a capacidade de armazenamento nos principais mercados ficou sob pressão e foram utilizados até mesmo superpetroleiros como fonte de armazenamento flutuante de óleo cru. Como a

⁶ Somente a China, em 2016, registrou capacidade de armazenamento equivalente a 145 milhões de barris de petróleo.

⁷ A estrutura a termo *contango* significa que o preço *spot* encontra-se cotado abaixo dos preços dos contratos futuros, sendo considerada uma evidência de excesso de suprimento no mercado físico.

⁸ Desde 2014, a estrutura a termo dos contratos futuros de petróleo WTI, negociado na *New York Mercantile Exchange* (Nymex), e do Brent negociado na *Intercontinental Exchange* (ICE), encontra-se em *contango*.

capacidade de armazenamento mundial permaneceu suficiente para absorver a sobreoferta de óleo cru, o que se verificou nos meses seguintes foi uma menor pressão desse fator nos preços nos principais benchmarks internacionais de petróleo.

1.5 Perspectivas para o mercado de petróleo em 2016

Com a forte queda nos preços do petróleo em 2015 e início de 2016, surgiram indagações a respeito sobre o comportamento futuro dos preços.

Diante das recentes indicações de alteração na dinâmica de oferta e demanda e seus impactos negativos sobre os preços do petróleo, as principais instituições governamentais e financeiras passaram a ajustar para baixo suas projeções para o preço do barril em 2016, realizadas ainda no ano anterior. A breve retomada das exportações de petróleo do Irã após o fim das sanções, aliada à manutenção de produção da Opep - influenciada pela Arábia Saudita (SMITH, 2015), pelo lado da oferta, bem como o enfraquecimento da economia mundial, pelo lado da demanda, faz crescer a probabilidade, na percepção dos agentes econômicos, de que o cenário de excesso de oferta não será revertido no ano corrente, o que alimenta o pessimismo do mercado em relação à evolução dos preços da commodity.

Fato é que a tarefa de projetar o preço do petróleo constitui uma tarefa pouco trivial. Os modelos econométricos utilizados nestas projeções, apesar de dotados de robustez estatística e ampla gama de variáveis, possui dificuldades intrínsecas para realização desta tarefa, haja vista a sua dependência em relação ao comportamento passado que não necessariamente se traduzirá no futuro. O exercício é de extrema utilidade, mas requer, complementarmente, uma análise qualitativa a respeito do comportamento dos preços no mercado internacional de petróleo.

A crescente rivalidade entre Arábia Saudita e Irã, em conjunto com o forte incremento da produção de petróleo pelo Iraque, alimentou especulações sobre a capacidade da organização de chegar a um acordo sobre eventual redução do excedente de petróleo no mercado. Em meados de fevereiro de 2016, Rússia, Arábia Saudita, Catar e Venezuela anunciaram um acordo para a manutenção da produção, contanto que os demais grandes produtores (leia-se Irã e Iraque) façam o mesmo (O GLOBO, 2016). Porém, não existe clareza se os dois países, que possuem condições para aumentar a produção no momento, estariam dispostos a aceitar o acordo. A resposta iraniana no mercado internacional de petróleo foi adotar, até o momento, o maior desconto de preços dos últimos sete anos para seus óleos pesados e ácidos, em relação aos praticados pela Arábia Saudita, numa clara estratégia de conquistar fatia de mercado (CHO; CHEONG, 2016).

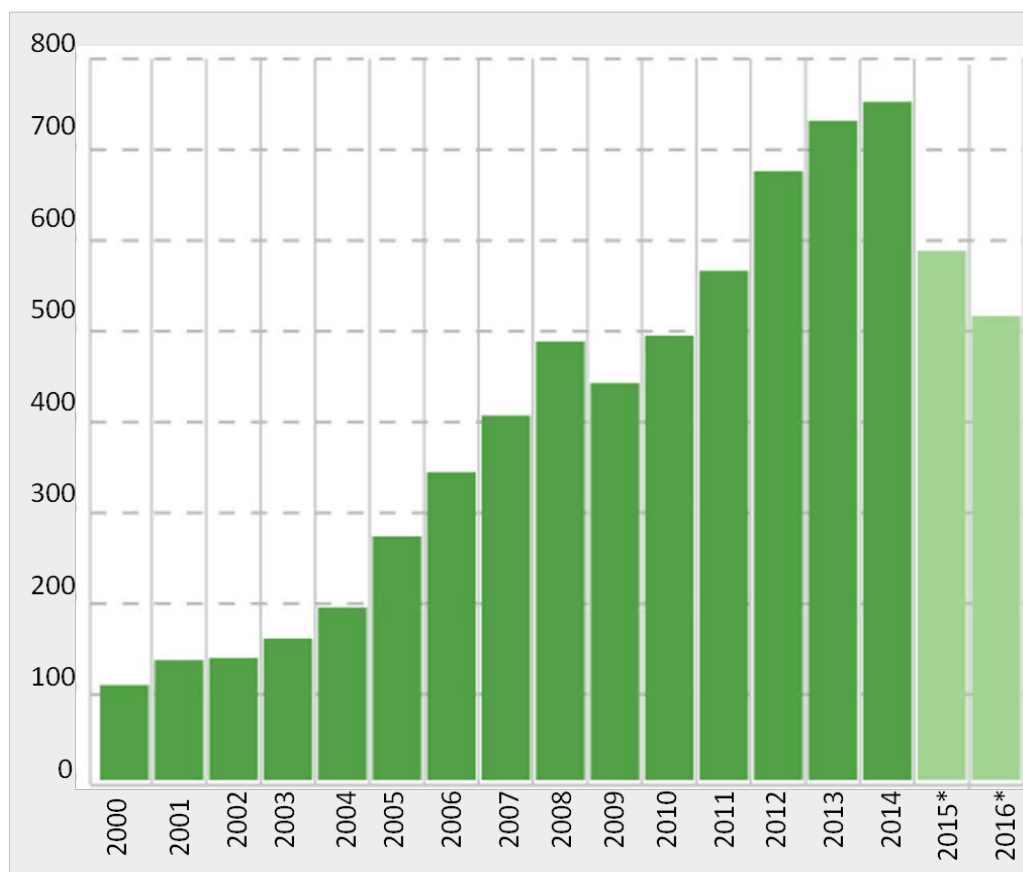
Ademais, o próprio efeito da queda dos preços do petróleo sobre a economia mundial e sobre a saúde financeira de bancos, empresas do setor petrolífero e países dependentes da commodity tornam a situação ainda mais complexa. Isso porque a queda dos preços do petróleo tem gerado uma série de impactos negativos que podem prejudicar expressivamente o crescimento da economia mundial. E, por outro lado, uma recuperação moderada dos preços do petróleo poderia ser capaz de remover tais incertezas. Tais cenários, por exemplo, contrariam a lógica (presente na maioria dos modelos) de que os preços de petróleo mais baixos favoreceriam o desempenho econômico mundial.

Recentemente, duas das maiores petrolíferas mundiais – a ExxonMobil e a Chevron – divulgaram suas piores receitas nos últimos anos. Ademais, empresas de menor porte vêm decretando falência (KRISTOPHER, 2015). O aumento dos custos de produção e a queda nos preços do óleo têm levado muitas empresas estadunidenses a interromperem sua produção.

Em meio a esse cenário de excesso de oferta, grande parte dos analistas prevê que o movimento de queda dos preços poderá propiciar, a médio prazo, um cenário de escassez da commodity, haja vista o lag temporal considerável entre decisão de investir e início da produção do petróleo, com exceção do caso do *tight oil* nos EUA. Neste ciclo típico desta indústria, o excesso do produto se converte em redução dos preços, levando, na sequência, a uma redução nos investimentos, o que, por sua vez, diminui a oferta no momento seguinte, o que se traduz em altas de preços e reinício dos investimentos em exploração e produção.

No presente contexto, há sinais de que o processo de reversão dos investimentos, provocado pela redução dos preços do petróleo, já esteja em curso, como mostra o Gráfico 12, que traz os totais dos investimentos na extração e produção de óleo e gás natural.

Gráfico 12 - Gastos de capital com extração e produção de óleo e gás em termos mundiais (em bilhões de US\$) - 2000 a 2014 e estimativa para 2015 e 2016



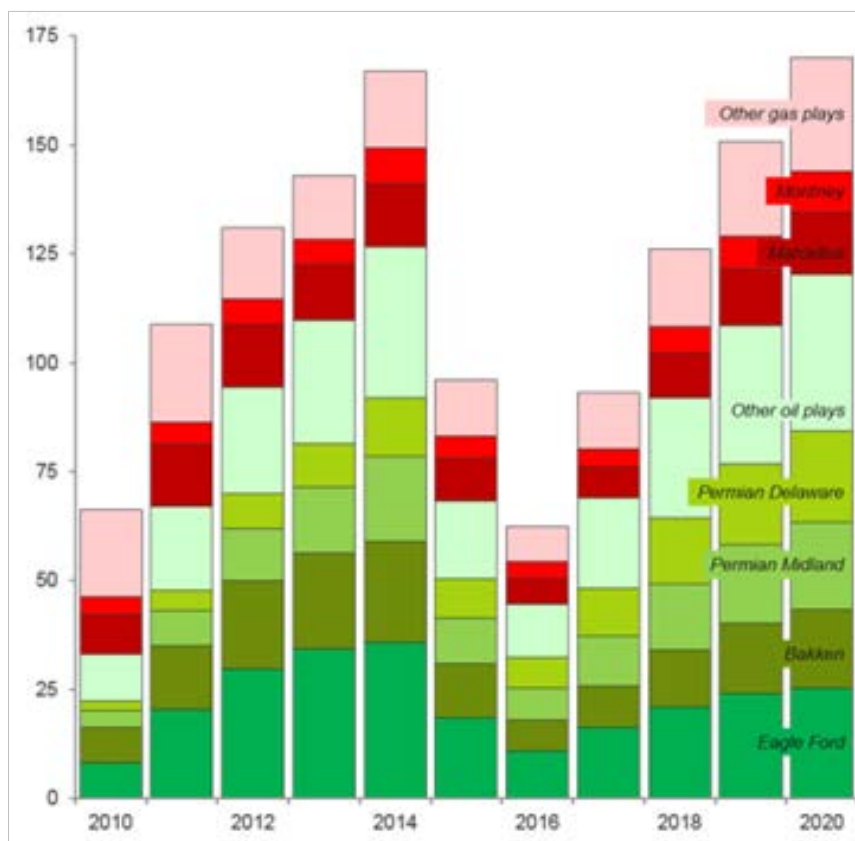
**estimativa para 2015 e 2016.*

Fonte: KANTCHEV; SPINDLE (2015).

Como se pode notar, após atingir o patamar acima de US\$ 700 bilhões no biênio 2013-14, os investimentos no setor de petróleo e gás natural devem fechar 2015 quase em US\$ 600 bilhões. Para 2016, é projetada nova queda, para pouco mais de US\$ 500 bilhões, num nível similar ao registrado em 2010.

Já o Gráfico 13 ilustra os gastos totais em perfuração e produção de *shale gas* e *tight oil* nos EUA de 2010 a 2015, com previsões até 2020, com destaques para os principais campos de produção (quatro de petróleo e dois de gás natural).

Gráfico 13 - Investimentos totais dos EUA em campos de shale gas e tight oil, de 2010 a 2015 e projeção de 2016 a 2020 (em bilhões de dólares)



Fonte: RYSTAD ENERGY (2016).

Na avaliação da Rystad Energy, consultoria norueguesa do setor, em 2015, os investimentos em exploração e produção das empresas dos EUA produtoras de *tight oil* caíram cerca de 40% em relação a 2014, totalizando US\$ 70 bilhões de queda nos investimentos. Para 2016, a consultoria projeta uma queda adicional de 35%, com investimentos totais estimados na ordem de US\$ 60 bilhões, redução de US\$ 110 bilhões em relação a 2014. Ainda de acordo com a Rystad Energy, somente a partir de 2017 haverá um novo ciclo de crescimento anual dos investimentos, com aumento de 30% por ano até 2020 (RYSTAD ENERGY, 2016).

Se os preços internacionais do petróleo se mantiverem no patamar médio de US\$ 50/b em 2016 — um nível que muitos analistas consideram otimista —, os investimentos devem recuar mais 20% no ano, afirma a Rystad. Esta seria a primeira vez, nos últimos 30 anos, que o setor registraria dois anos consecutivos de queda nos investimentos, segundo a Agência Internacional de Energia, que monitora o comportamento da indústria petrolífera global.

O banco de investimento Tudor, Pickering & Holt, especializado no setor petrolífero, identificou que 150 projetos foram adiados, resultando na suspensão, por tempo indefinido, de uma produção de 13 milhões de barris diários, equivalente a 15% do suprimento global. Uma parte expressiva dessa produção diferida vem de projetos em formações de areia betuminosa no Canadá, cuja extração é particularmente cara. Ainda segundo o banco, a produção no Ártico e projetos de exploração em águas profundas no Golfo do México e África também sofreram cortes (KENNEDY, 2015).

Em países como Venezuela, México, Nigéria e Argélia, as petrolíferas estão cancelando projetos de substituição de esgotamento dos poços de petróleo. De acordo com o banco britânico Barclays, a taxa de declínio médio do setor⁹, que geralmente é de 3% a 4% por ano, dobrou no ano passado. Pelas estimativas da Rystad, o setor de petróleo teria que substituir 34 bilhões de barris todos os anos para atender ao crescimento esperado no consumo. No entanto, projetos de investimento viabilizaram apenas 8 bilhões de barris em 2015.

Em relação às expectativas da demanda, a Agência Internacional de Energia, por meio do *Oil Market Report* publicado em 14 de junho de 2016, aumentou sua estimativa de crescimento da demanda mundial de petróleo para 1,3 milhão b/d para 2016, totalizando 96,07 milhões de b/d. Além do desempenho da China e da Índia, a melhoria das perspectivas de consumo de Turquia, Polônia e Holanda, contribuíram para um melhor prognóstico no crescimento da demanda global de óleo cru (IEA, 2016b).

Pelo lado da oferta, o IEA projeta que a produção de petróleo dos países não pertencentes à Opep apresentará redução de 600 mil b/d em 2016, após apresentar crescimento de 1,4 milhão b/d em 2015 (mesma previsão apontada no início de 2016). A maior incerteza, porém, continua relacionada à oferta de petróleo gerada pelos países da Opep.

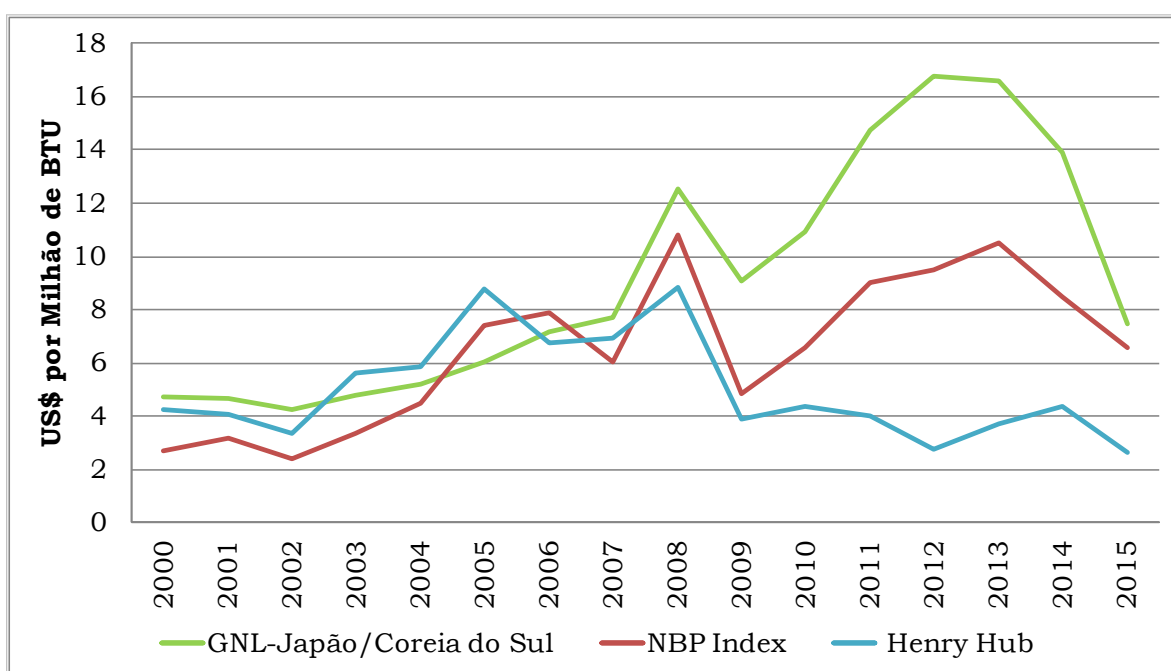
Por fim, o que se pode esperar, na continuidade do ano de 2016, é que os preços do petróleo reajam constantemente, neste ambiente de incerteza, aos fluxos de informações sobre as condições no mercado internacional, o que tende a se traduzir numa elevada volatilidade das cotações. Já o rumo dos preços dependerá, fundamentalmente, da correção (ou não) dos desequilíbrios existentes. A continuidade dos desequilíbrios atuais prevalecentes no mercado internacional do petróleo não cria uma perspectiva favorável para a recuperação dos preços. Neste sentido, faz-se necessário que o comportamento de variáveis centrais da oferta e demanda de petróleo se modifiquem significativamente para reverter este cenário.

⁹ A taxa de declínio médio mede a velocidade de queda na produção de óleo sem considerar intervenções nos poços ou novas perfurações.

2. PREÇOS DO GÁS NATURAL NO MERCADO INTERNACIONAL

Em 2015, os preços do gás natural apresentaram movimento declinante nos três principais mercados internacionais, seguindo a tendência de queda de 2014. O Gráfico 14 apresenta a trajetória dos preços do Henry Hub (EUA), do National Balancing Point (NBP) e gás natural liquefeito (GNL) importado no mercado *spot* por Japão e Coreia do Sul no período de 2000 a 2015.

Gráfico 14– Preços médios anuais dos três principais hubs de comercialização (2000-2015)



Fonte: ICE e Platts.

Conforme se observa no Gráfico 14, os preços dos três hubs analisados mantinham-se, até 2008, em níveis bastante semelhantes entre si, o que parecia corroborar a perspectiva de maior integração dos mercados regionais de gás natural, diante do crescimento do mercado de GNL e do aumento da competição *gas-to-gas* (ANP, 2012).

No entanto, a partir de 2009, com a revolução do *shale gas* nos EUA e o acidente nuclear de Fukushima, no Japão, os preços do gás natural passaram a seguir trajetórias divergentes entre si. De um lado, o aumento da oferta de gás natural nos EUA, na ausência de terminais de liquefação suficientes para elevar as exportações, fez com que os preços do Henry Hub caíssem. Já no mercado asiático, a necessidade japonesa de paralisar as operações de parcela relevante das usinas nucleares do país, cuja implicação era o aumento expressivo da demanda por GNL importado para o abastecimento de termelétricas, fez com que os preços do principal benchmark de GNL no mercado asiático saltassem de patamares próximos a US\$ 10 por milhão de BTU, em 2009, para níveis superiores a US\$ 16 em 2012.

Contudo, desde 2014, os preços dos principais benchmarks internacionais de gás natural passaram convergir novamente. A redução dos preços do petróleo, favorecendo a redução dos preços do gás natural nos contratos com cláusulas de indexação ao

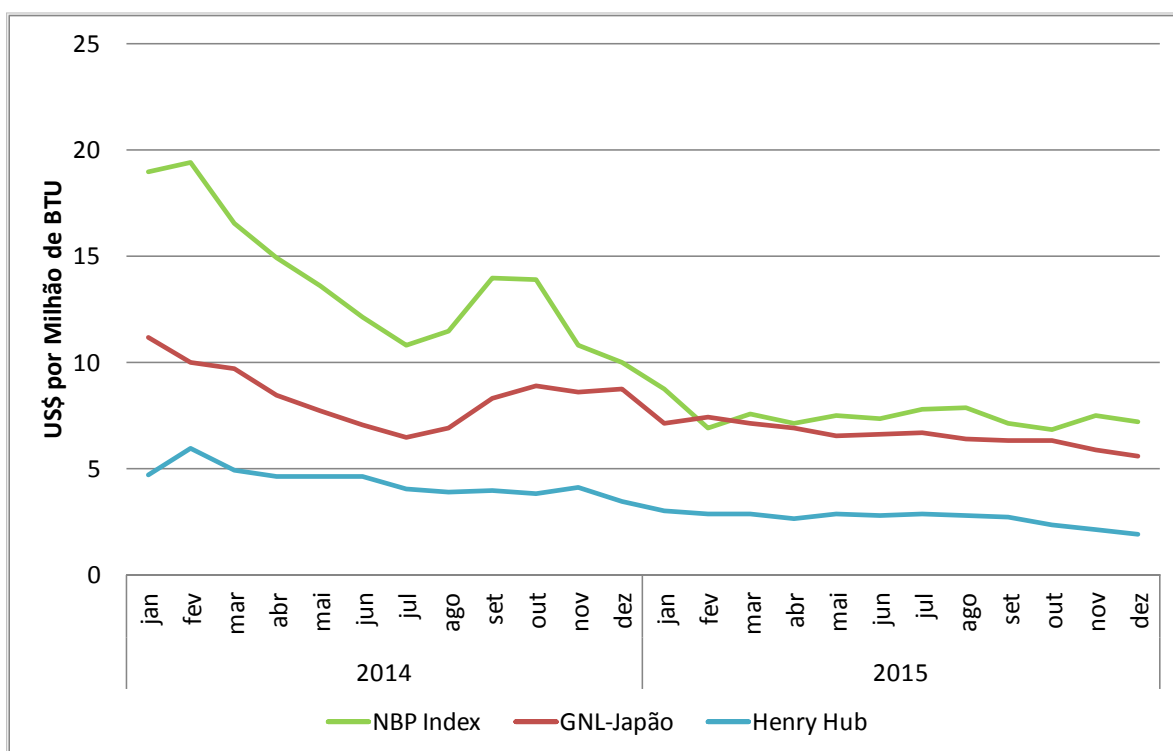
óleo, bem como a perspectiva de aumento da oferta de GNL no mercado internacional criaram as condições favoráveis à maior convergência de preços.

Em 2015, os três benchmarks apresentaram forte queda na cotação média anual quando comparada à média de 2014. O preço do Henry Hub foi cotado, em média, a US\$ 2,62 por milhão de BTU, queda de 40,08% em relação à média de US\$ 4,37 por milhão de BTU obtida no ano imediatamente anterior. Os preços do NBP, por sua vez, passaram de US\$ 8,49 para US\$ 6,56 por milhão de BTU, o que significa uma queda de 22,73% no período. No entanto, foi no mercado asiático que a queda média anual das cotações atingiu a maior proporção, com o preço do GNL saindo de US\$ 13,88, em 2014, para atingir a média de US\$ 7,44 por milhão de BTU em 2015, queda de 46,39%.

Destaca-se, ainda, que o preço do Henry Hub atingiu, na média do mês de dezembro, o menor valor desde 1999, cotado a US\$ 1,91 por milhão de BTU. Interessante apontar que tal fato ocorreu a despeito do crescimento da demanda por gás natural para a geração de eletricidade (6,42%), associada à redução do consumo nas residências (6,7%) e no comércio (4,4%), setores que tradicionalmente utilizam dessa fonte energética para aquecimento e calefação¹⁰ (EIA, 2016c). Tal redução dos preços só foi possível graças à expansão da oferta de gás natural ao longo do ano de 2015.

O Gráfico 15 mostra os preços médios mensais praticados nos últimos dois anos nos principais hubs de comercialização de gás natural.

Gráfico 15 – Preços médios mensais nos três principais hubs mundiais (2004-2005)



Fonte: ICE e Platts.

¹⁰ Esta redução no consumo para aquecimento ocorreu devido às temperaturas mais amenas no inverno na América do Norte.

O Gráfico 15 evidencia duas características presentes no mercado internacional de gás natural ao longo do ano de 2015: menor volatilidade dos preços médios mensais e continuidade – ainda que menos intensa - da trajetória de queda das cotações.

No que tange à primeira constatação, destaca-se que o ano de 2015 foi marcado por uma maior estabilidade nos preços, se comparado ao passado recente. Geralmente, os picos de preços, tal qual em 2014, tendem a estar associados às condições climáticas de cada região (tendo em vista a utilização do gás natural para aquecimento/refrigeração, seja diretamente ou por meio de produção de energia elétrica nas usinas térmicas) atingindo os maiores valores nos momentos em que a temperatura atinge o seu vale ou ápice anual, ou seja, nos meses de janeiro e fevereiro, no inverno, e nos meses de janeiro e fevereiro, no verão.

A despeito desse comportamento sazonal dos preços do gás natural, o ano de 2015 foi marcado por preços mais estáveis do que o observado nos anos anteriores, principalmente no mercado estadunidense e europeu, como pode ser observado pelo comportamento dos preços do *Henry Hub* e do NBP no Gráfico 15. Dois fatores têm influenciado o mercado de gás natural. O primeiro deles é a tendência de queda dos preços do petróleo ao longo do ano de 2015. O segundo fator refere-se à grande quantidade de plantas de GNL em construção associadas à baixa demanda asiática pelo energético. Associados a um inverno menos rigoroso, esses dois fatores trouxeram um comportamento de preços em 2015 sem a habitual sazonalidade nos preços.

Ademais, pode-se atribuir, em parte, a tendência de queda dos preços do gás natural à diminuição dos preços das commodities de maneira geral e, sobretudo, à queda das cotações internacionais do petróleo (EIA, 2016b). Ainda que as cotações dos três principais hubs não estejam diretamente ligadas ou vinculadas por mecanismos contratuais¹¹ aos preços do petróleo, por ser esta uma fonte energética substituta e pelo fato de, nos casos europeu e japonês, na coexistência de diferentes modalidades contratuais em mercados adjacentes, faz com que o gás natural tenda a ser influenciado pelas oscilações das cotações do óleo cru.

Cabe apontar, ainda, dois aspectos que caracterizaram o mercado de gás natural em 2015: a convergência de preços entre o NBP e o GNL para entrega no Japão e Coreia do Sul e a continuidade dos preços do *Henry Hub* em patamares historicamente baixos.

De acordo com as considerações mencionadas antes, a análise do comportamento do mercado de gás natural no ano de 2015 será dividida em duas subseções na presente publicação. A subseção 2.1 discorrerá sobre as alterações dos fundamentos que impactaram, ou que poder vir a impactar, o mercado de gás natural dos EUA em 2015, com destaque às contribuições das novas plantas de GNL para o comércio internacional desse produto. A subseção 2.2 será dedicada a análise do mercado

¹¹ No caso do Japão, os contratos de longo prazo de GNL são habitualmente indexados ao JCC - *Japan Customs-cleared Crude*, também conhecido como *Japanese Crude Cocktail*, representa os preços médio das importações de petróleo do país, mais especificamente, o JCC representa a média dos preços das vinte maiores importações de petróleo cru em termos de volume que desembarcaram no país em determinado mês. Não obstante, no caso da Europa cabe apontar que o maior ofertante individual de gás natural à região ainda é a Rússia, que utiliza, costumeiramente, a indexação aos preços do petróleo como uma forma de precificação. No entanto, é importante frisar que em virtude do excesso de GNL no mercado internacional, em tempos recentes, a imposição pela Rússia de cláusulas de indexação do gás natural ao petróleo tem enfrentado maior resistência por partes dos consumidores europeus.

européu e 2.3 ao mercado asiático, com destaque para o retorno em operação das usinas nucleares no Japão e seus impactos sobre a demanda de GNL.

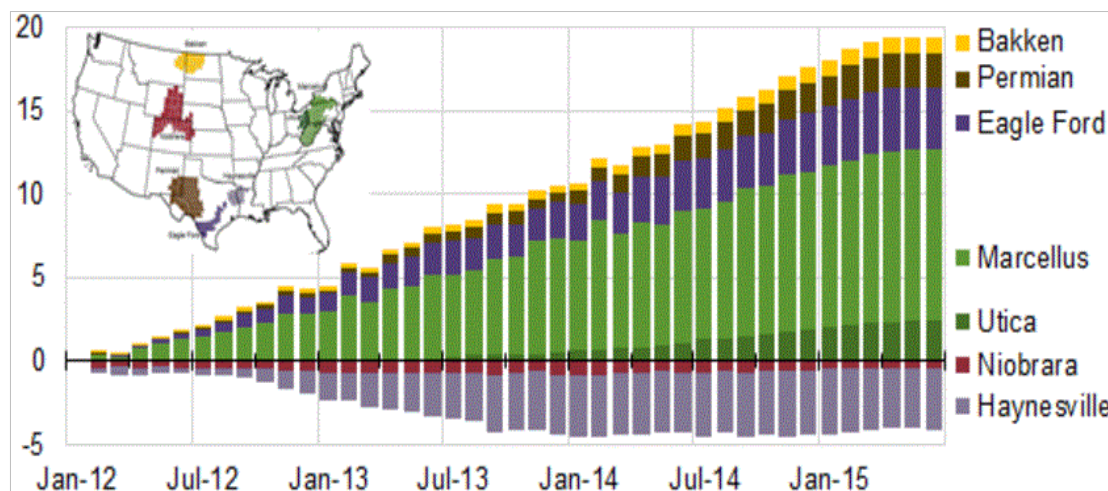
2.1 A dinâmica das condições de oferta e demanda de gás natural nos EUA

Em 2015, o balanço favorável entre oferta e demanda continuou a predominar nos EUA, o que permitiu que os preços do gás natural atingissem o menor patamar, na média anual, desde 1999.

De acordo com a EIA/DOE, a produção de gás natural nos EUA terminou o ano de 2015 com crescimento de quase 6,3% em relação ao ano anterior. Essa expansão da oferta doméstica ocorreu não obstante a redução da quantidade de sondas de perfuração em operação, de 300, em janeiro, para 168 sondas, em dezembro. Essa combinação de aumento de produção e redução de sondas em operação só foi possível em virtude do avanço tecnológico da atividade de perfuração de poços, cujo resultado foi a elevação da produtividade das áreas produtoras (EIA, 2016c)¹².

Não obstante, o crescimento da produção estadunidense está basicamente associado ao crescimento da produção em duas regiões: Utica e Marcellus¹³, conforme mostra o Gráfico 16, que ilustra o crescimento da produção das regiões de *shale gas* nos EUA desde 2012.

Gráfico 16 – Evolução da produção de Gás Natural nas regiões selecionadas – eixo vertical em bilhões de pés cúbicos



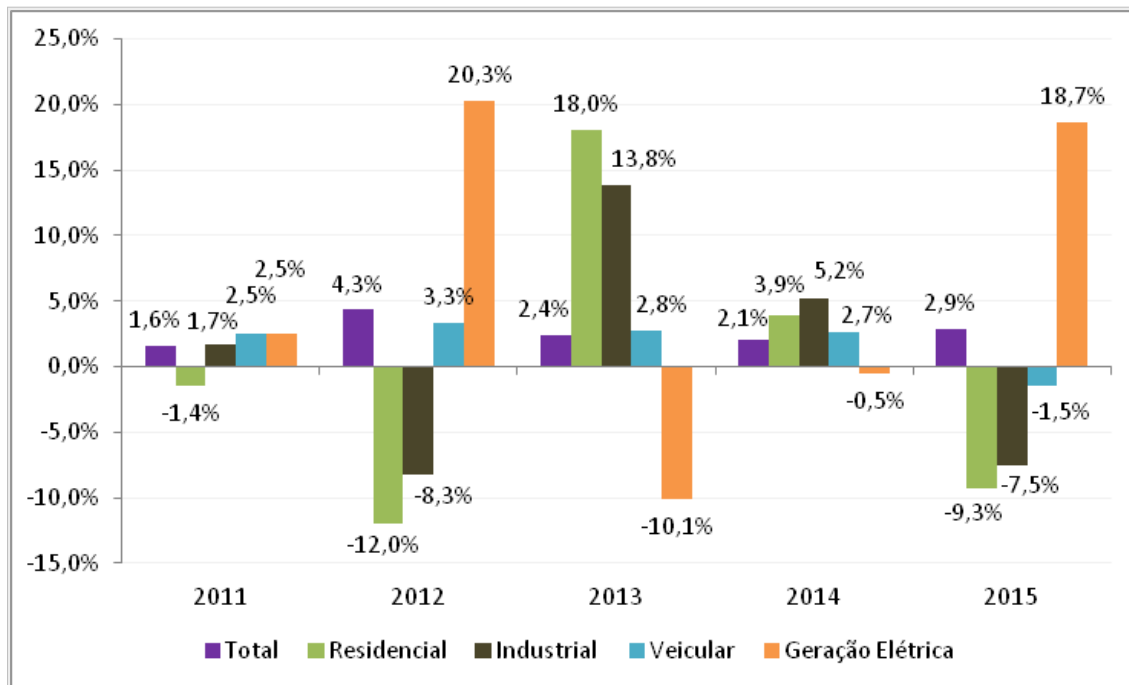
Fonte: EIA (2015b).

¹² Em janeiro de 2012, por exemplo, cada novo poço perfurado nessa região iniciou sua atividade com produção média de 90 mil m³ por dia. Em julho de 2015, por seu turno, a produção média diária dos novos poços atingiu 235 mil m³ (EIA, 2015b). Além disso, a produção dos novos poços nessa região atingiu, em janeiro de 2016, a média de 254 mil m³ por dia, o que representou crescimento de 282% da produção inicial dos de poços em 4 anos. Por fim, fortalecendo sua relevância para a condição de grande importância para a produção estadunidense, no mês de janeiro de 2016, a região de Marcellus foi responsável por 42,46% de toda a produção de gás natural proveniente das formações de *shale gas* nos EUA (EIA, 2016a).

¹³ Adicionalmente, válido ressaltar que Staub (2015), com base em informações da EIA/DOE, prevê que a formação de Marcellus será a de maior produção acumulada nas formações de *shale gas* dos EUA até o ano de 2040, o que ratifica a importância dessa formação, não apenas para a produção atual, como também para a produção futura do energético nos EUA.

Já o consumo de gás natural cresceu 2,9%, em 2015, na comparação com o ano anterior, somente por causa do aumento da demanda de gás natural pelas termelétricas, conforme mostra o Gráfico 17, que traz a variação do consumo anual por tipo de consumidor.

Gráfico 17 – Variação anual do consumo de gás natural nos EUA por setor – 2011 a 2015

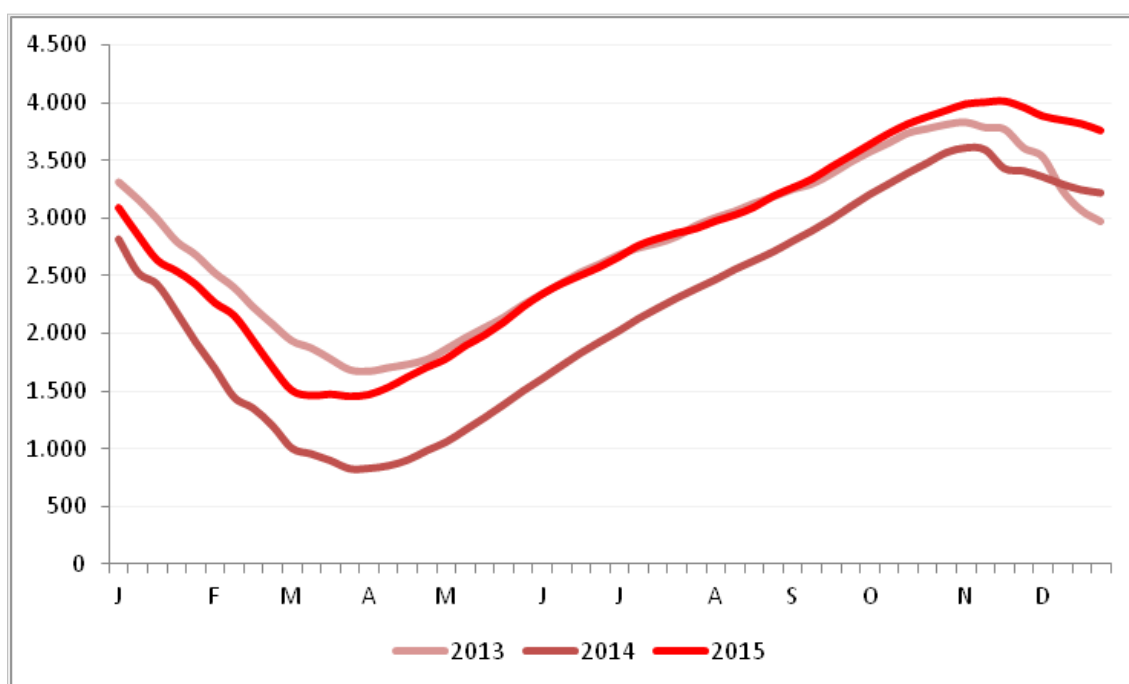


Fonte: EIA (2016i)

Como se pode observar, o consumo de gás natural destinado à geração elétrica cresceu 18,7% em 2015, em contraste com o forte declínio de 10,1% em 2014. Já os segmentos residencial e industrial tiveram redução do consumo de gás natural em 9,3% e 7,5%, respectivamente. Cumpre destacar que o setor que mais consome gás natural nos EUA é o de geração termelétrica, com 35,2% do consumo total no ano de 2015, seguido pelos setores industrial (27,3%); residencial (16,7%); comercial (11,6%); e veicular (1,2%).

Outro dado importante para explicar a relação entre a oferta e a demanda de gás natural nos EUA e, consequentemente, dos preços nesse mercado, são os níveis dos estoques de gás natural no país. O Gráfico 18 mostra o comportamento dos níveis dos estoques do produto no país desde 2013.

Gráfico 18 – Níveis dos estoques de gás natural nos EUA ao longo dos meses – 2013 a 2015



Fonte: EIA (2016h).

Ressalte-se que os estoques de gás natural cumprem uma função essencial para a redução da volatilidade dos preços da commodity, influenciada pela demanda. Normalmente, observa-se incremento da demanda por gás natural nos EUA nos meses de inverno no hemisfério norte, i.e., entre os meses de outubro e abril. Nesse sentido, entre esses meses observamos uma redução dos níveis dos estoques e, a partir de abril, o início da temporada de injeções para a recomposição desta reserva e sua utilização no próximo inverno. O Gráfico 18 ainda mostra que, apesar das habituais retiradas dos estoques em 2015 terem sido maiores do que as de 2013 e menores do que as de 2014, a partir de abril as reinjeções de gás natural nos estoques em 2015 foram as maiores nos últimos três anos.

2.2 O mercado europeu

O principal destaque no mercado europeu de gás natural em 2015 foi o primeiro aumento do consumo do energético nos últimos quatro anos. No ano, o consumo europeu de gás natural atingiu 426,3 bilhões m³, alta de 4,1% em relação a 2014 (EUROGAS, 2016).

Uma das explicações para isso foi o clima, com as temperaturas situando-se, em 2015, em níveis mais próximos da média histórica, ao contrário de 2014: na maioria dos países a demanda residencial por gás natural apresentou elevação. Além disso, a recuperação econômica de países como República Tcheca, França e Eslováquia impulsionou a demanda pelo segmento industrial (EUROGAS, 2016).

Já no segmento de geração de energia elétrica, os resultados variaram significativamente de acordo com o país. No Reino Unido os preços mais baixos do NBP favoreceram a maior demanda por gás no setor elétrico, ao passo que na Itália e na Grécia o aumento do uso do ar condicionado impulsionou a geração termelétrica

nestes países. Já a redução dos preços do carvão resultou na queda do consumo do gás natural na Holanda, na Alemanha e na Irlanda (EUROGAS, 2016).

Considerando os seis principais mercados consumidores dentre os 28 países do bloco europeu, apenas na Holanda houve queda do consumo (-0,8%), ao passo que Alemanha (4,7%), Itália (9,1%), Reino Unido (0,4%), França (7,8%), Espanha (4,4%) apresentaram crescimento (EUROGAS, 2016).

No entanto, é importante frisar que o consumo total ainda está abaixo dos níveis observados entre 2009-2013, demonstrando que a economia europeia ainda não retomou os níveis anteriores de consumo do produto. O aumento das fontes renováveis na matriz energética (como solar e eólica) são os principais fatores que explicam a redução do consumo de gás natural no período.

Pelo lado da oferta, verificou-se retração na produção de gás natural no continente europeu e a subsequente elevação das quantidades importadas para satisfazer a demanda do energético (EC, 2015). Cumpre ponderar que o crescimento das importações foi baseado na elevação dos volumes de gás entregues ao mercado europeu via gasodutos, reduzindo os volumes entregues via GNL. Essa escolha pelo gás natural entregue via gasodutos foi resultado da forma de precificação predominante nos contratos firmados entre as partes, que ainda hoje são de longo prazo, tendo seus preços vinculados ao petróleo. Tais contratos possuem uma parcela fixa e outra parcela que pode ser negociada conforme a decisão do demandante. Nessa perspectiva, a queda das cotações incentivaram os importadores de gás natural a optarem pelos volumes adicionais a que têm direito nos contratos de longo prazo, o que tem contribuído com o aumento dos volumes de gás natural para satisfazer a demanda do continente europeu.

Em relação ao fornecimento de GNL ao mercado europeu, em recente pesquisa realizada pelo órgão regulador do Reino Unido, restou demonstrada uma tendência de importação de cargas baseadas em contratos de curto prazo, em detrimento aos contratos de prazo mais longo. Segundo a pesquisa, realizada em outubro de 2014, o Reino Unido contava com contratos de fornecimento de GNL de longo prazo equivalentes a 40 bilhões de m³, quantidade suficiente para atender cerca de metade de sua demanda. Entretanto, considerando somente os volumes firmes dos contratos de longo prazo, o volume cai para cerca de 16 bilhões de m³ em 2016 e, devido ao vencimento dos contratos, a quantidade firme cairá para cerca de 5 bilhões de m³ em 2017, indo a zero em 2026 (OFGEM, 2015).

Quando associadas todas as tendências relatadas, fica caracterizada a disposição dos agentes do mercado e dos reguladores, a uma maior exposição do seu mercado de gás natural ao mercado *spot*, tanto de cargas de GNL quanto dos volumes importados por meio dos gasodutos. Essa tendência à maior exposição dos demandantes e dos mercados aos preços determinados pelo mercado *spot* e, conseqüentemente, aos preços determinados pela interação entre oferta e demanda ocorre justamente em um momento de elevação do consumo do produto no continente europeu.

Em relação à estocagem de gás natural, no fim de 2015 os níveis armazenados foram os maiores, desde o começo da série histórica iniciada em 2010, nesta base de comparação, tendo alcançado 65 milhões de m³, alta de 6,7% em comparação a 2014 (IGU, 2015). Tal comportamento é explicado pelas temperaturas mais amenas e pela oferta de preços mais baixos do gás natural.

Destaca-se, por fim, que o processo de constituição de *hubs* na Europa continental aparenta ter entrado numa fase de consolidação. Segundo relatório disponibilizado pela empresa Trayport, no mês de dezembro de 2015, os volumes de gás natural transacionados no *hub* TTF¹⁴ ultrapassaram, pela primeira vez na história, os volumes transacionados no NBP¹⁵. Segundo a empresa, o volume transacionado no TTF foi 112% superior ao do NBP em dezembro de 2015 (1,201 TWh no TTF) (TRAYPORT, 2015).

2.3 Mercado asiático

O mercado asiático, acompanhando o mercado europeu e estadunidense, porém de forma mais intensa, registrou queda dos preços do gás natural em 2015, o que consolidou a tendência à redução do spread em relação ao mercado europeu.

Três assuntos podem ser destacados como fatores de influência para a estrutura do mercado asiático: a) elevação da oferta de GNL pelos EUA e Austrália; b) baixo crescimento da demanda de gás natural dos países asiáticos, notadamente da China e da Índia; e c) a retomada da produção de energia elétrica a partir das centrais nucleares no Japão;

Quanto à oferta de GNL, segundo consultoria Wood Mackenzie em 2015 houve aumento da disponibilidade de volume de gás em 1,6%, atingindo 250 milhões de toneladas. Esse aumento - em grande parte decorrente da entrada em operação de novas plantas de liquefação na Austrália - mais que compensou a redução da oferta do Iêmen, motivada pelo fechamento temporário da planta de liquefação por questões de segurança¹⁶.

No entanto, no mesmo período, o consumo de gás natural passou a crescer a um ritmo mais lento, com impactos imediatos sobre o mercado de GNL. A China, por exemplo, apresentou crescimento no consumo de gás de 3,7% em 2015, após sucessivos anos crescendo na casa dos dois dígitos. A combinação de aumento da produção doméstica e das importações via gasodutos fizeram com que a demanda por GNL pelo país asiático caísse 1% no período, na comparação a 2014. Tal comportamento de queda das importações de GNL foi ainda mais intenso no Japão e Coreia do Sul, com quedas de 4% e 11%, respectivamente. Vale destacar que a Ásia representa mais de 70% do consumo mundial de GNL (DAWSON, 2016).

¹⁴ *Title Transfer Facility*, ponto de comércio virtual de gás natural na Holanda.

¹⁵ Enquanto a Platts noticiou que a ultrapassagem ocorreu em julho de 2015, quando o TTF comercializou um volume total de 1,385 TWh, ligeiramente superior ao volume de 1,353 TWh comercializado pelo NBP, a ICIS informou que em julho quase ocorreu a ultrapassagem (houve uma diferença de 51TWh em favor do NBP), porém indicou que a ultrapassagem ocorreria no mês de agosto. A agência ICIS ainda destacou que a diferença no início do ano de 2015 era de 672 TWh, demonstrando a velocidade de crescimento no número de transações efetivadas no TTF frente à estabilização que NBP vem observado. Porém, segundo a metodologia adotada pela Trayport, essa ultrapassagem só ocorreu em dezembro de 2015. Como a Comunidade Europeia reporta os dados relativos aos volumes comercializados dessa última empresa, optou-se pelos dados divulgados Trayport em detrimento dos dados divulgados pela Platts e ICIS. Não obstante à discussão sobre a metodologia ou a fonte de informação a ser utilizada, o mais importante a ser destacado é tendência de crescimento apresentada pelo TTF, e da ultrapassagem dos volumes comercializados por esse último hub em relação ao NBP (ICIS, 2015); (PLATTS, 2015).

¹⁶ Conforme nota emitida pela empresa operadora, a Yemem LNG, a planta de liquefação será fechada devido às questões de segurança, motivo pelo qual a empresa interrompeu todos os contratos de fornecimento de GNL, alegando motivo de força maior (YEMEN LNG, 2015). A motivação para a interrupção foi o conflito interno no Iêmen em conjunto aos ataques promovidos pela coalizão liderada pela Arábia Saudita aos rebeldes houthis (CLARK; HONG, 2015). A planta do Iêmen conta com uma capacidade de liquefação de 23,86 milhões de m³/dia. Até o fim do ano de 2015, a planta de liquefação não havia retomado as operações.

No caso específico do Japão, desde setembro de 2013 houve o desligamento de todas as centrais nucleares – em decorrência do acidente nuclear Fukushima Daiichi¹⁷ de 2011 –, o que gerou pressões de custos sobre a energia. Tais efeitos negativos fizeram com que em agosto de 2015 fosse retomada¹⁸ a produção de eletricidade com base na energia nuclear, iniciando-se pelo reator nuclear de Sendai, pertencente à empresa Kyushu Electric Power. Em outubro de 2015, a empresa iniciou a operação do segundo reator nuclear na mesma cidade (FRANCE-PRESSE, 2015).

Além disso, foi autorizada a retomada de dois outros reatores nucleares próximos à cidade de Takahama¹⁹ em fevereiro de 2015²⁰. Após briga judicial com moradores da região, a empresa espera iniciar o reator em fevereiro de 2016. O recomeço da operação do reator de Takahama é considerado estratégico²¹ para o governo e para as geradoras nucleares no Japão, pois a região ao redor da Baía de Wakasa abriga outras 13 centrais nucleares (ITO, 2016).

No entanto, a relação entre do retorno à operação das usinas nucleares e redução da demanda de GNL pelas termelétricas japonesas não é automática, pelo menos no médio e longo prazo. A necessidade de redução dos gases causadores do efeito estufa pode se traduzir na redução da produção de energia elétrica das térmicas movidas a carvão, em favor das termelétricas a gás natural (EC, 2015). Na avaliação da consultoria Eclipse, pertencente à Platts, a demanda japonesa por GNL em 2020 cairá em 10,4% na comparação com os níveis verificados em 2014, em decorrência do acionamento das usinas nucleares quanto pelo aumento de participação de fontes renováveis na matriz energética japonesa.

A combinação de maior oferta de GNL pela Austrália e menor crescimento da demanda fez com que o fluxo de cargas direcionadas da região do Atlântico para o Pacífico caísse 16%, o que contribuiu decisivamente para a redução do diferencial de preços entre o mercado asiático e europeu.

Em relação às perspectivas do mercado global de gás natural, o desenvolvimento da indústria de liquefação de gás natural deverá ser um dos pilares desse mercado daqui em diante. As movimentações de GNL no mundo em 2014 já corresponderam a cerca de 10% do consumo mundial de gás, enquanto as movimentações por gasodutos internacionais corresponderam a 19,6% desse total ²²(BP, 2015).

¹⁷ Após o acidente nuclear de Fukushima, todos os 48 reatores nucleares japoneses foram desligados, fato que aumentou a dependência japonesa da geração de eletricidade por meio de combustíveis fósseis, principalmente de GNL (METI, 2014).

¹⁸ Após o acidente nuclear o Japão precisou buscar alternativas nos combustíveis fósseis, mormente o gás natural e o carvão, como forma de garantir a demanda energética do país. Tal evento elevou substancialmente as importações desses energéticos pelo país, resultando em um déficit comercial na balança de pagamentos, além de ter elevado o custo de geração da energia elétrica no país (METI, 2014).

¹⁹ Na área da baía de Wakasa, operados pela Kansai Electric Power

²⁰ Antes de autorizar o reator de Takahama, a NRA já havia autorizado a retomada da operação do reator de Ikata, operado pela empresa Shikoku Electric Power Co. Veja: (THE JAPAN TIMES, 2015)

²¹ O tema foi debatido na sociedade japonesa, tendo diferentes opiniões quanto ao reinício dos reatores nucleares. Para uma discussão sobre o assunto, veja: (THE ASAHI SHIMBUN, 2015).

²² Destaca-se que as percentagens foram obtidas ao se considerar os seguintes números: consumo mundial de 3,393 trilhões de m³; transporte por gasodutos de 663,9 bilhões de m³; e transporte por GNL de 333,3 bilhões de m³.

O ano de 2014 terminou com uma capacidade mundial de liquefação de aproximadamente 1,07 trilhão de m³/dia de gás natural²³ e já estão em construção 456 milhões de m³/dia. A maior parte desta capacidade em construção estava situada na Austrália (205,15 milhões de m³/dia), EUA (157 milhões de m³/dia), Rússia (58,76 milhões de m³/dia) e Indonésia (8,9 milhões de m³/dia). É esperado que todos os projetos de plantas de liquefação em construção na Austrália estejam concluídos no ano de 2018, enquanto nos EUA a conclusão dos projetos deve perdurar até meados de 2020 (IGU, 2015)²⁴.

A Tabela 1 traz as perspectivas em relação à entrada de novas plantas de liquefação no mundo, bem como aponta as principais regiões que irão contribuir com nova capacidade de liquefação até o ano de 2020.

Tabela 1 - Capacidade de liquefação atual e projetada para os anos selecionados (milhões de toneladas por ano)

Região	2008	2014	2020 - previsão	% de crescimento 2008-2014	% de crescimento 2014-2020
África	58,7	69,9	69,9	19%	0%
Ásia Pacífico	81,2	95,3	158,1	17%	66%
Europa	3,4	4,2	4,2	24%	0%
América Latina	15,5	20	20,5	29%	3%
América do Norte	1,5	1,5	44,1	0%	2840%
Oriente Médio	46,8	100,8	100,8	115%	0%
TOTAL	207,1	291,7	397,6	41%	36%

Fonte: IGU (2015).

Com base na Tabela 1 observa-se que, em 2020, a região asiática passará a ser a maior contribuidora para a capacidade de liquefação mundial. O maior crescimento na capacidade de liquefação irá ocorrer na região da América do Norte, que adicionará mais 40 milhões de toneladas por ano, equivalente à metade da capacidade do Oriente Médio em 2014. Esse crescimento é o resultado da construção de cinco plantas de liquefação nos EUA²⁵.

Dentre as plantas de liquefação em construção nos EUA, a única que já concluiu a primeira fase de implantação é Sabine Pass, planta situada na costa do Golfo do México, no estado da Louisiana. A primeira fase do empreendimento, que conta com sete fases no total, iniciou o primeiro carregamento de GNL da história do Golfo do

²³ Para efetuar as conversões de milhões de toneladas anuais para metros cúbicos por dia, foi utilizado um fator de conversão de 1 ton = 1,300 m³, adicionado do fato de que o ano contém 365 dias. Tal fator pode ser obtido em: (IGU, 2011)

²⁴ As recentes descobertas de gás natural na costa oeste da África – sobretudo em Moçambique e Tanzânia – parecem ser bastante promissoras no sentido de fomentar investimentos nas plantas de GNL. Estima-se, atualmente, que Moçambique possa contribuir com plantas de liquefação com capacidade de até 97,94 milhões de m³/dia. Já no caso da Tanzânia, a estimativa é de que a capacidade de liquefação atinja até 71,23 milhões de m³/dia (IGU, 2015).

²⁵ São elas: Sabine Pass (capacidade total de 80,13 milhões de m³/dia); Freeport (53,42 milhões de m³/dia, início da operação previsto para 2018); Cove Point (18,87 milhões de m³/dia; início da operação previsto para 2017); Corpus Christi (32,05 milhões de m³/dia, início da operação previsto para 2018); e, Cameron (48,08 milhões de m³/dia, início da operação previsto para 2018).

México em 12 de janeiro de 2016²⁶. Tal cenário – considerando o tamanho das plantas em construção – vem alterando a posição dos EUA no mercado de gás natural, de importador para exportador de GNL. Além disso, insere a perspectiva de que, até 2020, o país irá tornar-se um dos principais *players* fornecedores do mercado mundial de GNL ao atingir a terceira posição no fornecimento de GNL, atrás somente da Austrália e do Qatar (CROOKS, 2016).

Outra localidade que chama a atenção pelo crescimento na capacidade de liquefação é a região do Pacífico. Da análise da Tabela 1, observa-se que, o crescimento em termos absolutos da capacidade de liquefação irá transformar a região na maior fornecedora de GNL do mundo até 2020. Dentre os países da região que contribuirão para aumentar a oferta de GNL destaca-se a Austrália, de cujos projetos de estrutura de liquefação em andamento, dois já iniciaram a sua operação em 2015: Santos Gladstone LNG²⁷ e Pacific LNG²⁸, com capacidade de liquefação de a 32 milhões de m³ por dia e 27,78 milhões de m³/dia, respectivamente (AUSTRALIA PACIFIC LNG, 2016; SANTOS GLNG, 2016)²⁹.

2.4 Contexto brasileiro

Durante o ano de 2015, houve ligeira queda no consumo aparente de gás natural no Brasil, associada, sobretudo, a dois fatores. O primeiro está relacionado à queda do PIB, resultado da redução da atividade econômica no país em 2015³⁰. O segundo fator se refere à queda da demanda energética³¹ ocasionada, em grande parte, pela

²⁶ Característica similar entre todas as unidades de liquefação estadunidenses em construção é a venda da capacidade de liquefação a terceiros, o que torna as empresas construtoras meramente prestadores de serviços de liquefação do gás natural. A primeira fase do projeto de Sabine Pass, por exemplo, foi totalmente vendida para o grupo BG ainda em 2011 por um período de 20 anos, enquanto os demais projetos tiveram as suas capacidades de liquefação vendidas para grupos europeus e asiáticos. Porém, após 2014, a redução dos preços do GNL e do petróleo no mercado internacional influenciaram os agentes do mercado, diminuindo investimentos e compromissos financeiros futuros, reduzindo o apetite desses agentes por nova capacidade de liquefação no mercado estadunidense e mundial (CROOKS, 2016).

²⁷ O projeto é conduzido pelas empresas Santos, Petronas, Total e Kogas, cujos investimentos somam US\$ 18,5 bilhões.

²⁸ O projeto é conduzido pelas empresas ConocoPhillips, Origin Energy e Sinopec, num investimento de US\$ 17 bilhões.

²⁹ Os dois referidos projetos estão localizados na ilha de Curtis, na costa leste da Austrália. A origem do gás natural de ambos os projetos também é a mesma, baseando-se em campos nas bacias de Surat e Bowen e em jazidas que produzem a partir de formações de coal bed methane. Os campos produtores do projeto de Gladstone estão mais próximos à costa, uma vez que a empresa construiu 420 km de gasoduto para o escoamento da produção dos campos até a planta de liquefação, enquanto o projeto da Pacific construiu um gasoduto de 530 km de extensão (AUSTRALIA PACIFIC LNG, 2016; SANTOS GLNG, 2016). Outra diferença entre os dois projetos foi o término das obras. O projeto de Gladstone inaugurou a sua primeira fase em setembro de 2015 e seu primeiro carregamento ocorreu em outubro do mesmo ano, tendo como destino a Coreia do Sul. A segunda fase do projeto está prevista para iniciar as operações no último trimestre de 2016 (THE OBSERVER, 2015). Já o projeto Pacific iniciou a liquefação de gás natural em dezembro de 2015 e exportou a sua primeira carga de GNL em janeiro de 2016. A empresa ainda prevê que até o fim de 2016 irá inaugurar a segunda fase de seu projeto (AUSTRALIA PACIFIC LNG, 2015, 2016).

³⁰ O indicador utilizado pelo Banco Central do Brasil – BCB, como prévia da variação do PIB, o Índice de Atividade Econômica do Banco Central - IBC-Br, teve uma variação negativa de -4,11% em dezembro de 2015 quando comparado com o mesmo período do ano imediatamente anterior. (BCB, 2016)

³¹ Conforme os valores divulgados pelo Operador Nacional do Sistema – ONS, a evolução de carga mensal, quando comparada ao mês do ano anterior, só apresentou valores positivos para as cargas de janeiro e março de 2015. Assim, quando observada a carga total do Sistema Integrado Nacional – SIN, ao longo do ano de 2015, foi -1,81% menor do que o apresentado no ano de 2014 (ONS, 2016).

pluviosidade acima da média histórica no período chuvoso. As chuvas foram suficientes para elevarem os níveis dos reservatórios das hidrelétricas, fato que reduziu a demanda por geração de energia a partir das termoeletricas movidas a gás natural³².

No geral, a demanda média pelo gás natural ao longo de 2015 apresentou queda, quando comparada ao ano de 2014. Enquanto que em 2015 o sistema consumiu o equivalente a 98,63 milhões m³ por dia, em 2014 a demanda foi de 99,26 milhões m³ por dia, retração de menos de 1%. Essa leve queda do consumo pode ser explicada pelo comportamento do setor de geração elétrica.

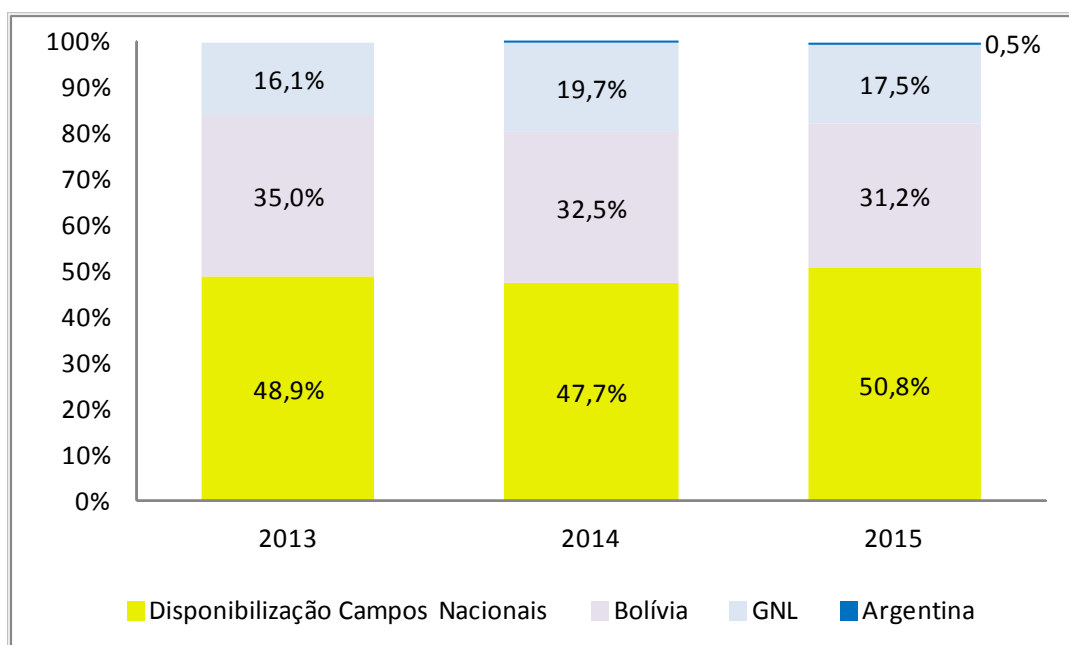
A despeito da recessão do ano de 2015, a demanda de gás natural pelo setor industrial no ano supracitado apresentou incremento, ainda que discreto na comparação entre a demanda média de 2014. Enquanto a demanda média situou-se em 43,61 milhões m³ por dia em 2015, em 2014 foi de 42,98, representando elevação de 1,46%. Nesse segmento, o mês de agosto destacou-se com a maior média de consumo em 2015, quando atingiu 45,54 milhões m³ por dia. A partir desse mês, o setor industrial iniciou consistente trajetória de queda, atingindo, em dezembro, o menor consumo no ano, de 37,90 milhões m³ por dia. Com base nisso, projeta-se para 2016 continuidade no arrefecimento da demanda desse setor, caso mantenha-se a perspectiva de recessão para a economia nacional.

A demanda de gás natural para a geração termoeletrica apresentou, em 2015, leve contração quando comparada a média anual de 2014. Enquanto a média de consumo anual em 2015 atingiu 45,90 milhões m³ por dia, em 2014 o consumo médio foi de 46,84 milhões m³. O pico do consumo de gás natural para a geração de energia elétrica ocorreu em março de 2015, quando alcançou o patamar de 50,86 milhões m³ por dia. A partir desse pico ocorreram pequenas variações, porém dentro de uma tendência de queda do consumo nesse segmento. Mantendo a trajetória iniciada em 2014, o consumo médio diário de gás natural pelo setor de geração termoeletrica se manteve como o principal consumidor do Brasil ao longo do ano de 2015, ainda que durante alguns meses, o consumo do setor industrial tenha sido maior do que a demanda do setor de geração termoeletrica (MME, 2015).

A queda na demanda por gás natural associada à elevação da produção dos campos nacionais gerou modificações na participação das fontes de suprimento da demanda nacional de gás natural. Tais efeitos são observados no Gráfico 19.

³² Ainda em agosto de 2015, a reunião realizada pelo Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE deliberou pelo fim do despacho de 21 usinas termoeletricas. Essas usinas são as com maior preço unitário de geração, acima de R\$ 600 MWh (CMSE, 2015).

Gráfico 19 - Participação, por origem, do gás natural disponibilizado ao mercado nacional (2013 a 2015)



Fonte: MME (2015).

Da análise do Gráfico 19, destaca-se, enquanto em 2014 a disponibilização de gás natural pelos campos nacionais atingiu média diária de 48,30 milhões m³, em 2015 o volume produzido alcançou 52,15 milhões m³. Essa elevação de disponibilidade, somada à pequena queda na demanda, impulsionou a participação do gás natural produzido em território nacional para atender o mercado doméstico, fazendo com que essa origem atingisse 50,84% do suprimento total do consumo.

Ademais, a elevação da oferta de gás natural por parte dos produtores nacionais está diretamente relacionada ao aumento da produção dos campos brasileiros. Cumpre destacar que a produção brasileira, em dezembro de 2015 atingiu o volume recorde de 100,4 milhões m³ por dia. O aumento da produção de gás natural resulta do desenvolvimento das jazidas do pré-sal que têm demonstrado expressiva produtividade.³³ (ANP, 2015b).

Como consequência da referida elevação da oferta de gás natural pelos produtores nacionais, houve redução das importações do energético. Assim, tanto as importações originadas da Bolívia como as de GNL apresentaram queda na média mensal ao longo do ano de 2015. Enquanto em 2014 foram importados, na média diária, 32,9 milhões m³ de gás natural da Bolívia, em 2015 tal volume atingiu 32 milhões m³, queda de 2,61%. A queda do volume das importações reduziu a importância do gás para o suprimento da demanda doméstica, saindo de uma fatia de 32,47% do consumo nacional, em 2014, para 31,22% em 2015.

No cenário de redução das importações de gás natural em 2015, a queda mais acentuada foi referente às de GNL. Enquanto em 2014 a média diária de liquefação atingiu o volume diário de 19,92 milhões m³, em 2015 a média foi de 17,94 milhões

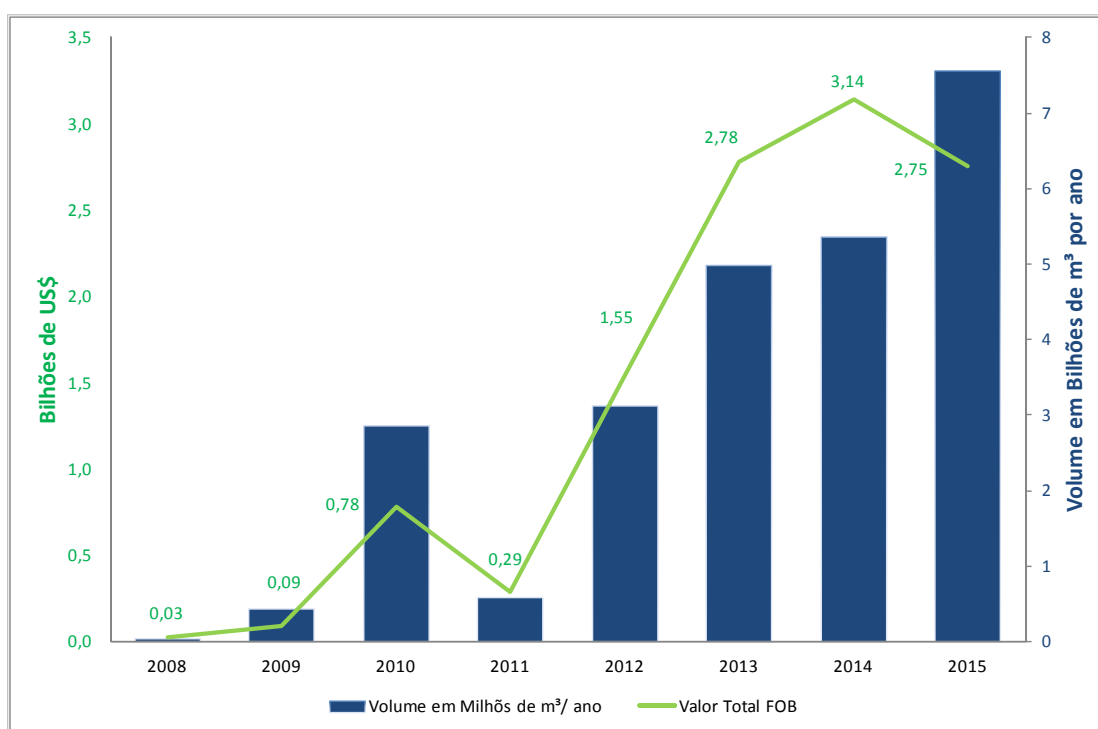
³³ Em dezembro de 2015, entre os maiores poços produtores de gás natural, destacavam-se Lula e Sapinhoá, localizados no pré-sal, que contabilizaram 16 dentre os 30 maiores poços produtores de gás natural do Brasil (ANP, 2015b).

m³, queda de cerca de 10%. Este declínio dos volumes regaseificados de GNL reduziu a importância do GNL para o suprimento nacional de gás natural, saindo de 19,67% em 2014 para 17,92% em 2015. Essa foi a primeira queda nos volumes médios regaseificados de gás natural desde 2008, quando do início da operação dos terminais de regaseificação brasileiros.

Por fim, houve incremento marginal nos volumes importados de gás natural provenientes da Argentina, cujas vendas totais ao mercado brasileiro representam menos de 1% da demanda total nacional. Os fluxos de gás provenientes da Argentina se concentraram entre os meses de fevereiro e maio, não sendo observadas movimentações nos demais meses de 2015, fato que mitigou participação anual dessa origem.

Com o objetivo de observar as movimentações de GNL realizadas no Brasil, foi elaborado o Gráfico 20, que demonstra os volumes e os gastos incorridos com as importações de GNL do país.

Gráfico 20 - Volume de importações de GNL e valores totais gastos³⁴ (2008 a 2015)



Fonte: MDIC (2015).

O Gráfico 20 demonstra que, a despeito da elevação dos volumes importados, houve nítida queda dos valores pagos pelas cargas de GNL. Enquanto em 2014 a regaseificação de 5,36 bilhões de m³ ao longo do ano custou US\$ 3,14 bilhões, em 2015 7,56 bilhões de m³ regaseificados custaram US\$ 2,75 bilhões.

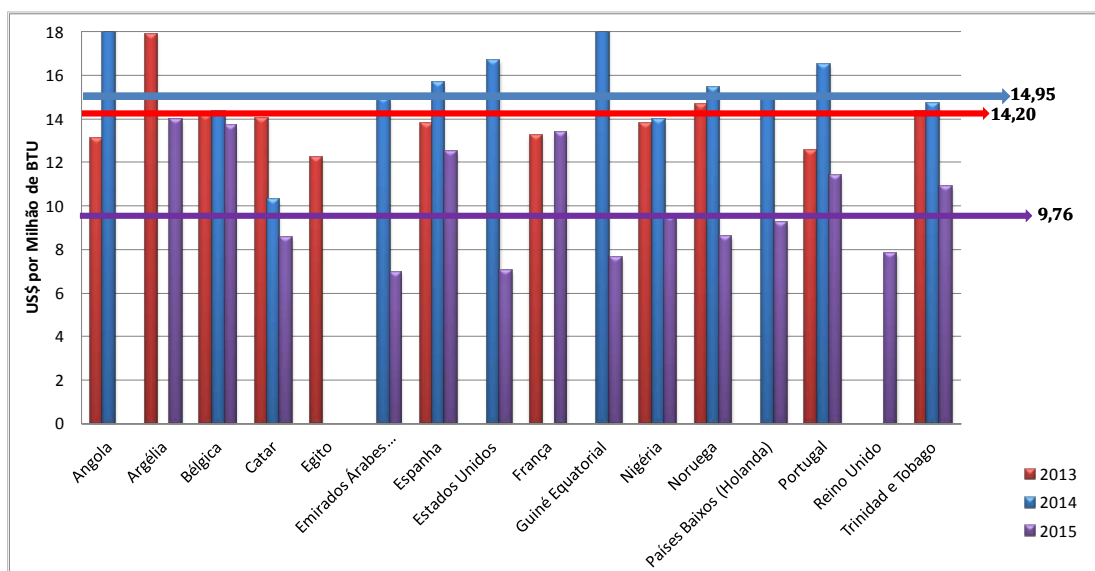
Ademais, os dados de desembaraço de cargas mostram que, pela primeira vez desde a abertura dos terminais de regaseificação, houve uma destinação maior da quantidade de cargas ao porto da Bahia, em detrimento do porto do Rio de Janeiro. Em 2014 o

³⁴ Nesse aspecto, é importante destacar que a base de dados utiliza-se da metodologia de desembaraço de cargas e, portanto, não leva em consideração o momento da regaseificação do GNL. Isso pode explicar a diferença entre os volumes importados e, portanto, desembarçados de GNL quando comparados aos volumes efetivamente regaseificados ao longo de 2015.

porto da Bahia – em seu primeiro ano de operação – foi responsável por 20,71% das cargas de GNL destinadas ao Brasil, enquanto o terminal carioca respondeu por 66,02%. Já em 2015, o terminal carioca foi responsável por 30,66% enquanto o terminal baiano foi responsável por 46,02%.

O Gráfico 21 exibe os preços médios anuais das importações de GNL concretizados pelo Brasil, bem como o preço médio ponderado por volume de importações total.

Gráfico 21 - Preços médios das importações brasileiras de GNL, por país de origem (2012 a 2015)



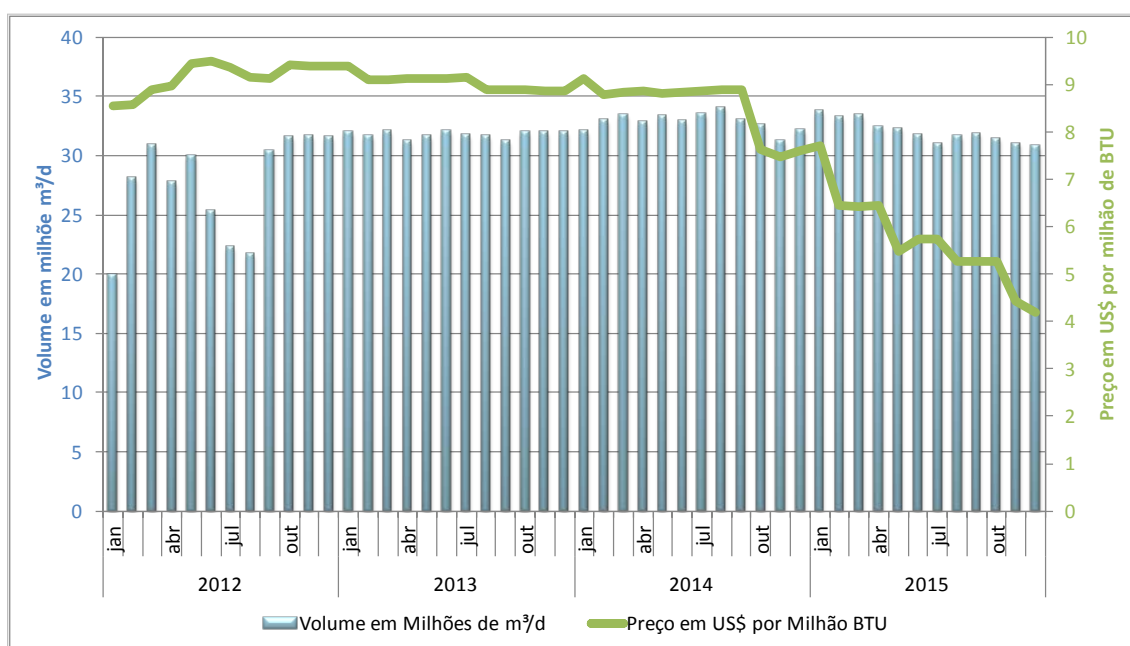
Fonte: MDIC (2015).

Da análise do Gráfico 21, observamos que houve uma nítida queda das cotações médias no ano de 2015. O ano de 2014 teve o maior preço médio anual da série – US\$ 14,95 por milhão de BTU; já o ano de 2015 apresentou um valor médio de US\$ 9,76 por milhão de BTU, queda de 34,71% em comparação ao ano anterior.

O ano de 2015 não trouxe novidades em relação aos países de origem das cargas de GNL. A maior quantidade de cargas permaneceu oriunda da Nigéria (27,41%), seguida por Trindade e Tobago (22,93%), Catar (19,09%) e Noruega (11,93%).

Quanto às importações brasileiras de gás natural por meio dos gasodutos internacionais, registrou-se queda dos volumes importados da Bolívia associados à redução das cotações do gás natural. O Gráfico 22 analisa os volumes importados da Bolívia e os preços praticados.

Gráfico 22 - Volume de importações e preços do gás natural importado da Bolívia³⁵ (2012 a 2015)



Fonte: MDIC (2015) e MME (2015).

A análise do Gráfico 22 demonstra dois importantes movimentos: a queda dos volumes importados de gás natural e a dos preços associados. As importações da Bolívia iniciaram trajetória de queda ainda em março de 2015 e, terminando o ano com um volume médio diário próximo aos 30 milhões m³. Já a tendência declinante dos preços do gás boliviano para o Brasil intensificou-se nos últimos meses de 2014. Essa queda está associada tanto às cláusulas de *make-up*³⁶ quanto à indexação (com defasagem) aos preços de uma cesta de óleos combustíveis, que apresentaram redução no ano de 2015, seguindo de perto o comportamento dos preços do petróleo. Assim, a queda das cotações do petróleo tende a refletir, ainda que algum grau de defasagem, no preço pago pelo produto.

³⁵ Destaca-se que os dados obtidos em dezembro de 2015 para a série de importações (volume em kg), estavam anormalmente altos (cerca de 45% superiores à média de 2015). Assim, para efetuar o cálculo do preço em dezembro de 2015, desconsiderou-se o volume obtido pelo site Aliceweb e considerou-se o volume médio de importação entre janeiro de novembro de 2015.

³⁶ Esta cláusula garante ao comprador a disponibilização da mercadoria comprada, porém não usufruída, conforme determinado pelo contrato de take or pay. Para mais informações, recomenda-se (ANP, 2015b).

3. PREÇOS DO ETANOL NOS EUA

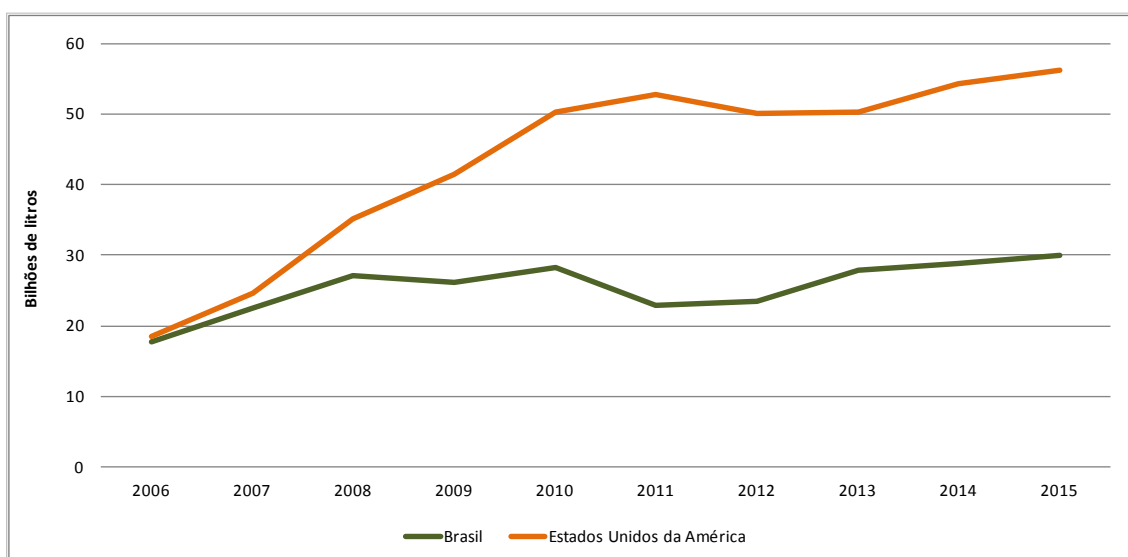
Em 2015, o setor de biocombustíveis norte-americano foi marcado pela redução dos preços médios e das margens de lucro da produção e pela divulgação, no fim de novembro, das metas definitivas para 2014, 2015 e 2016 do Renewable Fuel Standard (RFS), a política federal de incentivo ao uso de combustíveis renováveis dos EUA.

À semelhança das edições anteriores do BAP, o exame do comportamento dos preços de etanol abrangerá as informações de produção, comércio externo e preços do biocombustível nos EUA e no Brasil, numa perspectiva comparativa. Na sequência, será analisado o comportamento dos preços de créditos de etanol – os chamados Renewable Identification Numbers (RINs), à luz das publicações das metas do RFS ao longo do ano. Por fim, serão apresentadas as expectativas para os respectivos mercados em 2016.

3.1 Produção de Etanol nos EUA e no Brasil

Na atualidade, os maiores produtores mundiais de etanol são Estados Unidos e Brasil, nessa ordem, com os demais países ocupando uma participação pouco expressiva em âmbito internacional. Quanto à evolução mais recente, os volumes de etanol produzidos nos dois principais países produtores apresentaram ritmo de crescimento bastante distinto, como se pode ver no Gráfico 23.

Gráfico 23– Evolução da produção de etanol no Brasil e nos EUA (2006 a 2015), em bilhões de litros



Fonte: ANP e EIA.

Como se pode notar, no período 2007-2011, a produção estadunidense de etanol mais que duplicou, passando de 24,7 para 52,7 bilhões de litros. No período subsequente, após apresentar recuo em 2012, o volume produzido nos Estados Unidos cresceu no biênio 2014-2015, atingindo, assim, o nível recorde de 56,3 bilhões de litros em 2015.

Esse comportamento mais recente pode ser explicado, em grande parte, por dois fatores. Primeiro, os elevados estoques de milho (matéria-prima do etanol estadunidense), que tornaram o preço deste insumo mais competitivo, criando as condições, pelo lado da oferta, para a expansão da produção do biocombustível

(PARKER, 2015a). Em segundo lugar, pelo aumento da demanda: a redução dos preços da gasolina nos EUA, de 17,5% em 2015, em função da queda dos preços do petróleo no mercado internacional, impulsionou não só o consumo do próprio derivado³⁷, como também, por consequência, o do etanol, haja vista que este último compõe, em geral, 10%³⁸ da gasolina estadunidense.

No caso do Brasil, a produção do biocombustível cresceu continuamente até 2010, ano em que foram produzidos 28 bilhões de litros. Como efeito combinado da crise financeira e de condições climáticas e produtivas desfavoráveis, o nível da produção brasileira em 2011 retornou ao patamar vigente em 2007.

Desde 2013, a produção de etanol de cana voltou a crescer, favorecida pelos baixos preços do açúcar no mercado internacional, que se situaram no menor nível em sete anos³⁹. Isto foi possível porque as usinas mistas⁴⁰ detêm razoável flexibilidade na produção e puderam, com isso, redirecionar mais matéria-prima para a produção do biocombustível⁴¹. Em 2015, a produção brasileira voltou a crescer, saltando para 29,4 bilhões de litros⁴².

No longo prazo, a expansão da produção e consumo de etanol está condicionada, tanto no Brasil quanto nos EUA, pela elevação da produtividade. Isso depende da evolução das seguintes variáveis: aumento da produtividade da matéria-prima, seja por maior produção por hectare, seja pelo aproveitamento da biomassa (ver Box 1 – O Etanol de Segunda Geração no Brasil e no Mundo); melhoria na eficiência operacional, por exemplo, com a disseminação das usinas flex (que usam cana e/ou milho como insumo); e, sobretudo no caso brasileiro, do próprio aperfeiçoamento tecnológico dos veículos flex-fuel vis-à-vis os movidos exclusivamente à gasolina.

Nos últimos anos, têm surgido investimentos nas chamadas usinas flex no Brasil, principalmente no Centro-Oeste. Atualmente, existem quatro usinas produzindo etanol a partir do milho, com capacidade de produção total de 75 milhões de litros por ano (MONDONI, 2016).

³⁷ Segundo EIA (2016d), o consumo de gasolina automotiva nos EUA cresceu 2,7% em 2015, confirmando as expectativas apontadas no Boletim Anual de Preços 2015.

³⁸ Mais de 95% da gasolina EUA contém até 10% de etanol, basicamente com os seguintes objetivos: elevar a octanagem do combustível, atender aos requisitos de qualidade do ar e satisfazer o RFS (U.S DEPARTMENT OF ENERGY, 2016).

³⁹ Em agosto de 2015, o contrato futuro de açúcar nº 11 para vencimento em outubro foi negociado na ICE em torno da média de 10,67 centavos de dólar por libra-peso, menor nível desde junho de 2008.

⁴⁰ Assim são chamadas as usinas que produzem simultaneamente açúcar e etanol. Para uma análise detalhada de como os preços do açúcar influenciam os preços do etanol no Brasil, ver (MOURA, 2014).

⁴¹ O percentual de açúcares totais recuperáveis (ATR) destinados ao etanol foi estimado pela (CONAB, 2015) em 57,9% na safra 2015/16, ante 56,9% na safra anterior.

⁴² Mais informações na Parte II deste Boletim.

Box 1 - O Etanol de Segunda Geração no Brasil e no Mundo

A denominação “etanol de segunda geração” (ou etanol 2G) abrange todo o álcool etílico produzido a partir de biomassa lignocelulósica, como a palha e o bagaço da cana-de-açúcar, gramíneas, resíduos vegetais etc. Pode-se dizer que ele se distingue do etanol convencional (de 1ª geração) pela matéria-prima utilizada e pelo próprio processo de produção, que inclui o pré-tratamento e a hidrólise. Por utilizar, em muitos casos, resíduos agroindustriais, o etanol de 2ª geração possibilita ampliar, em mais de 30%, a produção do biocombustível, sem necessidade de expansão da área cultivada. Desse modo, são esperados ganhos de produtividade e logísticos, com consequências positivas sob os prismas energético, econômico e socioambiental.

Na atualidade, a principal rota pesquisada para a produção do etanol de segunda geração é a da hidrólise enzimática (ou bioquímica) – que utiliza enzimas produzidas por micro-organismos como catalisadores da reação de quebra da celulose em açúcares fermentáveis –, em razão da vantagem de tal processo ocorrer sob condições brandas de temperatura e pressão. Assim, o maior desafio tecnológico consiste no desenvolvimento destas enzimas, considerado um pré-requisito para a escala comercial, em função dos elevados custos envolvidos.

Panorama do etanol 2G no Brasil e no Mundo

Desde 2006, as economias que têm dominado a produção mundial de etanol de segunda geração no mundo têm sido, respectivamente, Estados Unidos, China, Canadá, Brasil e a União Europeia, especialmente em virtude de políticas de incentivo governamentais e de regulação favorável. A Tabela 2 apresenta a capacidade instalada de produção de etanol celulósico no mundo.

Tabela 2- Capacidade Instalada da Produção de Etanol Celulósico no Brasil e no Mundo

Região	Capacidade Instalada (mil m³/ano)	Percentual do Total Mundial
Estados Unidos	490.370	34%
China	340.190	24%
Canadá	303.450	21%
Brasil	177.340	12%
União Europeia	130.830	9%
Total Mundial (2015)	1.442.180	100%

Fonte: Unctad (2016).

Como se nota, os Estados Unidos lideram atualmente a produção de etanol 2G. Tal vantagem foi obtida graças às diversas políticas governamentais de fomento à produção (e seu desenvolvimento tecnológico) e uso do etanol celulósico, criadas e/ou intensificadas ainda na primeira década do século XXI. Essas políticas, muitas já interrompidas, incluem créditos tributários, tarifas de importação, regimes especiais de depreciação, instrumentos de financiamento e subsídio direto. Uma das principais, e ainda em vigor, é o próprio RFS, que estabelece metas de uso de biocombustível celulósico (PEREIRA, 2015).

No caso do Brasil, os esforços governamentais para impulsionar a produção de etanol 2G concentram-se na concessão de vantagens creditícias e de alocação de recursos destinados à pesquisa e avanço tecnológico. Em 2011, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) e a Financiadora de Estudos e Projetos (Finep) lançaram um plano conjunto de apoio à inovação tecnológica na indústria sucroalcooleira, o Paiss – Plano Conjunto BNDES/Finep de Apoio à Inovação Tecnológica e Industrial dos Setores Sucroenergético e Sucroquímico. Os instrumentos de incentivo adotados têm sido o financiamento a baixo custo e recursos não reembolsáveis, fomento e coordenação de iniciativas empresariais de P&D em temas específicos relacionados à conversão da biomassa de cana-de-açúcar em etanol de segunda geração e em outros produtos químicos de interesse (BNDES, 2014).

Box 1 – O Etanol de Segunda Geração no Brasil e no Mundo (continuação)

Em termos dos resultados alcançados, pode-se dizer que o Paiss desempenhou papel importante na construção da planta piloto do Centro de Tecnologia Canavieira (CTC) e de duas plantas comerciais (Raízen e GranBio). Os recursos do programa alcançaram dois bilhões de reais e financiaram, além das mencionadas usinas, outros 35 projetos em três áreas diferentes de pesquisa: etanol de segunda geração, novos produtos de cana-de-açúcar obtidos a partir de biotecnologia, e gaseificação (tecnologias, processos e novos catalisadores).

Em 2016, havia duas usinas autorizadas pela ANP produzindo etanol 2G em escala comercial: a Usina Costa Pinto, da Raízen, e a Usina Bioflex, do grupo GranBio.

A Usina Costa Pinto, da Raízen (*joint-venture* da brasileira Cosan com a petroleira anglo-holandesa Shell), está situada em Piracicaba, no estado de São Paulo. Nesta unidade, o etanol 2G é produzido a partir do aproveitamento da palha e do bagaço de cana-de-açúcar. Esta planta começou a operar em 2014 e tem capacidade de produção anual de 40 mil metros cúbicos de etanol 2G. Produz, simultaneamente, etanol convencional e etanol 2G.

Já a unidade da GranBio foi a primeira planta em escala comercial de etanol celulósico do hemisfério sul, em funcionamento desde setembro de 2014. Denominada de BioFlex 1, a fábrica está situada no município de São Miguel dos Campos, no estado de Alagoas. A produção do biocombustível utiliza a palha e o bagaço de cana-de-açúcar, matérias-primas abundantes na região e que até então eram, em grande parte, descartadas ou queimadas nos canaviais. A capacidade instalada da usina é de 82 mil m³/ano.

Custos de Produção e Preços do Etanol 2G

Os custos dos resíduos agrícolas e florestais utilizados na produção do etanol 2G são bastante inferiores aos das matérias-primas convencionais, mas o processo produtivo do etanol celulósico, por abranger as etapas adicionais de pré-tratamento e de hidrólise, acarreta custos mais elevados do que a primeira geração. No caso da rota enzimática, incorre-se em elevados custos com as enzimas, uma vez que se utilizam coquetéis contendo mais de cinquenta tipos de enzimas diferentes e específicas para as diferentes etapas das reações de hidrólise, além do que, a empresa dinamarquesa de biotecnologia Novozymes praticamente detém o monopólio do insumo.

Em função disso, estima-se que o etanol 2G produzido no Brasil ainda seja de 25% a 30% mais caro do que o convencional, em 2016. Segundo a Raízen, com o avanço tecnológico, será possível produzir o etanol 2G aos mesmos custos do etanol 1G até 2019 (NOVA CANA, 2015). Na avaliação da GranBio, a previsão é de que, quando suas dez unidades industriais estiverem produzindo a plena capacidade, o produto resultante será 20% mais barato que o etanol convencional.

Já de acordo com estudo do Laboratório Nacional de Ciência e Tecnologia do Bioetanol (CTBE) e do Centro Nacional de Pesquisa em Energia e Materiais (CNPEM), a estimativa é que os custos do etanol 2G irão se igualar aos do etanol convencional no período compreendido entre 2021 e 2025. A concretização destas estimativas dependerá, no entanto, da utilização da cana-energia – variedade mais produtiva e com alto teor de celulose – como matéria-prima, redução dos custos com as enzimas e de capital, bem como do aumento do rendimento dos processos industriais.

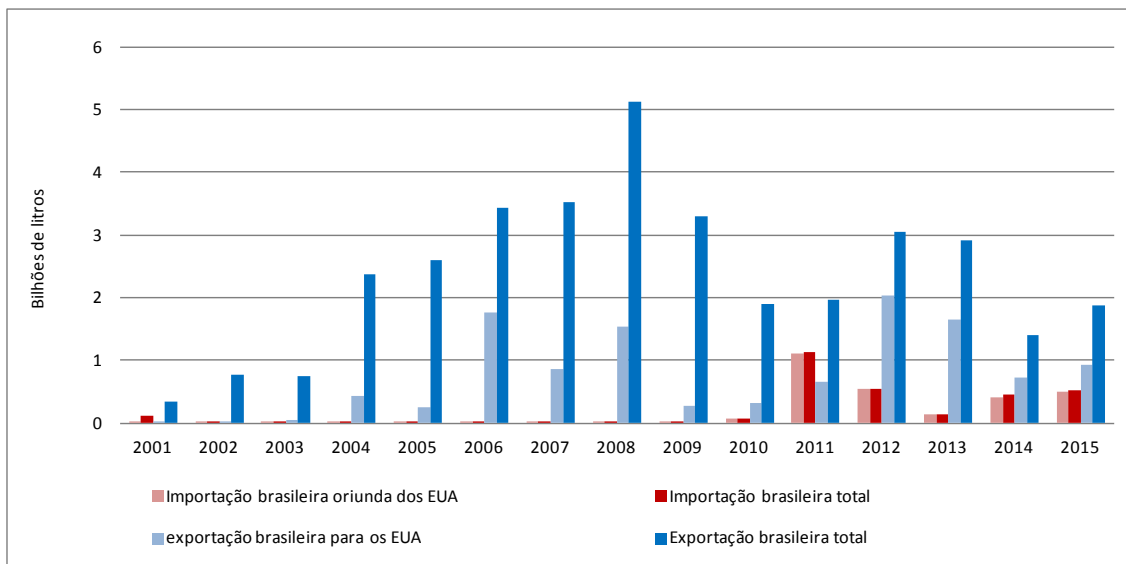
3.2 Fluxos internacionais de etanol

Por concentrarem grande parte da produção mundial de etanol, EUA e Brasil acabam por possuir também papel central nos fluxos internacionais do biocombustível. Tais fluxos costumam se intensificar quando surgem vantagens econômicas na forma de diferenciais de preços. Estes podem ser ocasionados por diversos fatores, dos quais se destacam: flutuação cambial, distintos períodos de safra e entressafra, desequilíbrios pontuais entre oferta e demanda, medidas regulatórias que favorecem determinados tipos de etanol (avançado, celulósico etc.).

Conforme demonstrado no Gráfico 24, as importações brasileiras somaram 513 milhões de litros em 2015, sendo que 67,5% destes foram internalizados somente entre janeiro a abril. Os Estados Unidos foram a origem de 96,5% das cargas. O diferencial de preços entre os dois mercados, conforme descrito na seção a seguir,

justamente no período de baixa dos estoques no Brasil foi o principal motivador para a concentração das importações no primeiro quadrimestre.

Gráfico 24 – Evolução das importações e exportações de etanol do Brasil, totais e tendo os EUA como contraparte, entre 2001 e 2015 (bilhões de litros)



Fonte: Secex/MDIC.

Já as exportações do Brasil cresceram 33,6% no ano, para 1,867 bilhões de litros, dos quais cerca de metade (925 milhões de litros) teve os Estados Unidos como destino. Um quarto dos embarques foi direcionado à Coreia do Sul (principalmente para uso industrial). Outros destinos importantes foram a China, a Índia e a União Europeia. Contribuiu para o aumento dos embarques no período a redução, em 26,6%, do preço médio em dólares do etanol exportado pelo Brasil, reflexo da depreciação do real. Cabe também lembrar que o etanol brasileiro é classificado como avançado pela EPA, podendo ser utilizado para fins de cumprimento da meta específica de adição de combustíveis avançados.

Mudanças no perfil atual dos fluxos internacionais de etanol, centrado no eixo Brasil-EUA, dependeriam da implantação de metas obrigatórias mais ousadas de adição à gasolina por parte de países com reduzida capacidade de produção do biocombustível (importadores líquidos) ou, ainda, do fortalecimento da produção em países com mercado consumidor limitado (exportadores líquidos).

Ao fim de 2015, 64 países tinham implementado alguma política de introdução compulsória dos biocombustíveis em sua matriz energética. A maior parte deles pertence à União Europeia (UE), cuja Diretiva de Energias Renováveis (RED, na sigla em inglês) determinou inicialmente uma proporção de 10% de uso de energia de fontes renováveis até 2020, embora tenha recuado recentemente para uma meta entre 5% a 7% (LANE, 2016).

Fora da UE, os principais mandatos de mistura que governam a demanda global no médio prazo são aqueles estabelecidos nos EUA, na China e no Brasil. À exceção do Brasil, que já possui mistura obrigatória de etanol na gasolina superior a 15% (atualmente em 27%), esses países planejam atingir esse nível de penetração de biocombustíveis no período 2020-2022 (LANE, 2016).

No Canadá, o governo federal estabeleceu uma mistura mínima de 5% de etanol na gasolina. Em algumas de suas províncias, os mandatos são maiores: Saskatchewan (7,5%) e Manitoba (8,5%). A produção local de etanol, que tem o milho e o trigo como matérias-primas principais, atende cerca de 80% do consumo nacional. Os restantes 20% são importados, quase integralmente do vizinho Estados Unidos (DESSUREAULT, 2015).

Desde 2007, a Argentina possui um arcabouço regulatório para promover a produção e o uso de biocombustíveis (JOSEPH, 2015). Atualmente, a mistura obrigatória de etanol à gasolina tem o teor de 12%⁴³ e conversas entre o setor produtivo e o atual governo indicam que essa proporção pode ser elevada a 26% nos próximos anos. Esta medida, além de beneficiar os produtores de biocombustíveis e das matérias-primas, atenuaria o déficit na balança comercial de energéticos registrado nos últimos anos (JORNAL DO COMÉRCIO, 2016). A cana-de-açúcar, que era a única matéria-prima utilizada na produção de etanol no país sul-americano até 2011, vem perdendo espaço gradativamente para o milho, que respondeu por cerca de 60% da produção local em 2015. Nesse mesmo ano, o volume de etanol produzido somou 815 milhões de litros, praticamente todo voltado ao mercado interno⁴⁴.

A Índia tem apresentado, por um lado, taxas de crescimento econômico entre as mais elevadas do mundo, em linha com a expansão de sua frota de veículos. Por outro lado, o país hindu é um dos maiores produtores de cana-de-açúcar. Contudo, o seu mercado de etanol combustível é alvo de intervenções governamentais que entravam o seu desenvolvimento, como a proibição de produção de etanol a partir do caldo da cana. Por esse motivo, a produção se dá a partir do melaço, um subproduto da produção de açúcar, e fica, portanto, mais sujeita às flutuações do mercado de açúcar. Além disso, a indústria de bebidas é um importante demandante do álcool no país. Consequentemente, a meta de 5% de mistura de etanol na gasolina não tem sido cumprida (ARADHEY, 2015). Mesmo assim, o governo indiano dobrou, no fim de 2015, a meta para 10% (REUTERS, 2015).

Em 2015, a China, terceiro maior produtor mundial de etanol, importou 686 milhões de litros⁴⁵ do produto (crescimento de 25 vezes em relação ao ano anterior). As compras externas foram estimuladas pelo diferencial de preços entre o etanol produzido internamente e os preços nos países exportadores (SHENZHEN DAILY, 2016). O governo chinês realiza uma série de intervenções que moldam o mercado local de etanol: a política de formação de estoques de milho (principal matéria-prima do etanol lá produzido⁴⁶) infla os preços do grão; a construção de novas usinas de produção a partir do milho foi proibida⁴⁷, há cerca de dez anos; a mistura de etanol é obrigatória (num teor médio de 10%) em seis províncias e mais 27 cidades; os preços do etanol são fixos em 91,1% do preço interno da gasolina na produção (ANDERSON-

⁴³ Decreto n° 543, de 31/03/2016.

⁴⁴ Serie – Producción y ventas de Bioetanol do Ministerio de Energía y Minería da Argentina, disponível em: <https://www.energia.gov.ar/contenidos/verpagina.php?idpagina=4008>.

⁴⁵ Este total pode incluir misturas, de modo que o teor de etanol puro das importações pode ser menor (ANDERSON-SPRECHER; JI, 2015).

⁴⁶ O milho responde por 70% do etanol produzido e a mandioca por outros 25% ((ANDERSON-SPRECHER; JI, 2015).

⁴⁷ Devido a preocupações com o fornecimento e os preços dos alimentos. O governo estuda, atualmente, a retirada dessa proibição, com vistas a dar destino à parcela dos estoques em excesso, que já se encontra em estado impróprio para fins alimentícios (SHUPING; AIZHU, 2016).

SPRECHER; JI, 2015). O consumo doméstico do etanol para fins combustíveis⁴⁸ foi de cerca de 3,2 bilhões de litros, em 2015 (SHENZHEN DAILY, 2016)..

3.3 Preços de Etanol nos EUA e no Brasil

As dinâmicas dos preços de etanol revelam diferenças importantes entre os mercados brasileiro e norte-americano. No Brasil, coexistem dois tipos de etanol: o anidro, que é adicionado obrigatoriamente à gasolina automotiva em todo o território nacional; e o hidratado, destinado a veículos flex⁴⁹. O preço do etanol hidratado é formado livremente no mercado pelas condições de oferta (o preço do açúcar sendo um custo de oportunidade⁵⁰) e demanda (sobretudo a competitividade econômica em relação à gasolina), tendo ainda interferência indireta da tributação, que é mais leve do que a incidente sobre a gasolina, em média. Já a precificação do anidro, sobretudo nos últimos anos, tem sido atrelada à do hidratado, acrescentando-se um prêmio devido ao seu maior poder calorífico e ao custo incorrido na etapa adicional de desidratação no processo de produção.

Nos EUA, os preços de etanol são governados pelas políticas públicas para os combustíveis renováveis. O RFS, ao instituir mandatos de consumo por categoria de combustível e criar o mercado de créditos RIN, tem efeitos similares aos de um subsídio indireto, reduzindo os custos de aquisição de biocombustíveis e elevando preços de combustíveis fósseis (BURKHOLDER, 2015). Mais detalhes sobre o programa governamental são discutidos na próxima subseção da presente publicação. Outros fatores de influência sobre os preços de etanol convencional são as cotações e os estoques de milho, além de questões de escoamento do produto.

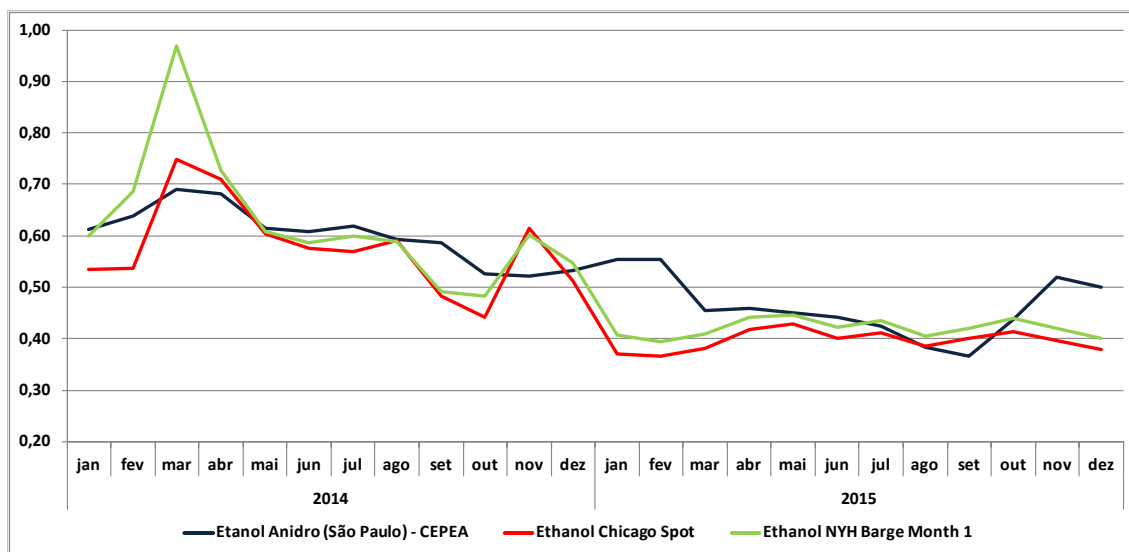
Feita esta breve explanação sobre os condicionantes estruturais, é possível observar a evolução dos preços do etanol nos EUA e no Brasil ao longo de 2015. O Gráfico 25 expressa o comportamento dos preços de etanol cotados no mercado à vista em Chicago, no mercado a termo em Nova Iorque e no mercado à vista em São Paulo, todos em dólares por litro.

⁴⁸ O uso do etanol como combustível representa menos de 20% do total, que inclui a indústria química, de bebidas e de alimentos (ANDERSON-SPRECHER; JI, 2015).

⁴⁹ Veículos movidos exclusivamente a etanol não são produzidos há aproximadamente dez anos no Brasil.

⁵⁰ Para uma análise detalhada de como os preços do açúcar influenciam os preços do etanol no Brasil, ver (MOURA, 2014).

Gráfico 25– Comportamento dos preços médios de referência de etanol anidro combustível no Brasil e nos EUA, entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015 (US\$/l)



Fonte: Platts e Cepea/Esalq/USP.

Como se pode notar, os preços de referência nos dois principais mercados mundiais situaram-se um patamar médio inferior em 2015, quando comparados ao ano anterior.

O preço de etanol anidro no Estado de São Paulo, que, em janeiro e fevereiro, encontrava-se acima de US\$ 0,550/litro – representando um diferencial positivo de aproximadamente 50% sobre a cotação em Chicago – recuou com a depreciação cambial em março e o início da safra de cana na região Centro-Sul em abril. Já em setembro, o preço em análise atingiu o menor valor em dólares desde 2011 (US\$ 0,366), mês em que a moeda estrangeira acumulava, no ano, alta de 48% frente ao real. Entre outubro e novembro, porém, a recuperação das cotações internacionais do açúcar⁵¹ e a preocupação com o nível de estoques para a entressafra, num ambiente de elevação das vendas no mercado doméstico (favorecidas pela alta da PIS/Cofins e da Cide incidentes sobre a gasolina), levaram a um repique de 42% nos preços internos de etanol (mais detalhes na Seção II – Mercado Nacional).

Nos EUA, por sua vez, os preços de etanol apresentaram queda de mais de 25% em janeiro de 2015, na comparação com o mês imediatamente anterior. Em fevereiro, atingiram os mínimos de US\$ 0,366/litro, no mercado à vista em Chicago, e US\$ 0,395/litro no mercado a termo, em Nova Iorque. Na sequência, houve recuperação, com as cotações atingindo sua máxima anual em maio: US\$ 0,429/litro no mercado de Chicago e US\$ 0,447/litro no nova-iorquino. Em dezembro, os preços em tela registraram médias de US\$ 0,380/litro e US\$ 0,400/litro, respectivamente.

Conforme relatado no Boletim Anual de Preços 2015, o setor etanol nos Estados Unidos deparou-se com lucratividade extraordinária em 2014, o que contribuiu para a expansão de 8% na produção, aquele ano (EIA, 2016e). Por outro lado, a queda substancial dos preços da gasolina reduziu – mas não eliminou – o incentivo

⁵¹ Entre agosto e novembro, o contrato futuro de açúcar nº 11 da ICE com vencimento mais próximo teve uma valorização de 40%. As expectativas dos participantes do mercado sofreram uma reversão com base nas novas previsões de déficits mundiais de açúcar para as próximas safras, após cinco anos de superávits (SUGAR ONLINE, 2015).

econômico para mistura de etanol no derivado de petróleo. Em conjunto, a aceleração da produção e a queda da demanda elevaram os estoques médios do produto em 14% entre dezembro de 2015 e janeiro de 2016 (EIA, 2016j). Esta subida abrupta dos níveis dos estoques explica a queda do preço do biocombustível no início de 2015, descrita anteriormente.

A redução dos preços médios afetou diretamente a lucratividade do setor. De acordo com acompanhamento mensal realizado por pesquisadores da Iowa State University (ISU, 2016), um produtor representativo em Iowa (principal estado produtor) teria obtido uma taxa média de retorno de 0% em 2015, ante uma média de 43% em 2014. Apesar de os custos totais médios terem diminuído 11% no período, seguindo a queda da cotação do milho (matéria-prima do etanol norte-americano), a receita total encolheu 28%.

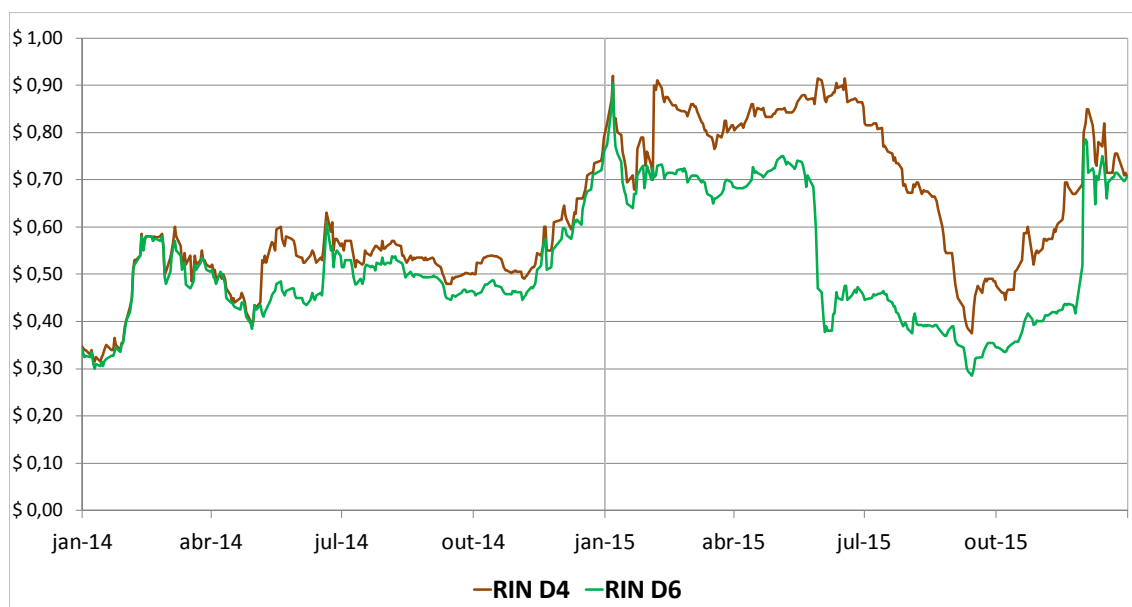
A decisão de misturar etanol à gasolina leva em conta basicamente os seguintes fatores: os mandatos governamentais; a elevação da octanagem proporcionada; a relação de preços entre gasolina e etanol. Misturar etanol à gasolina em volumes maiores que as metas individuais é economicamente atrativo quando o preço do etanol menos o preço do RIN D6 está abaixo do preço da corrente de gasolina para mistura com oxigenados (RBOB, na sigla em inglês) (EIA, 2015a). E é dessa forma que os preços dos RINs desempenham o seu papel no mercado.

3.4 Preços dos créditos RIN e anúncios de metas do RFS

Vejamos agora, então, o comportamento dos preços dos créditos Renewable Identification Numbers (RIN)⁵². Em 2015, os preços dos créditos RIN voltaram a apresentar maior volatilidade, se comparados com 2014, conforme demonstra o Gráfico 26.

⁵² O sistema de RINs foi criado para facilitar o cumprimento do RFS. O RIN é um crédito identificado por um código numérico e que corresponde a um volume de combustível renovável produzido ou importado pelos EUA. Os mandatos do RFS são rateados entre as ditas "partes sujeitas a obrigação" – produtores e/ou importadores de gasolina e diesel – com base na sua produção e/ou importação anual. A cada ano, as partes sujeitas a obrigação têm de cumprir com a sua parcela proporcional dos mandatos RFS acumulando RINs, seja misturando combustível renovável ou mediante a compra de RINs no mercado.

Gráfico 26 – Evolução dos preços de créditos de etanol (RIN D6) e biodiesel (RIN D4), entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015 (US\$/galão)

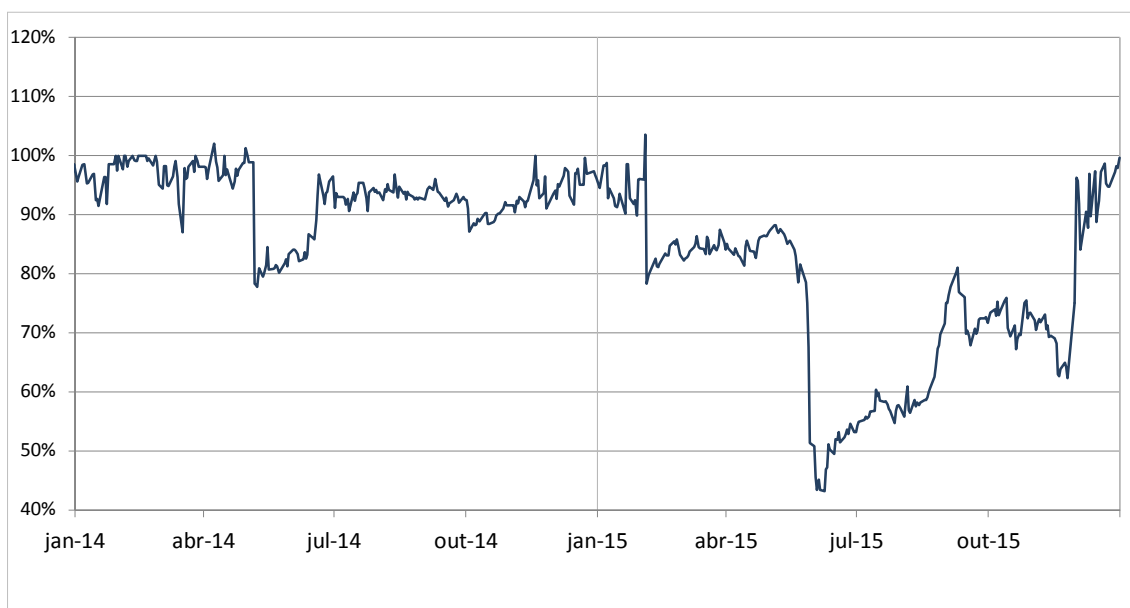


Fonte: Platts.

Como se pode observar, o preço do RIN D6 (referente ao etanol convencional), após atingir o pico de pico em US\$ 0,90/galão em 6 de janeiro, manteve-se até maio na faixa entre US\$ 0,60/galão e US\$ 0,80 galão. No entanto, o preço do RIN D6 apresentou brusca queda entre o fim de maio e o início de junho, quando atingiu US\$ 0,38/galão, depois se manteve próximo deste patamar até novembro, à exceção de setembro, quando atingiu a mínima de US\$ 0,28/galão. Em dezembro, as cotações do RIN D6 subiram rapidamente e atingiram US\$ 0,78/galão.

Para entender as motivações por trás dessas oscilações, faz-se necessário compreender, por um lado, os impactos dos anúncios de revisão das metas do RFS e, por outro, como os RINs D6 e D4 se relacionam. Sendo assim, merece destaque o maior descolamento entre os preços do RIN D6 e do RIN D4 observado ao longo de 2015, sobretudo de junho a novembro, conforme se traduz no Gráfico 27.

Gráfico 27 – Evolução da proporção dos preços de créditos de etanol (RIN D6) e biodiesel (RIN D4), entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015 (%)



Fonte: Platts.

Observa-se que o crédito do etanol (D6) distanciou-se do crédito do biodiesel (D4), abrindo uma defasagem de 57%, fato não verificado desde janeiro de 2013. O quociente de preços desses dois tipos de RIN serve de indicador da percepção dos participantes desse mercado acerca da capacidade de atendimento das metas de combustíveis renováveis estipuladas pelo governo norte-americano, no âmbito do RFS (GOOD; IRWIN, 2015b). Se a meta implícita⁵³ para o consumo de etanol de milho superar o volume correspondente a 10% do consumo esperado de gasolina (*blendwall*⁵⁴), o preço do RIN D6 tende a se equiparar ao do RIN D4, porque a mistura de biodiesel passa a ser usada também para atender a meta global de combustíveis renováveis, além do atendimento à sua meta específica⁵⁵.

A velocidade com que essa relação de preços se eleva a 100% – ou seja, que o preço do RIN D6 (etanol de milho) se aproxima daquele do RIN D4 (biodiesel) – está relacionada com o tamanho dos estoques acumulados de RINs, visto que estes podem ser utilizados para cumprir a meta do ano seguinte ao da sua geração (GOOD; IRWIN, 2015b). Em outras palavras, se os estoques de RINs, na avaliação dos agentes, estão curtos em relação aos compromissos de mistura de etanol convencional, os preços dos RINs D6 se elevam continuamente, até se igualarem aos do RIN D4. Mas não os ultrapassam, pois, neste momento, o biodiesel passa a ser a escolha ótima, do ponto de vista econômico, para cumprir não apenas a meta D4, como também a meta D6.

⁵³ Por meta implícita de etanol de milho entende-se a meta global de combustíveis renováveis subtraída da meta de combustíveis avançados, pois esta última está contida na meta global. O raciocínio baseia-se nas premissas de que o etanol de milho é a alternativa de menor custo e está largamente disponível.

⁵⁴ Questões de infraestrutura de abastecimento e de garantia dos automóveis pelas montadoras, por exemplo, dificultam o avanço do uso de misturas superiores a 10% de etanol na gasolina (E85, E15).

⁵⁵ Para maiores detalhes sobre como se relacionam as metas do RFS e suas implicações nos preços dos créditos RIN, consultar o (ANP, 2014).

Passemos agora aos anúncios de revisão das metas volumétricas do RFS. Em 29 de maio de 2015, a Environmental Protection Agency (EPA) divulgou, após um longo atraso, as metas propostas para 2014, 2015 e 2016 (Tabela 3).

Tabela 3 Metas anuais (mandatos) do RFS para 2014, 2015 e 2016: regulamentares, propostas e definitivas

Categoria \ Ano	a) Metas Regulamentares (bilhões de galões)			b) Metas Propostas em 29/05/15 (bilhões de galões)			c) Metas Definitivas (bilhões de galões)		
	2014	2015	2016	2014	2015	2016	2014	2015	2016
Biocombustível celulósico	1,75	3,00	4,25	0,033	0,106	0,206	0,033	0,123	0,230
Biodiesel	>1	>1	>1	1,63	1,70	1,80	1,63	1,73	1,90
Biocombustível avançado	3,76	5,50	7,25	2,68	2,90	3,40	2,67	2,88	3,61
Combustível renovável	18,15	20,50	22,25	15,93	16,30	17,40	16,28	16,93	18,11
Etanol de Milho (implícita)	14,40	15,00	15,00	13,25	13,40	14,00	13,61	14,05	14,50
<i>Obs.: Volumes em etanol-equivalente, exceto diesel derivado de biomassa.</i>									

Fonte: EPA (2015a) e EPA (2015b).

Para o ano de 2014, as metas praticamente se equipararam aos volumes efetivamente comercializados, devido ao atraso em sua divulgação – pelo caráter retroativo, não poderiam ser superiores à capacidade de cumprimento dos agentes.

Já para os anos 2015 e 2016, as expectativas do mercado em torno de metas robustas para o biodiesel foram, em grande parte, confirmadas. Para o etanol, no entanto, as propostas frustraram as esperanças de um mandato mais exigente. Embora a argumentação veiculada pela EPA tenha indicado a pretensão de metas mais arrojadas, as premissas relativas ao crescimento projetado de consumo de gasolina e de difusão da mistura E10 enfraqueceram o cálculo dos volumes (GOOD; IRWIN, 2015a). Essa reversão de expectativas refletiu-se na queda dos preços dos RINs, entre o fim de maio e o início de junho, conforme relatado anteriormente e mostrado no Gráfico 26.

As metas definitivas para 2014, 2015 e 2016, por seu turno, foram anunciadas em 30 de novembro de 2015 e podem também ser vistas na Tabela 3. As metas implícitas para o etanol de milho representam, na soma dos três anos, um corte de 5%, ou 2,24 bilhões de galões – o equivalente a 8,48 bilhões de litros – em relação aos volumes originalmente estabelecidos no regulamento do RFS. Se comparadas às metas propostas em maio, porém, as definitivas significam um acréscimo de 3,7%, ou 1,51 bilhões de galões (5,72 bilhões de litros).

Ao que indica o comportamento dos preços dos RINs entre o fim de novembro e o início de dezembro de 2015, o mercado foi surpreendido pelos volumes das metas definitivas. A nova perspectiva de obrigações fixadas até 2016 alterou a percepção de por quanto tempo os estoques de RINs se sustentarão. Ao contrário do ocorrido em maio, a EPA parece ter convencido os participantes do mercado de que pretende intensificar os estímulos ao avanço da produção e uso dos combustíveis renováveis nos EUA (GOOD; IRWIN, 2015a).

3.5 Expectativas para 2016

Uma vez que já foram divulgadas as metas definitivas do RFS para 2016, o cenário político somente poderá produzir alterações no mercado de biocombustíveis a partir de 2017, após a posse do novo presidente norte-americano.

No curto prazo, a principal fonte de pressão sobre o mercado de etanol nos EUA deve ser a flutuação dos preços do petróleo, haja vista que lá essas variações são repassadas rapidamente pelas refinarias aos preços dos derivados, sendo transmitidas ao longo da cadeia até o consumidor final. Se, por um lado, a gasolina barata reduz o incentivo econômico à mistura de etanol na gasolina (PARKER, 2015b), por outro, faz aquecer a demanda por gasolina (PARKER, 2015c).

No início de 2016, deve repetir-se o quadro de estoques elevados e baixos preços de etanol, observado no período correspondente de 2015 (PARKER, 2015b). Durante o inverno do hemisfério norte, a demanda por gasolina é sazonalmente mais baixa. No entanto, a partir de março, os preços do etanol devem recompor-se, com a retomada sazonal da demanda por gasolina e o estímulo dos mandatos do RFS.

A U.S. Energy Information Administration, em seu relatório Short Term Energy Outlook de janeiro de 2016 (EIA, 2016g), projetou para o ano uma expansão de 0,6% na produção estadunidense de etanol e de 2,2% no consumo. O órgão registrou também expectativa de que as metas definitivas do RFS terão maior impacto sobre o consumo de biodiesel.

As expectativas de mercado acerca dos preços estão, em boa medida, refletidas nos contratos futuros de etanol da bolsa de Chicago (*Chicago Board of Trading*). Esses contratos⁵⁶ denotam uma curva de preços declinante de preços de etanol, com variações de preços entre US\$ 0,40/litro (vencimento em junho) e US\$ 0,38/litro (vencimento em dezembro).

Já no Brasil, as previsões para 2016 são de preços firmes do açúcar e do etanol no mercado interno. Segundo o Cepea/Esalq/USP, as usinas devem continuar priorizando a produção de etanol em detrimento do açúcar na safra 2016/2017 (BACCHI et al., 2016), ainda que o açúcar ganhe um pouco mais de espaço na matriz de produção.

O real depreciado e a meta robusta do RFS para combustíveis avançados podem estimular as exportações brasileiras de etanol para os EUA. Por outro lado, os preços mais compensadores de açúcar podem atenuar essa tendência. O mercado interno, por sua vez, pode ser estimulado por eventual elevação da alíquota da Cide⁵⁷ sobre a gasolina (BACCHI et al., 2016), conforme pleiteado pelo setor sucroenergético. Caso se confirme esse cenário, o excesso exportável de etanol ficaria mais restrito.

⁵⁶ Conforme seus preços de ajuste da sessão de 11/05/2016.

⁵⁷ Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico. Mais informações sobre o mercado nacional de combustíveis, ver Parte II deste Boletim.

PARTE 2

MERCADO NACIONAL



1. O COMPORTAMENTO DOS PREÇOS DOS COMBUSTÍVEIS LÍQUIDOS AUTOMOTIVOS

O objetivo desta seção é analisar os aspectos conjunturais e estruturais que influenciaram, em 2015, a dinâmica dos preços dos combustíveis automotivos líquidos no mercado nacional. Os principais destaques do ano foram: a) o reajuste dos preços da gasolina e do diesel na etapa de produção, primeiramente, causada pela elevação dos tributos e, num segundo momento, pelos reajustes nos preços de venda nas refinarias do País, com consequentes impactos sobre os preços dos referidos combustíveis na etapa final da cadeia; b) o aumento do teor de etanol anidro na gasolina C de 25% para 27% a partir de março; c) a recuperação nas vendas de etanol, em virtude da melhora na relação de preços do biocombustível frente à gasolina, pelo lado da demanda, e menor atratividade para a produção de açúcar pelas usinas, pelo lado da oferta d) aumento nos preços do GLP em botijão de 13 kg.

A presente seção do Boletim foi elaborada com base no sistema de informações de preços da ANP, que abrange tanto a pesquisa semanal de preços de revenda e de distribuição de combustíveis automotivos⁵⁸, como os preços médios dos produtores⁵⁹. Além desses dados, foram utilizadas informações de movimentação de combustíveis⁶⁰ e de preços dos produtores de etanol⁶¹.

Esta seção está subdividida da seguinte maneira: na subseção 1.1, é apresentado aumento de preços e da competitividade do etanol em 2015, bem como seus principais condicionantes. Na subseção 1.2, é analisado o aumento dos preços do óleo diesel em 2015. Na sequência, na subseção 1.3, é estudado o comportamento recente dos preços domésticos dos combustíveis líquidos em relação ao mercado internacional; por fim, na subseção 1.4 é analisada a evolução da dependência externa e comportamento da balança comercial dos derivados de petróleo.

1.1 Gasolina Comum e Etanol Hidratado: aumento de preços e da competitividade do etanol marcaram o ano de 2015

Se o ano de 2014 foi marcado pela estabilidade dos preços da gasolina automotiva nas diferentes etapas da cadeia produtiva⁶², a dinâmica de preços em 2015, quando comparada à verificada no ano anterior, foi marcada por duas alterações significativas, de origens distintas, que impactaram os preços da gasolina automotiva tanto na etapa de produção, como nas etapas de distribuição e de revenda.

Em relação à produção de etanol combustível, o ano foi caracterizado pelo incremento de 6,3%, puxado pelo aumento da produção de cana-de-açúcar em 4,9%.

⁵⁸ O Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis da ANP encontra-se em <http://www.anp.gov.br/preco/>.

⁵⁹ Os preços médios ponderados semanais praticados pelos produtores (refinarias, centrais petroquímicas e formuladores) e importadores de derivados de petróleo estão disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=68638>

⁶⁰ Informadas pelos agentes regulados por meio do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos (Simp), regulamentado pela Resolução ANP nº 17/2004.

⁶¹ Disponíveis no site do Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada – Cepea/Esalq/USP: <http://cepea.esalq.usp.br/etanol/>.

⁶² Excetuando-se o mês de novembro de 2014, quando houve reajuste de 3% aplicado pelos produtores nacionais.

Ademais, o cenário de preços relativos entre gasolina comum e etanol hidratado favoreceu, durante quase todo ano de 2015, o consumo do biocombustível na maior parte dos estados da federação, o que resultou no crescimento percentual da demanda de etanol hidratado acima da procura por gasolina comum ao longo do ano⁶³.

1.1.1 Análise da evolução dos preços da gasolina automotiva e do etanol combustível em 2015

No primeiro bimestre de 2015, deu-se início a uma série de medidas com o objetivo de elevar a carga tributária incidente sobre os combustíveis, num cenário de ajuste das contas públicas e menores preços do petróleo no mercado internacional. Assim, em 1º de fevereiro de 2015, a tributação incidente sobre a gasolina e o diesel sofreu alterações⁶⁴. Na oportunidade, foram elevadas imediatamente as alíquotas do PIS e da Cofins⁶⁵, tendo em vista que o aumento da Cide (Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico) só passou a valer a partir do mês de maio, quando, então, as alíquotas do PIS e da Cofins foram reduzidas na mesma proporção.

Já no dia 30 de setembro de 2015, o aumento de 6% no preço médio da gasolina nas unidades produtoras do País, foi repassado aos demais segmentos da cadeia – distribuição e revenda. Vale destacar que o recente comportamento de preços dos combustíveis foi realizado sem que houvesse qualquer tipo de compensação da Cide. No passado recente, nos reajustes realizados em janeiro e novembro de 2013 e em novembro de 2014, de 6,6%, 4% e 3%, respectivamente, eventuais aumentos nos preços dos combustíveis não tinham como ser amortecidos via redução da Cide, pois a alíquota desta contribuição encontra-se zerada⁶⁶ desde junho de 2012.

Além dessas mudanças tributárias e dos preços da gasolina A no início da cadeia, a compreensão das flutuações no preço da gasolina C⁶⁷ exige a análise dos preços do etanol anidro.

A gasolina que o consumidor brasileiro adquire (gasolina C) é composta, obrigatoriamente, pela adição de etanol anidro⁶⁸ à gasolina A, em teor⁶⁹ determinado pelo Conselho Interministerial do Açúcar e do Alcool (Cima). A partir de 16 de março de 2015, os percentuais de etanol anidro e gasolina A passaram a ser de 27% e de 73%, respectivamente⁷⁰. Desse modo, elevações nos preços desse biocombustível tendem a ser repassadas para os preços ao consumidor final de gasolina C.

⁶³ Desde 2013, o crescimento percentual do consumo de etanol hidratado encontra-se acima do de gasolina comum. Ressalta-se, ainda, que o consumo do derivado de petróleo apresentou variação negativa em 2015 comparativamente ao ano de 2014, situação que não acontecia desde 2003.

⁶⁴ Conforme disposto no Decreto Presidencial nº 8.395/2015.

⁶⁵ Que juntos tiveram impacto de R\$ 0,22 por litro de gasolina e R\$ 0,15 por litro de diesel.

⁶⁶ Entre 2008 e 2012, todos os reajustes dos preços de venda do derivado de petróleo praticados pelos produtores nacionais foram compensados por variações na alíquota específica da Cide, não gerando repasses ao consumidor final, independentemente da volatilidade na cotação da gasolina no mercado internacional.

⁶⁷ A estrutura de formação de preços da gasolina C está disponível em <http://www.anp.gov.br/?pg=41230>.

⁶⁸ O preço do etanol anidro, na modalidade contratual, é formado a partir do preço do etanol hidratado, adicionando-se ao preço deste último um percentual resultante da negociação entre usinas e distribuidoras com base nos custos de desidratação do etanol, bem como das condições de oferta e demanda existentes nos respectivos mercados.

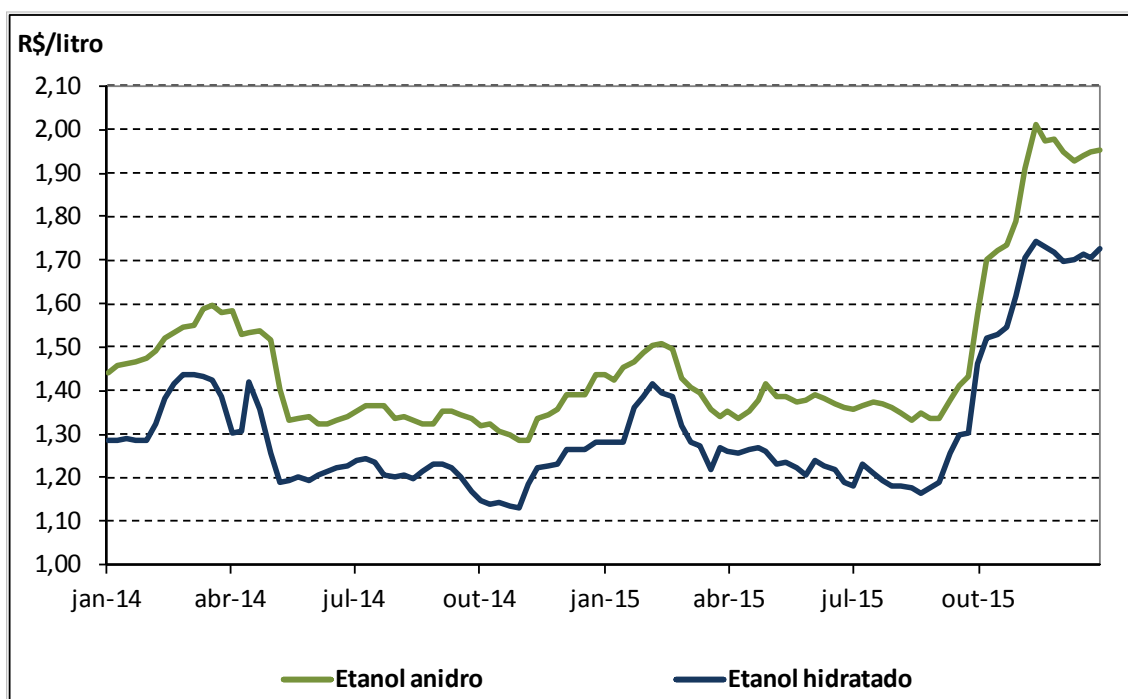
⁶⁹ A gasolina C brasileira, em 2014, era composta pela mistura de 75% de gasolina A e 25% de etanol anidro, conforme Resolução nº 01, de 28 de fevereiro de 2013, do Conselho Interministerial do Açúcar e do Alcool – (Cima).

⁷⁰ Conforme Resolução nº 1, de 4 de março de 2015, do Cima.

Historicamente, os preços de produção do etanol possuem comportamento sazonal que acompanham os períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar. A evolução desses preços influencia os preços nas etapas seguintes da cadeia produtiva (distribuição e revenda) e, portanto, há uma tendência de variabilidade nos preços de revenda do etanol ao longo do ano⁷¹.

O Gráfico 28 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 2015/2016 de Cana-de-Açúcar, divulgado pela Companhia Nacional de Abastecimento – Conab, respondeu por 48,48% ⁷² da produção brasileira. Quanto ao volume comercializado de etanol hidratado em 2015, São Paulo registrou 52,94% das vendas no País⁷³.

Gráfico 28 – Preços semanais de produção de etanol anidro e etanol hidratado, no estado de São Paulo entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015



Fonte: CEPEA/ESALQ/USP.

O Gráfico 28 indica que os preços semanais de produção de ambos os tipos de etanol apresentaram oscilações análogas no período analisado, coincidindo as trajetórias descendentes com os períodos de safra da cana-de-açúcar⁷⁴, sobretudo na região Centro-Sul⁷⁵, e as ascendentes com os períodos de entressafra.

⁷¹ Cabe destacar que a Resolução ANP n.º 67/2011, em vigor desde abril de 2012, possibilitou a mitigação de riscos de desabastecimento de etanol anidro, minimizando a probabilidade de ocorrência de grandes variações em seus preços, como as acontecidas no primeiro semestre de 2011. Mais detalhes podem ser obtidos no Boletim Anual de Preços - 2012, disponível em <http://www.anp.gov.br/?dw=59757>.

⁷² Sendo 56,00% de etanol anidro e 44,10% de hidratado.

⁷³ Conforme dados de movimentação informados pelas distribuidoras à ANP.

⁷⁴ Segundo o Quarto Levantamento da Safra 2015/2016 da Conab, o Brasil produziu 665,6 milhões de toneladas de cana-de-açúcar nesta safra, apresentando incremento de 4,9% em relação à safra passada. Na safra de 2015/2016,

Além disso, a variabilidade dos preços do biocombustível também tem origem na alteração do mix de produção a favor do açúcar nos momentos de majoração dos preços dessa commodity no mercado internacional (ver Quadro 1), no nível de preços e de demanda da gasolina automotiva (seu principal substituto) e nas condições de financiamento disponíveis para a ampliação da área plantada.

o aumento de produção foi característica apenas da Região Centro-Sul. Apesar da redução ocorrida na área plantada (3,6%), a expressiva recuperação da produtividade em relação à safra anterior (11,3%) proporcionou o aumento na produção (7,2%).

⁷⁵ O calendário de colheita para a Região Centro-Sul, responsável por aproximadamente 92% da produção nacional, historicamente, se inicia em maio e termina em novembro, enquanto que nas regiões Norte e Nordeste começam em setembro e se encerram em abril.

Box 2 - Evolução dos preços do açúcar e do etanol hidratado durante o ano de 2015

A queda no preço do açúcar no mercado internacional, entre janeiro e agosto de 2015, afigurou-se como fator fundamental para o aumento da oferta de etanol por parte das usinas, em detrimento da produção de açúcar. Vale indicar que, uma vez que o etanol combustível e o açúcar são produzidos a partir da mesma matéria-prima, a relação de preços (como *proxy* da lucratividade) entre estes dois produtos é um dos fatores determinantes para a decisão quanto ao “mix” da produção.

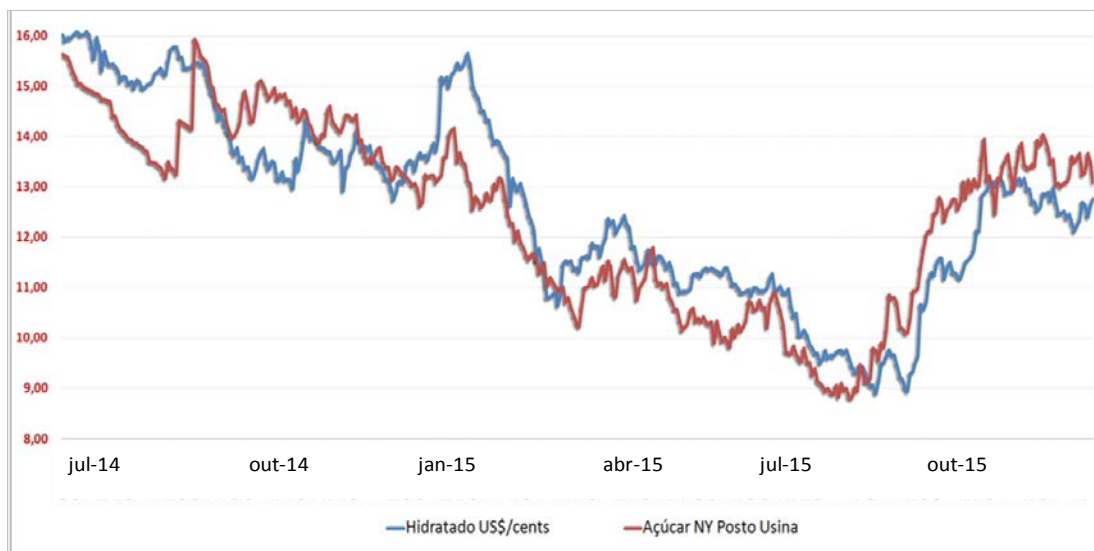
Além do fator econômico (relação entre os preços), aspectos técnicos também influenciam a composição final da produção. Por exemplo, nas épocas chuvosas e de elevada umidade, quando a concentração de sacarose está em níveis baixos, é preferível atingir o limite máximo de produção de etanol e reduzir ao mínimo necessário a produção de açúcar. Nos períodos secos, quando o rendimento em sacarose está no auge, a decisão tende a ser inversa, dando preferência à produção de açúcar (MOURA, 2014).

De acordo com as informações constantes no Gráfico 29, que traz a comparação dos preços do etanol hidratado no mercado brasileiro com a cotação do açúcar bruto de Nova York (ambos em PVU¹ e US\$ cents por libra-peso), indica que, nos primeiros oito meses de 2015, os preços do açúcar mostraram tendência decrescente, com valores persistentemente inferiores aos do biocombustível. Ou seja, entre janeiro e agosto de 2015, a produção de etanol hidratado no mercado brasileiro tornou-se mais vantajosa do que a de açúcar.

De acordo com a publicação Safras & Mercado (2015), o preço de negociação do etanol hidratado, convertido em centavos de dólar por libra-peso, superou, no mês de junho, em 9,45%² as cotações do açúcar bruto em Nova York³, contra 7,11% em janeiro de 2015. No primeiro semestre do ano, a maior diferença de preços entre os produtos foi observada em fevereiro, 10,97% em favor do etanol.

No entanto, a partir do final do ano, esse quadro se reverteu, com a recuperação dos preços tanto do açúcar quanto do etanol no mercado internacional, porém com o aumento dos preços do açúcar superior aos do biocombustível.

Gráfico 29 – Comparação entre os preços do etanol hidratado e do açúcar (NY) – em US\$ cents por libra-peso



Fonte: Safras & Mercado – Informativo Semanal Bioenergia.

Conforme mencionado, tal diferença entre os preços do etanol hidratado e do açúcar tem sido um dos motivadores para o maior direcionamento da produção do biocombustível pelas unidades produtoras brasileiras, ao longo de 2015. Na Tabela 1, que retrata a posição acumulada da safra 2015/2016 entre 1º de abril de 2015 até 31 de março de 2016, é claramente observada a tendência de redução na proporção de cana-de-açúcar direcionada à fabricação de açúcar.

Tabela 4 - Evolução da Safra 2015/2016: posição acumulada entre 1º de abril de 2015 até 31 de

março de 2016									
Produtos	Centro-Sul			São Paulo			Demais Estados		
	2014/15	2015/16	Var.(%)	2014/15	2015/16	Var.(%)	2014/15	2015/16	Var.(%)
Cana-de-açúcar ¹	573.145	617.652	7,77	336.987	368.258	9,28	236.158	249.394	5,60
Açúcar ¹	32.011	31.218	-2,48	21.877	21.564	-1,43	10.133	9.654	-4,73
Etanol anidro ²	10.740	10.643	-0,90	6.454	6.426	-0,43	4.286	4.218	-1,59
Etanol hidratado ²	15.492	17.579	13,47	7.269	8.149	12,11	8.223	9.430	14,68
Etanol total ²	26.232	28.223	7,59	13.723	14.575	6,21	12.509	13.648	9,11
Mix (%) açúcar	42,96%	40,65%	↓	49,45%	47,62%	↓	33,47%	30,63%	↓
etanol	57,04%	59,35%	↑	50,55%	52,38%	↑	66,53%	69,37%	↑

Fonte: CDC/ANP a partir de dados da Unica.

Nota: ¹ – mil toneladas; ² – milhões de litros.

Na região Centro-Sul do País, do total de cana-de-açúcar processada entre 1º de abril de 2015 e 31 de março de 2016, 40,65% e 59,35% foram destinados, respectivamente, à produção de açúcar e etanol. Nessa região, o volume total de etanol apresentou um aumento de 7,59%, na comparação com a safra de 2014/2015. A mudança no mix de produção refletiu-se nos incrementos da parcela do hidratado frente ao total de etanol produzido, quando comparados com a safra anterior: 13,47% na região Centro-Sul; 12,11% em São Paulo; e 14,68% nos demais estados.

Vale indicar que as baixas cotações do açúcar, no primeiro semestre de 2015, são decorrentes do superávit do produto no mercado internacional. De acordo o Plínio Nastari, presidente da Datagro (Folha de Pernambuco, 2015), as cotações do açúcar foram influenciadas pelas políticas de subsídio à produção e à exportação de outros grandes produtores, como a Tailândia e a Índia. Além disso, grandes consumidores, como a China e a Indonésia, isolaram seus mercados do preço mundial mais baixo da commodity, por meio de controles sobre a importação, com o objetivo de proteger a indústria local.

Notas Box 2:

1- Posto Veículo na Usina (PVU) significa que a responsabilidade do transporte é do comprador, com o preço do produto disponibilizado na origem (à disposição do comprador na propriedade do vendedor). Na estrutura do Incoterms (International Commercial Terms), seria o EXW (Ex Works ou na origem).

2 - Para o cálculo foi considerada "A média de preço de R\$ 1,40 o litro com base em Ribeirão Preto convertido na unidade de medida das cotações de Nova York equivalente ao preço de US\$/cents 11,20, já descontados os impostos internos. Por sua vez, a cotação média do açúcar bruto em Nova York no mesmo período foi de US\$/cents 11,97. Com os descontos de elevação, fobização e frete, este preço equivale ao produtor uma média de US\$/cents 10,24. (Safras & Mercado, 2015).

3 - Com base no vencimento Outubro/ 15

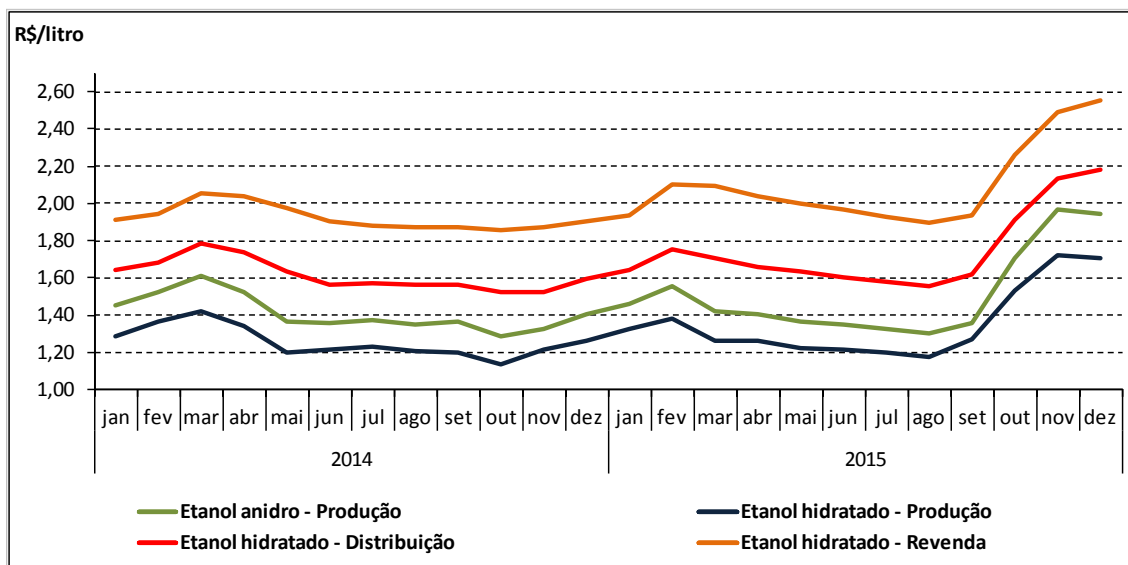
As condições climáticas também têm forte influência sobre os preços de produção tanto do etanol anidro quanto do hidratado. Entre final de agosto e início de novembro de 2015, o preço médio semanal do etanol anidro variou 50,64%, enquanto a variação no preço médio semanal do hidratado, para esse mesmo período, foi de 48,04%. De acordo com o Cepea/Esalq (2015)⁷⁶, essa variação pode ser explicada pelas chuvas ocorridas em importantes regiões produtoras do Centro-Sul, decorrentes do fenômeno El Niño, o que fez com que algumas usinas interrompessem as atividades de colheita da cana-de-açúcar, com impactos negativos sobre a disponibilidade de etanol no mercado spot. Soma-se a isso, a maior demanda por parte das distribuidoras, a fim de repor os estoques comercializados nos finais de semana prolongados de 7 de setembro e 12 de outubro, que contribuíram para o aumento nos preços de produção do biocombustível.

⁷⁶ Centro de Estudos Avançados em Economia Aplicada da USP.

Diferentemente do que aconteceu em 2014, os aumentos dos preços de produção do etanol anidro exerceram, a partir de setembro de 2015, influência suficiente para pressionar os preços ao consumidor final da gasolina C, como relatado anteriormente.

As evoluções dos preços médios mensais de produção de etanol (anidro e hidratado) e de distribuição e revenda de etanol hidratado no estado de São Paulo, entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015, estão exibidas no Gráfico 30.

Gráfico 30 - Preços médios mensais de produção de etanol anidro e de produção, distribuição e revenda de etanol hidratado, no estado de São Paulo entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015



Fonte: CEPEA/ESALQ/USP e do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Ao longo de 2014 e de 2015, conforme demonstrado pelo Gráfico 30, os preços dos dois biocombustíveis apresentaram evoluções similares, variando, principalmente, em função do volume ofertado, atrelado anualmente aos períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar.

O preço médio de produção do etanol anidro registrou elevação nominal de 38,13% ao se comparar a cotação média de dezembro de 2015 com a do mesmo período de 2014. Seguindo essa tendência, os preços médios do etanol hidratado nos segmentos de produção, distribuição e revenda acumularam altas de 34,95%, 36,82% e 34,40%, respectivamente, na mesma base de comparação.

Segundo dados divulgados pela Conab, referentes à safra 2015/2016⁷⁷, a área destinada ao cultivo da cana-de-açúcar no Brasil⁷⁸ teve uma redução de 3,9%, porém, a produção do País apresentou um incremento de 4,9% em relação à safra passada. A produtividade da atual temporada também registrou aumento, de 9,1%, resultando em uma elevação de 6,3% na produção nacional de etanol, comparando-se com dados da safra anterior.

⁷⁷ Informações disponíveis no Quarto Levantamento da Safra 2015/2016 de Cana-de-Açúcar da Conab.

⁷⁸ O decréscimo foi reflexo do comportamento da safra em três grandes estados produtores: São Paulo, Paraná e Mato Grosso do Sul, onde o excesso de chuva atrasou a colheita, o que fez com que houvesse cana bisada a ser colhida na próxima safra, e Alagoas, onde duas unidades de produção deixaram de funcionar nesta safra, segundo o Quarto Levantamento da Safra 2015/2016 de Cana-de-Açúcar da Conab.

O incremento da produção nacional não foi maior em razão seca que atingiu o Nordeste, afetando fortemente os níveis de produtividade dos canaviais⁷⁹.

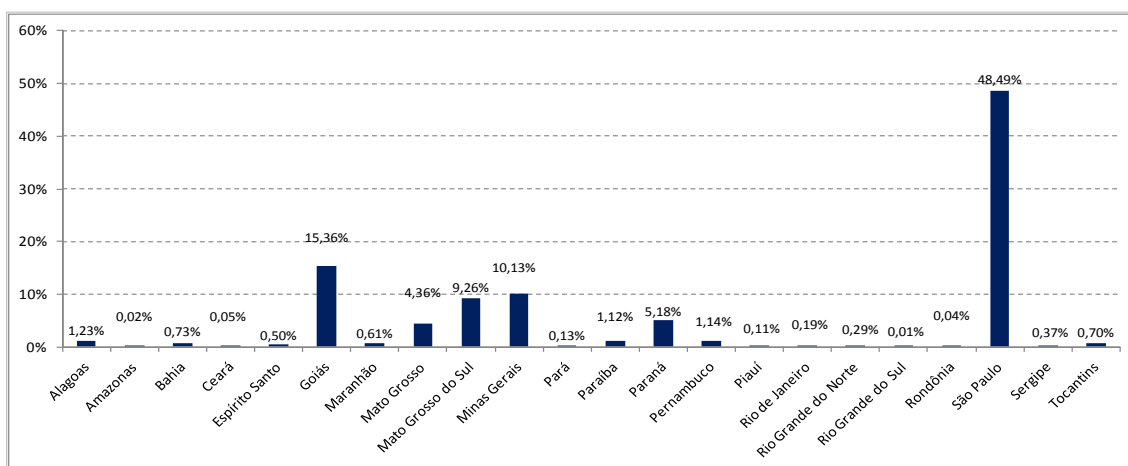
Assim como em duas safras anteriores (2012/2013 e 2013/2014), a cultura da cana-de-açúcar, nas regiões Norte e Nordeste, foi impactada novamente pelas condições climáticas desfavoráveis, apresentando, com isso, um decréscimo na produtividade de 12,8% na safra 2015/2016, além da redução na área plantada (5,8%), o que refletiu numa redução de produção de 17,8% em relação à safra 2014/2015.

Nesta safra, o aumento de produção é uma característica apenas da Região Centro-Sul. A despeito da redução ocorrida na área plantada de 3,6%, a expressiva recuperação da produtividade em relação à safra 2014/2015, de 11,3%, proporcionou o aumento na produção de cana-de-açúcar de 7,2%.

Os canaviais de São Paulo, maior estado produtor e consumidor de etanol do País, na safra 2015/2016⁸⁰, registraram um incremento de 7,6% na produção e de 12,1% na produtividade, a despeito da redução de sua área de plantio em 4,0%. Já a produção total do biocombustível no referido estado foi de, aproximadamente, 14 bilhões de litros, aumento de 4,3%. Desse total, 42,5% foi destinado à elaboração de etanol anidro e 57,5% à de hidratado.

Ainda de acordo com os dados da safra 2015/2016 divulgados pela (CONAB, 2016) e visualizados no Gráfico 31, São Paulo produziu 48,49% do etanol nacional, seguido por Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Paraná, Mato Grosso. Esses seis estados detiveram 93% da produção brasileira, enquanto os das regiões Norte e Nordeste responderam por cerca de 6%.

Gráfico 31 - Participação dos estados brasileiros na produção de etanol (safra 2015/2016)



Fonte: Conab.

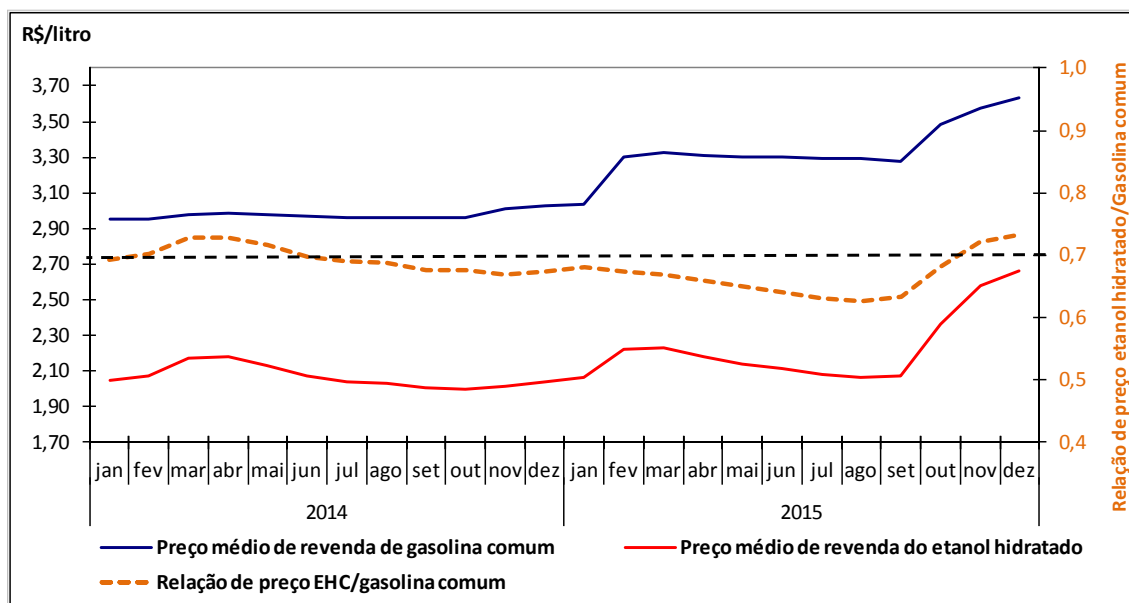
⁷⁹ A mesma avaliação se estendeu para os estados produtores da Região Norte, destacando Rondônia, Pará e Tocantins, também impactados pela restrição hídrica, de acordo com o Quarto Levantamento da Safra 2015/2016 de Cana-de-Açúcar da Conab.

⁸⁰ O estado de São Paulo, na safra 2014/2015, apesar da ampliação de sua área de plantio em 2,9%, registrou decréscimo de 11% na produtividade, resultando em uma produção de cana-de-açúcar 8,4% inferior à atingida na safra 2013/2014. (BAP, 2015).

1.1.2 Efeitos dos preços relativos sobre as demandas de gasolina comum e de etanol hidratado

As evoluções dos preços médios mensais ao consumidor final de etanol hidratado e de gasolina comum no País, entre 2014 e 2015, estão expostas no Gráfico 32, assim como a relação existente entre eles. O limite de 70% entre os valores do biocombustível e do derivado de petróleo, relativo à vantagem econômica em se abastecer com o etanol hidratado, está indicado pela linha preta tracejada⁸¹.

Gráfico 32– Relação entre os preços médios mensais de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015



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

O Gráfico 32 demonstra que, de janeiro de 2014 a dezembro de 2015, os preços médios de revenda de etanol hidratado apresentaram maior variabilidade vis-à-vis os preços médios de revenda da gasolina comum. No caso do etanol, essa maior variabilidade refletiu os períodos de safra e de entressafra da colheita da cana-de-açúcar, além do expressivo aumento no preço médio de produção do etanol hidratado, a partir de setembro de 2015, devido às questões climáticas desfavoráveis, como já colocadas anteriormente.

Já os preços médios mensais de revenda de gasolina comum somente registraram oscilações mais acentuadas quando dos reajustes da gasolina A, os quais foram repassados ao consumidor final⁸², quando da mudança na tributação incidente sobre esse derivado de petróleo, em fevereiro de 2015 e do aumento do preço médio de produção do etanol anidro (componente da gasolina comum), a partir do último quadrimestre de 2015.

⁸¹ Embora sejam 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 o biocombustível quando o preço deste representar 70% ou menos do valor da gasolina comum, uma vez que o diferencial entre o poder calorífico dos dois combustíveis tem reflexo direto sobre a rentabilidade por quilômetro rodado dos dois combustíveis.

⁸² Além do reajuste de 3% em novembro de 2014, houve aumento de 6% em setembro de 2015.

Considerando-se os preços médios em nível nacional, e dada a relação de substituíbilidade, pelo lado da demanda, entre o etanol hidratado e a gasolina em função dos seus preços relativos, foi mais vantajoso, economicamente, o consumo do biocombustível durante oito meses de 2014 (janeiro e entre junho e dezembro) e, praticamente, durante todo o ano de 2015. Somente a partir de novembro de 2015, o consumo de gasolina voltou a ser economicamente mais vantajoso.

Como dito anteriormente, o aumento do preço da gasolina no mercado doméstico decorrente da elevação das alíquotas do PIS e da Cofins, assim como o decorrente dos reajustes no preço médio de produção, melhorou a competitividade do etanol hidratado, propiciando o aumento do seu consumo em detrimento do combustível derivado de petróleo. Também contribuiu para esse cenário, a redução nas alíquotas de ICMS⁸³, em Minas Gerais, incidente sobre o etanol hidratado, bem como o aumento deste imposto sobre a gasolina, o que beneficiou o uso do biocombustível naquela unidade de federação.

Esse cenário se reverteu no final do ano, com o etanol hidratado perdendo competitividade frente à gasolina comum. A manutenção da demanda aquecida, quando comparada com o ano de 2014, e o início do período da entressafra, agravada por condições climáticas desfavoráveis, pelo lado da oferta, exerceram papel preponderante para isso.

Conforme pode ser visualizado na Tabela 5 a seguir, essa maior competitividade fez com que o etanol hidratado, em 2015, apresentasse acréscimo de 37,47% no seu consumo, enquanto a demanda por gasolina comum sofreu retração de 7,27% em relação a 2014.

⁸³ A partir de março de 2015, a alíquota do ICMS incidente sobre o etanol hidratado, em Minas Gerais, reduziu de 19% para 14%, enquanto a incidente sobre a gasolina comum aumentou de 27% para 29%. A mudança na legislação do ICMS alterou a relação entre os preços do biocombustível e do derivado do petróleo, gerando uma modificação no padrão da demanda mineira de combustíveis automotivos no ano de 2015.

Tabela 5- Evolução do consumo de etanol hidratado e de gasolina comum no Brasil entre 2000 e 2015

Ano	Consumo de etanol hidratado - Brasil (mil m³)	Variação em relação ao ano anterior	Consumo de gasolina comum - Brasil (mil m³)	Variação em relação ao ano anterior	Consumo Ciclo Otto - Brasil (mil m³)	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%
2013	11.754,96	19,34%	41.365,26	4,20%	53.120,22	7,21%
2014	12.994,12	10,54%	44.364,25	7,25%	57.358,36	7,98%
2015	17.862,74	37,47%	41.137,40	-7,27%	59.000,14	2,86%

Fonte: Simp/ANP, dados obtidos em 2/2/2015.

Convém esclarecer que a vantagem no consumo de etanol hidratado, em relação à gasolina comum, é mais nítida em localidades mais próximas das áreas produtoras, bem como na época da colheita de cana-de-açúcar (quando a oferta do biocombustível é maior). Dessa forma, a atratividade do etanol, em 2015, além de ter sido notada nos estados de São Paulo, Goiás, Paraná e Mato Grosso⁸⁴ (como em 2014), também foi percebida no estado de Minas Gerais. Estes estados, somados, foram responsáveis por 83% do consumo de etanol em 2015. De fato, a demanda do etanol hidratado no País, conforme indicado na Tabela 2, apontou, em 2015, crescimento pelo terceiro ano consecutivo, o que não acontecia desde 2009, ano em que registrou seu maior consumo histórico⁸⁵. A da gasolina comum, que crescia desde 2004, encerrou o ano em queda de 7,27%, na comparação com 2014.

O Gráfico 33 delinea o crescimento do consumo de combustíveis automotivos para suprir a necessidade oriunda dos veículos com motores do Ciclo Otto desde 2009.

O consumo total de combustíveis dos veículos do Ciclo Otto, entre janeiro de 2009 e dezembro de 2014, conforme retratado no Gráfico 33, cresceu a uma taxa média anual de 7%. Em 2014, especificamente, a elevação foi de quase 8% em relação a 2013. No

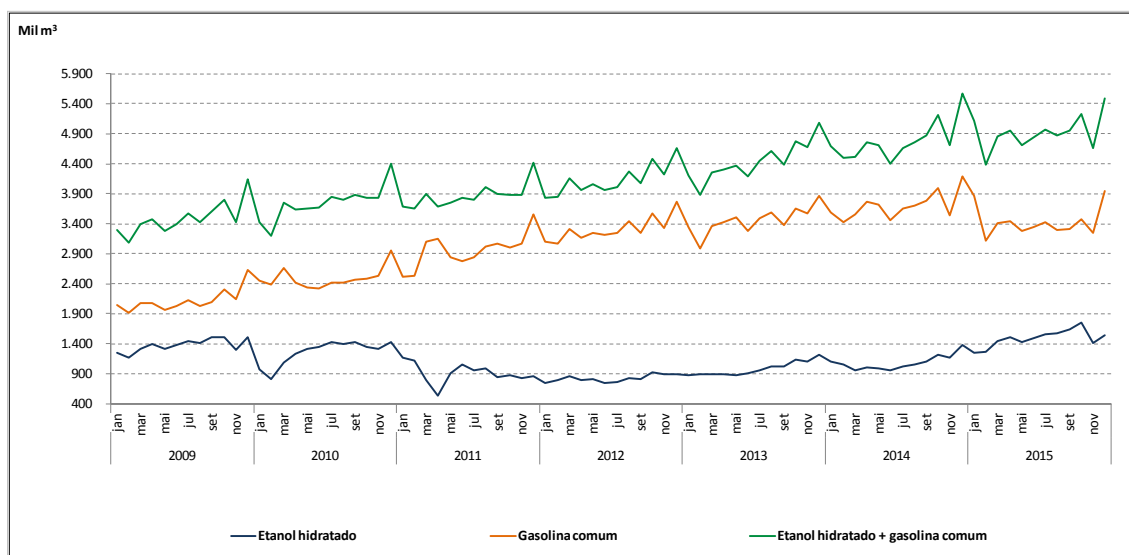
⁸⁴ Contudo, mesmo nesses estados, o consumidor pode, em função de suas preferências, adquirir gasolina C.

⁸⁵ O volume consumido de etanol hidratado em 2009 foi apenas 1,2% superior ao verificado em 2015.

entanto, demanda mensal brasileira de combustíveis do Ciclo Otto registrou 59,0 milhões de m³, em 2015, contra 57,3 milhões de m³, em 2014 (aumento de apenas 2,86%).

Cabe destacar a participação do etanol hidratado na demanda desses combustíveis, segundo a Tabela 5, que atingiu 30% em 2015, avanço de sete pontos percentuais comparando-se com a participação no ano anterior.

Gráfico 33 – Consumo mensal de etanol hidratado e de gasolina comum no Brasil entre janeiro de 2009 e dezembro de 2015



Fonte: SIMP/ANP, dados obtidos em 14/04/2016.

Observa-se, no Gráfico 33, que, em outubro de 2015, o consumo mensal de etanol hidratado atingiu 1,7 milhão de m³, cerca de 200 mil m³ superior ao pico, historicamente, alcançado em dezembro de 2009, período altamente favorável à aquisição deste em detrimento da gasolina comum, em função dos preços relativos entre os combustíveis⁸⁶.

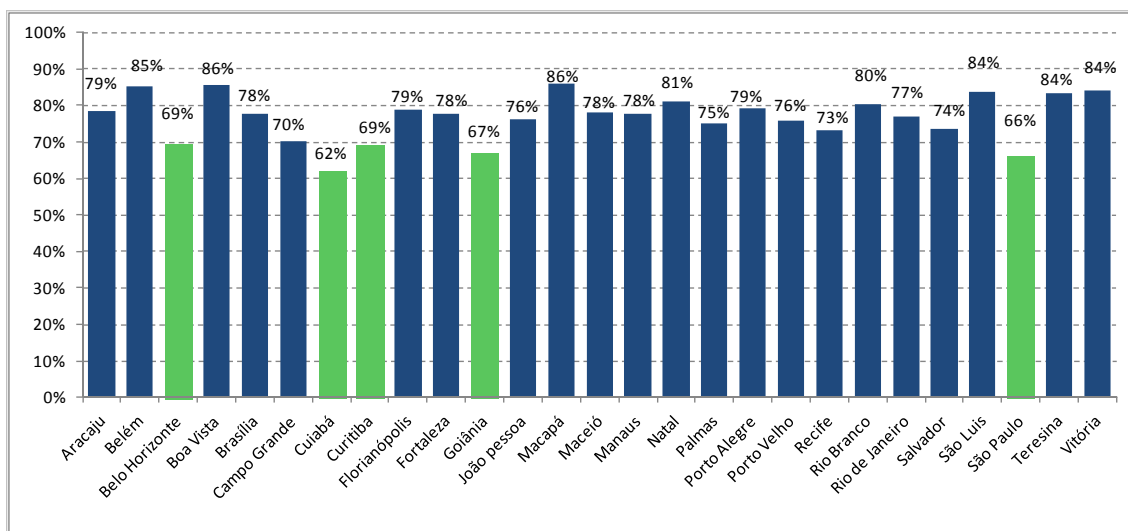
Apesar de a competitividade do etanol hidratado em relação à gasolina comum ter sido superior na maior parte de 2015 em somente cinco estados - São Paulo, Goiás, Paraná, Mato Grosso e Minas Gerais -, cumpre destacar que estes consumiram, em 2015, 45% da gasolina comum do País e 83% do etanol hidratado⁸⁷. Isso evidencia a importância dos preços relativos daquelas regiões favorecendo o volume comercializado de etanol.

O Gráfico 34 ilustra a relação entre os preços médios ao consumidor final dos dois energéticos praticados pelos postos revendedores localizados nas capitais brasileiras em 2015.

⁸⁶ No fim da década passada, a relação de preços entre o etanol hidratado e a gasolina comum favoreceu o consumo do primeiro, mesmo nos períodos de entressafra da cana-de-açúcar.

⁸⁷ Estes estados são detentores de mais da metade da frota brasileira de veículos, de acordo com o Anuário da Indústria Automobilística Brasileira – 2015 da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – Anfavea, disponível em <http://www.anfavea.com.br/anuario.html>.

Gráfico 34 – Relação entre os preços médios de revenda de etanol hidratado e de gasolina comum, por capitais, em 2015



Fonte: Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Os percentuais expostos no Gráfico 34 revelam que, ao longo de 2015, houve vantagem econômica na aquisição do etanol hidratado em detrimento da gasolina comum em Cuiabá (MT), Curitiba (PR), Goiânia (GO) e São Paulo (SP), refletindo o cenário de 2014. Após a entrada em vigor da redução da alíquota do ICMS sobre o etanol, em abril de 2015, o estado de Minas Gerais se juntou aos demais, totalizando as cinco unidades da Federação nas quais o abastecimento com o biocombustível é mais vantajoso vis-à-vis a gasolina. É importante ressaltar que esses estados concentram 59% da frota nacional de veículos⁸⁸.

Ademais, além das cinco capitais localizadas na região Centro-Sul do País, em Campo Grande (MS), durante 37 semanas (o correspondente a 71% do ano), também foi vantajoso economicamente o consumo do biocombustível. Nas capitais goiana e paulista, a competitividade dos combustíveis favoreceu o etanol hidratado em 83% das semanas de 2015, ao passo que em Cuiabá e Curitiba tal vantagem ocorreu em 94% e 77% do ano, respectivamente. Já em Belo Horizonte, a vantagem econômica do biocombustível comparada ao derivado de petróleo ocorreu em 58% das semanas durante o ano de 2015.

De maneira geral, pode-se afirmar que a competitividade entre os combustíveis sempre será diferenciada regionalmente, devido aos períodos de safra e de entressafra da cana-de-açúcar, à proximidade dos centros produtores (o que reduz o valor do frete), às diferentes alíquotas de ICMS incidentes sobre os combustíveis e à presença de grandes economias de escala na comercialização do produto.

1.2 Óleo diesel: aumento dos preços no mercado nacional foi o destaque de 2015

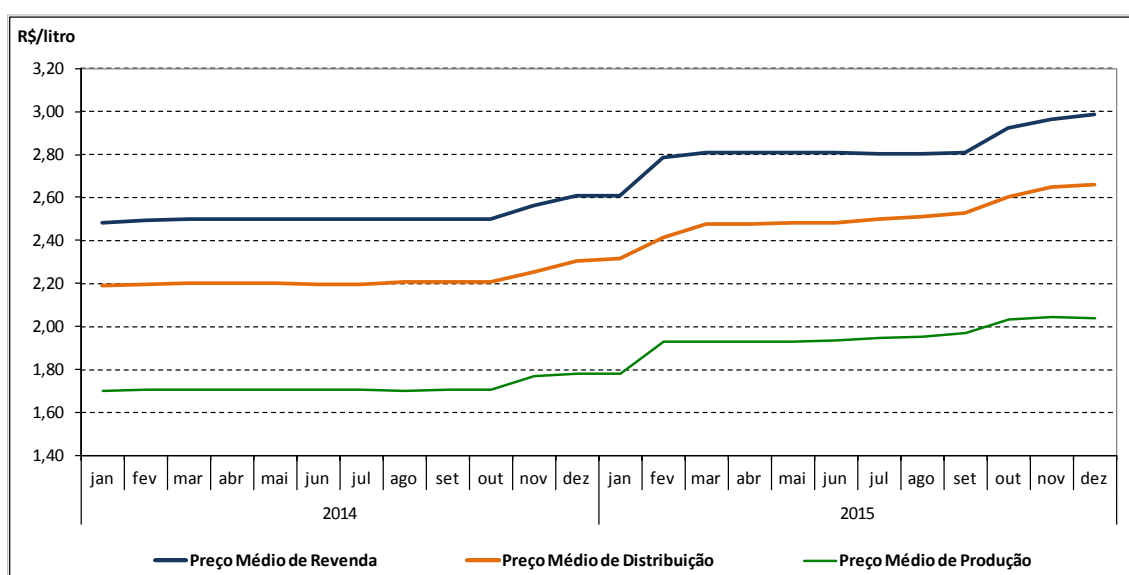
Conforme observado na edição anterior deste Boletim Anual de Preços, no final do ano de 2014, o preço médio nacional do diesel sofreu reajuste de 5% nas unidades

⁸⁸ De acordo com o Anuário da Indústria Automobilística Brasileira – 2015 da Associação Nacional dos Fabricantes de Veículos Automotores – Anfavea, disponível em <http://www.anfavea.com.br/anuario.html>.

produtoras do País, com impacto positivo de cerca de 4% nos preços médios de distribuição e de revenda do produto⁸⁹.

Em 2015, merecem destaque dois fatos distintos relativos ao comportamento do preço do diesel. O primeiro diz respeito à elevação, no mês de fevereiro, das alíquotas do PIS e da Cofins incidentes sobre o combustível⁹⁰. As respectivas contribuições, somadas, passaram de R\$ 0,15/litro para R\$ 0,30/litro e acarretaram acréscimos da ordem de 8% nos preços médios de produção e de revenda; e de 7% nos preços médios de distribuição do produto. O segundo fato foi o reajuste médio de 4%, em setembro, dos preços de produção do óleo diesel⁹¹, que se traduziu em aumentos de cerca de 5% e 6% nos respectivos preços médios de distribuição e revenda, na comparação entre dezembro e setembro, conforme ilustrado no Gráfico 35.

Gráfico 35 – Comportamento dos preços médios¹ mensais do óleo diesel² no Brasil (janeiro de 2014 a dezembro de 2015)



Fonte: Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e do Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

Notas: **1.** O preço médio de produção contempla 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 inclui 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. **2.** Refere-se ao diesel S-500.

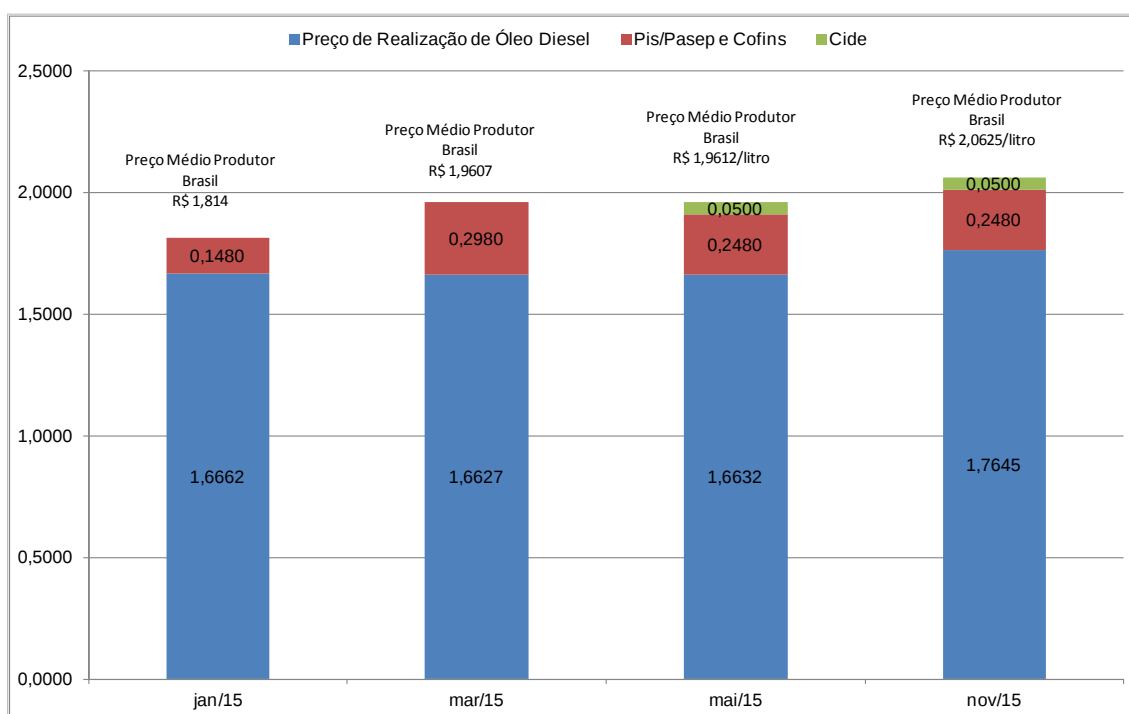
De modo a ilustrar a composição do preço de produção do óleo diesel em face tanto do aumento dos tributos federais quanto do reajuste médio nas unidades produtoras, o Gráfico 36 traz a evolução das parcelas do PIS/Cofins e da Cide, bem como estimativa do preço médio de realização do óleo diesel, para meses selecionados de 2015.

⁸⁹ Informações mais detalhadas sobre o comportamentos dos preços do óleo diesel no ano de 2014 podem ser obtidas no Boletim Anual de Preços de Petróleo, Gás Natural e Combustíveis nos Mercados Nacional e Internacional – 2015 (ANP, 2015a).

⁹⁰ A partir de 1º de fevereiro, a tributação incidente sobre a gasolina e o diesel sofreu alterações, conforme o decreto presidencial nº 8.395/2015.

⁹¹ Em 30 de setembro de 2015, a Petrobras anunciou reajustes nos preços de venda nas refinarias, a vigorarem a partir da 0:00h do mesmo dia do anúncio (PETROBRAS, 2015).

Gráfico 36 – Composição do preço médio de produção do óleo diesel¹ - Brasil



Fonte: Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

Nota 1: Inclui todos os tipos de óleo diesel de uso rodoviário comercializados no País.

Nota-se que o aumento da Cide para R\$ 0,05/litro, em maio de 2015, não acarretou elevação no preço médio de produção do óleo diesel, tendo em vista que, concomitantemente, as alíquotas das contribuições de Pis/Cofins foram reduzidas na mesma proporção, de modo que o somatório dos impostos federais incidentes sobre o óleo diesel permaneceu em R\$ 0,30/litro.

No que se refere à comercialização dos diferentes tipos de diesel no mercado nacional, observa-se um aumento da participação dos óleos diesel de menores teores de enxofre. Desde janeiro de 2014, o óleo diesel S-1800⁹² foi totalmente substituído pelo óleo diesel S500 no segmento rodoviário⁹³ e, dessa forma, esse segmento passou a ser atendido tanto pelo diesel S-500⁹⁴ como pelo diesel S-10⁹⁵, de acordo com a Resolução ANP nº 50/2013⁹⁶.

⁹² Combustível com teor de enxofre máximo de 1.800 mg/kg. De acordo com a Resolução ANP nº 45, de 20 de dezembro de 2012, passou a ser classificado como "óleo diesel não rodoviário". Segundo esta Resolução, os usos não rodoviários referem-se aos veículos e equipamentos empregados no transporte ferroviário, na extração mineral e na geração de energia elétrica.

⁹³ Note-se, entretanto, que o óleo diesel S-1800 continuará sendo destinado ao uso não rodoviário, nos termos da Resolução ANP nº 45/2012.

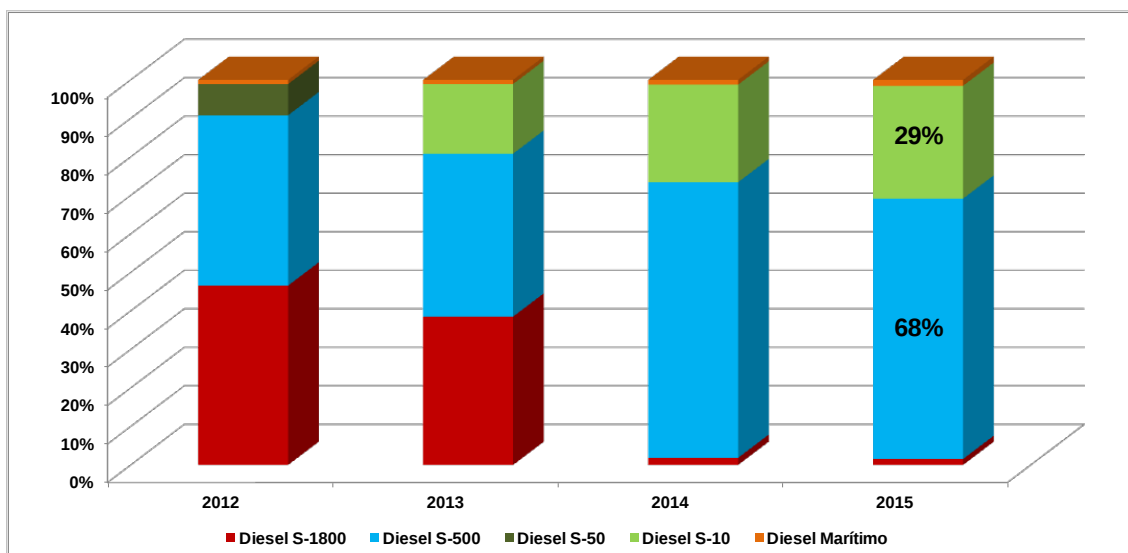
⁹⁴ Combustível com teor de enxofre máximo de 500 mg/kg.

⁹⁵ Combustível com teor de enxofre máximo de 10mg/kg.

⁹⁶ Esse processo de substituição do óleo diesel é resultado do cumprimento das etapas do Programa de Controle da Poluição do Ar por Veículos Automotores – Proconve, instituído em 1986 pelo Conselho Nacional do Meio Ambiente (Conama), com a publicação da Resolução Conama nº 18, de 06 de maio de 1986, e, posteriormente, incorporado

O Gráfico 37 traz a evolução da participação de cada tipo de óleo diesel comercializado no mercado nacional.

Gráfico 37 – Evolução da participação de cada tipo de óleo diesel comercializado no mercado nacional (2012 a 2015)



Fonte: SAB/ANP⁹⁷.

Notas: 1. A partir de janeiro de 2013, o diesel S-10 substituiu integralmente o diesel S-50. 2. O diesel marítimo representa apenas 1% do total comercializado. O diesel S-1800 possui cerca de 2% do total comercializado, sendo disponibilizado apenas para o segmento não rodoviário.

Em 2015, o diesel S-10 representou cerca de 29% do diesel ofertado, parcela de mercado superior aos 25% verificados no ano anterior. O aumento da participação do diesel S-10 ocorreu em detrimento da parcela de mercado do diesel S-500 que teve queda de quatro pontos percentuais em relação a 2014, e atingiu, assim, 68% do diesel ofertado em 2015.

Vale indicar que de todo o óleo diesel produzido no País, em 2015, cerca de 24% correspondeu ao diesel S-10, proveniente de nove refinarias⁹⁸.

No que se refere ao diferencial de preços⁹⁹ entre os diferentes tipos de diesel, o Gráfico 38 apresenta o comportamento dos preços médios mensais nacionais do diesel S-10 e do diesel S-500 nas diversas etapas da cadeia, no decorrer de 2015.

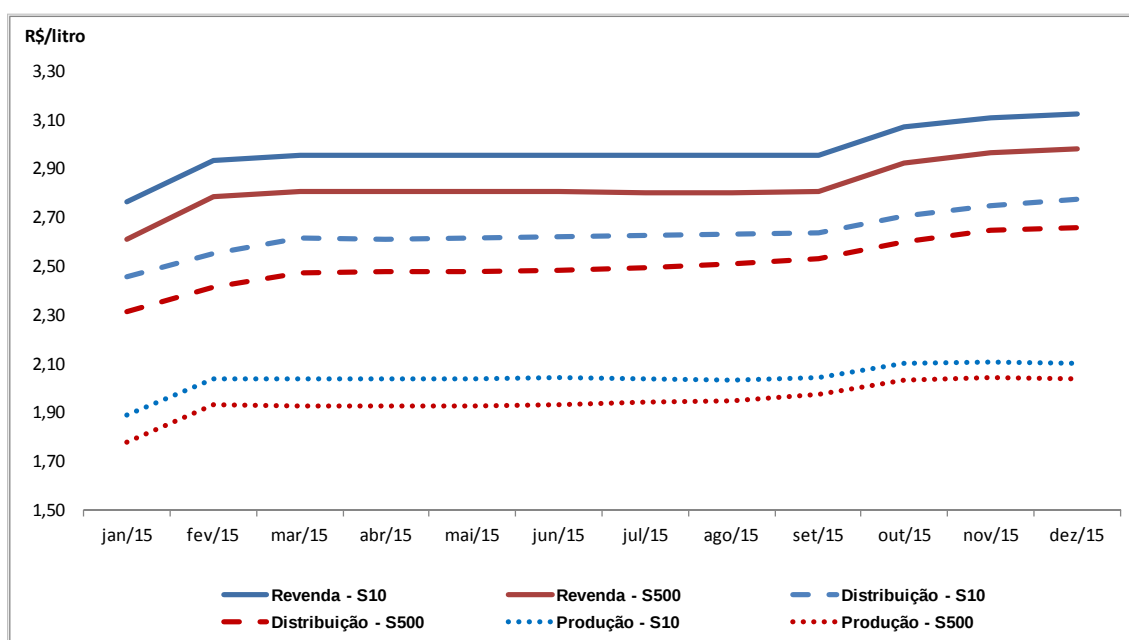
ao Pronar - Programa Nacional de Controle da Qualidade do Ar, criado pela Resolução Conama nº 05, de 15 de julho de 1989. Mais informações sobre esse assunto podem ser obtidas no Boletim Anual de Preços 2013 (ANP, 2013).

⁹⁷ Publicação de entregas de combustíveis às distribuidoras, disponível em <http://www.anp.gov.br/wwwanp/distribuidor/149-combustiveis-liquidos/3149-homologacao-das-quotas>.

⁹⁸ Recap, Reduc, Refap, Regap, Repar, Replan, Revap, Rlam e Rnest.

⁹⁹ O Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis da ANP contempla, desde 2013, a coleta dos preços do óleo diesel S-10 nos postos revendedores de combustíveis automotivos. A partir de janeiro de 2013, o óleo diesel S-10 substituiu integralmente o óleo diesel S-50, segundo os critérios estabelecidos pela antiga Resolução ANP nº 65/2011 (revogada pela Resolução ANP nº 50/2013). Mais informações ver as edições anteriores do Boletim Anual de Preços.

Gráfico 38 – Comportamento dos preços médios do diesel S-10 e do diesel S-500 em 2015



Fonte: Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e Sistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

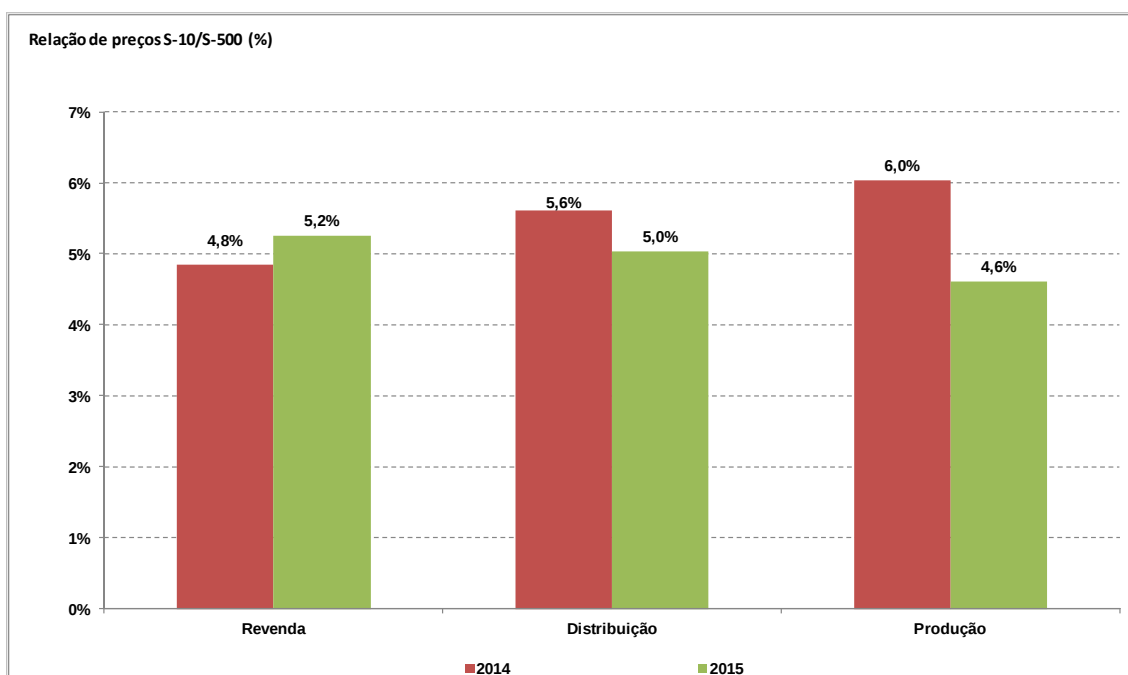
Verifica-se que, ao longo de 2015, o diferencial de preços de produção do diesel S-10 e do diesel S-500 apresentou comportamento de queda, passando de R\$ 0,11/litro, no primeiro trimestre, para R\$ 0,07/litro no final do ano¹⁰⁰. A mesma tendência foi observada na distribuição, segmento no qual o diferencial de preços passou de R\$0,14/litro, no início do ano¹⁰¹, para o valor médio de R\$0,11/litro no último trimestre. Já a diferença entre os preços médios de revenda do diesel S-10 e do diesel S-500 permaneceu em torno do R\$ 0,15/litro ao longo do ano.

Tendo em vista as recentes alterações nos preços do diesel, faz-se necessário analisar o comportamento do diferencial de preços entre os óleos diesel S-10 e S-500 em termos percentuais. Gráfico 39 ilustra a evolução, no biênio 2014-15, da relação entre o preço médio anual os dois tipos de diesel em cada etapa da cadeia produtiva.

¹⁰⁰ Considerando a média do último trimestre do ano.

¹⁰¹ Considerando o primeiro trimestre do ano.

Gráfico 39 – Relação entre os preços dos óleos diesel S-10 e S-500 em cada etapa da cadeia produtiva (2014 - 2015)



Fonte: Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP e dSistema de Comercialização de Produtos – SCP/ANP.

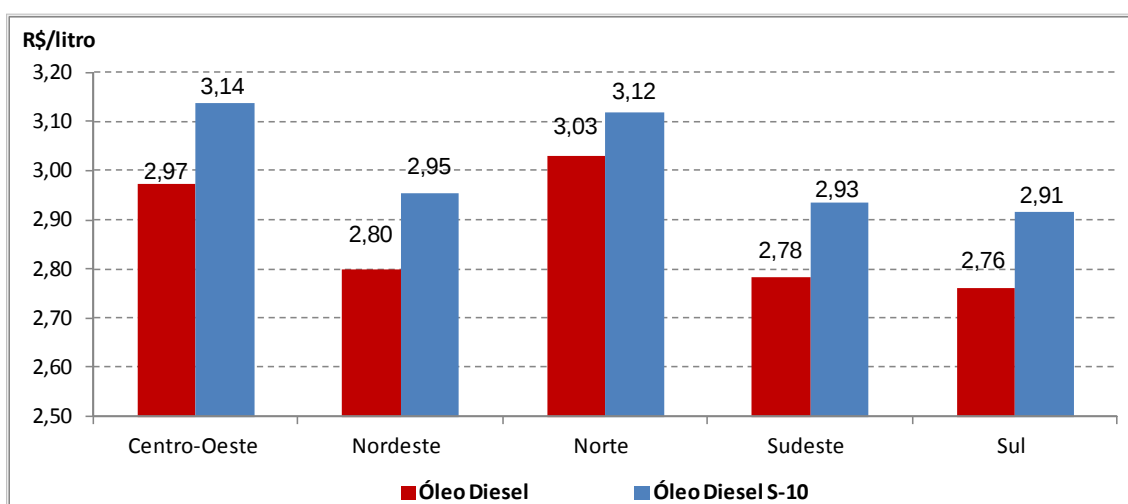
O preço médio do diesel S-10, em 2015, foi cerca de 5% superior ao do diesel S-500, com pequenas variações ao redor deste percentual dependendo da etapa da cadeia.

Na comparação com o ano de 2014, os diferenciais de preços desses produtos recuaram em cerca de meio ponto percentual no segmento de distribuição, e pouco mais de dois pontos percentuais na produção. Já na etapa de revenda, a diferença entre os preços dos dois tipos de diesel ampliou-se quase meio ponto percentual, considerando a mesma base de comparação.

Na comparação regional, as diferenças entre os preços médios de revenda do diesel S-500 e do diesel S-10 foram distintas nas cinco regiões do País, em função de suas respectivas peculiaridades¹⁰². O Gráfico 40 ilustra os preços médios regionais desses tipos de diesel referentes ao ano de 2015.

¹⁰² Importa destacar que, além do preço de aquisição do combustível, os preços praticados pelos diversos agentes econômicos que atuam nas atividades de abastecimento de combustíveis automotivos (distribuição e revenda) são definidos em função de outros diversos fatores, tais como: despesas operacionais (entre as quais se destacam aquelas referentes ao frete), incidência de diferentes alíquotas de impostos estaduais e padrão de concorrência existente em cada mercado.

Gráfico 40 – Preço médio de revenda regional do diesel S-500 e do diesel S-10 em 2015



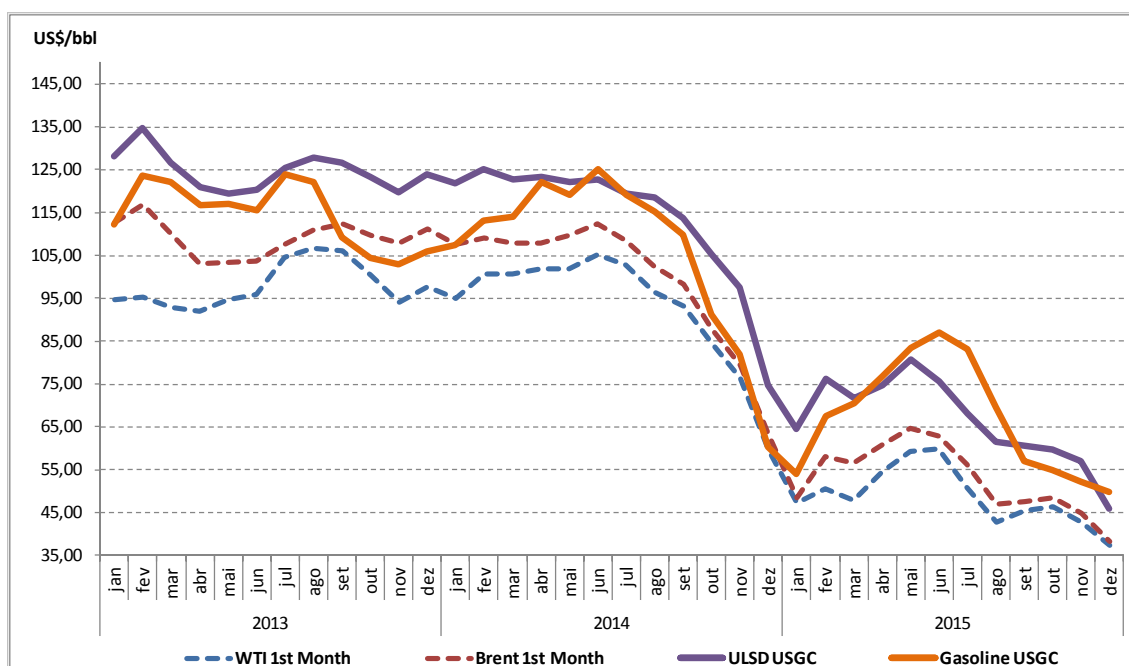
Fonte: elaboração a partir de dados do Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis – ANP.

Diferentemente do observado em 2014, no ano de 2015 os menores preços médios de revenda de diesel S-500 e S-10 foram registrados no Sul do País, seguido de perto pelas regiões Sudeste e Nordeste, respectivamente. Já a Região Centro-Oeste apresentou, no mesmo período, o maior preço de diesel S-10, na média anual, enquanto a Região Norte do País o maior preço médio anual para o diesel S-500, bem como o menor diferencial de preços entre S-10 e S-500, cerca de R\$ 0,09/litro na média de 2015.

1.3 Preços nos mercados nacional e internacional

Conforme exposto no BAP 2015, a partir do segundo semestre de 2014, os preços do barril de petróleo reverteram a relativa estabilidade observada desde 2011 e iniciaram expressivo declínio de suas cotações. O Gráfico 41 apresenta a evolução dos preços médios do petróleo e da gasolina e do diesel de referência praticados no mercado internacional, nos últimos dois anos.

Gráfico 41– Evolução dos preços do petróleo, da gasolina e do diesel no mercado internacional* (2014 a 2015)



Fonte: Platts.

Em janeiro de 2015, o Brent (1st Month), negociado em Londres, foi precificado, em média, a US\$ 48,50/b, e o WTI (1st Month) foi cotado, na média, a US\$ 47,24/b, valores que representam respectivas quedas de cerca de 50% e 55%, na comparação com as cotações médias verificadas em janeiro de 2014. Esses preços mostraram tendência de recuperação, até meados de 2015, e, a partir de então, voltaram a cair atingindo, em dezembro de 2015, US\$ 38,18/b (Brent -1st Month) e US\$ 37,26/b (WTI - 1st Month), as menores cotações dos últimos dois anos.

Os preços internacionais da gasolina e do diesel acompanharam a trajetória dos preços médios do petróleo. Considerando as cotações de referência da Costa do Golfo dos Estados Unidos, a gasolina encerrou o ano de 2015 no patamar de US\$ 49,78/b, queda de 18% em relação ao preço médio registrado no mesmo mês de 2014. Na mesma base de comparação, o preço do diesel apresentou redução de cerca de 39%, atingindo o valor médio de US\$ 45,86/b.

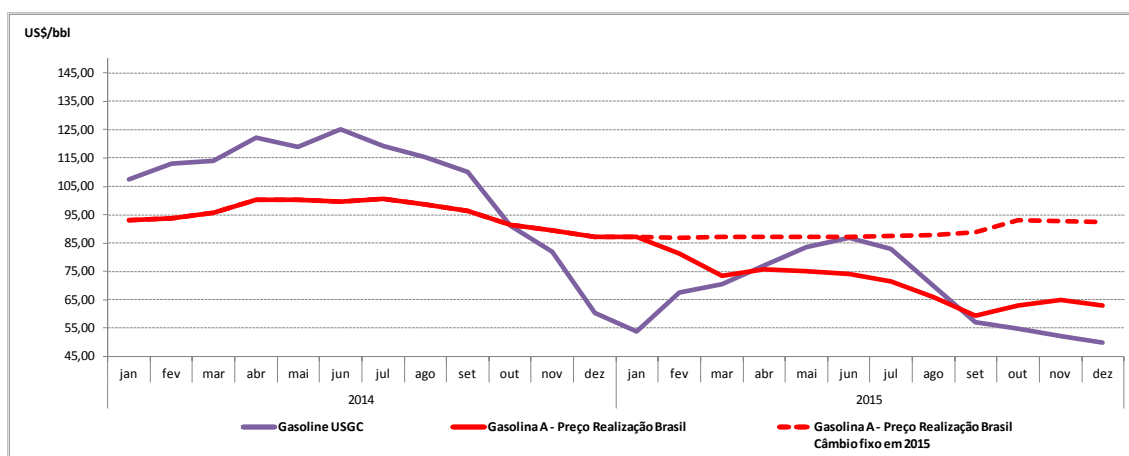
→ Gasolina

O Gráfico 42 delinea os comportamentos dos preços médios das gasolinas A brasileira e internacional de referência, no caso a da Costa do Golfo dos Estados Unidos (gasoline USGC)¹⁰³, entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015. O Gráfico 42 ilustra, ainda, uma estimativa de evolução do preço nacional de realização (linha tracejada vermelha), dada a taxa de câmbio referente a janeiro de 2016¹⁰⁴.

¹⁰³ A gasolina *Regular Unleaded* (comum sem chumbo) comercializada na Costa do Golfo possui octanagem de 87, conforme disposto na metodologia da Platts.

¹⁰⁴ Considerando taxa de câmbio de R\$/US\$ 2,55, correspondente à média do último trimestre de 2014.

Gráfico 42– Comparação dos preços médios mensais da gasolina A nacional e da gasolina de referência no mercado internacional (2014 e 2015)



Fonte: Platts e SCP/ANP.

A abrupta queda das cotações do petróleo e de seus derivados no mercado internacional, especialmente a partir do segundo semestre de 2014, não foi acompanhada, na mesma proporção, pelo preço interno da gasolina A¹⁰⁵. Com isso, a partir de outubro de 2014, a gasolina brasileira passou a ser precificada nas unidades produtoras em patamares superiores aos praticados na Costa do Golfo dos Estados Unidos, algo que não ocorria desde 2010. Esta condição perdurou até março de 2015. Neste período, o preço da gasolina brasileira chegou a atingir valor 62%¹⁰⁶ acima da cotação de referência no mercado externo. Entre abril e julho de 2015, o panorama se inverteu e o combustível nacional tornou-se, em média, 10% mais barato em função, principalmente, da recuperação das cotações externas da gasolina.

No segundo semestre de 2015, entretanto, com a nova trajetória declinante das cotações internacionais do petróleo e de seus derivados, e com o reajuste do preço da gasolina nas unidades produtoras do País, o barril do combustível nacional encerrou o ano cotado em US\$ 63,09, valor 27% acima do norte-americano de referência. Ao final de 2014, essa diferença foi de 44% em favor da gasolina brasileira¹⁰⁷.

O comportamento do câmbio também foi um elemento relevante no que se refere ao comparativo destes preços, em 2015. A título ilustrativo, se fosse considerada uma taxa de câmbio mantida constante desde janeiro de 2015, a linha tracejada vermelha representaria a evolução dos preços de realização da gasolina A nacional que, nesse cenário, estaria cotada em patamares superiores a gasolina de referência no mercado internacional por, praticamente, todo o ano de 2015.

¹⁰⁵ Informações mais detalhadas sobre o comportamento dos preços nacionais e internacionais referentes ao ano de 2014 podem ser obtidas no BAP 2015.

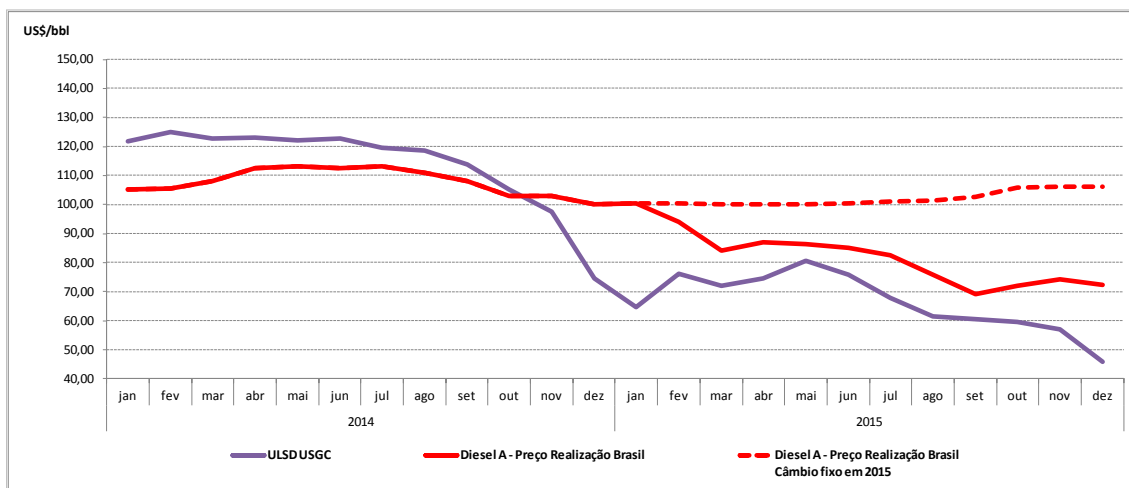
¹⁰⁶ Referência: janeiro de 2015.

¹⁰⁷ Com valor médio de US\$ 87,06 o barril do combustível nacional encerrou o ano de 2014 cotado 44% acima do norte-americano de referência. (BAP, 2015).

→ Diesel

Esse cenário de queda dos preços internacionais do petróleo e dos seus derivados, iniciado no segundo semestre de 2014, repercutiu também na relação entre os preços nacionais e internacionais do óleo diesel, por todo o ano de 2015. O Gráfico 43 mostra a comparação mensal do preço médio nacional de realização do diesel com o preço médio desse produto no mercado internacional, utilizando-se os preços de referência da Costa Golfo dos Estados Unidos – Ultra Low Sulphur Diesel (ULSD- USCG).

Gráfico 43 – Preços médios do óleo diesel nos mercados nacional e internacional (2014 e 2015)



Fonte: Platts e SCP/ANP.

Durante todo o ano de 2015, conforme indicado no Gráfico 43, os preços domésticos do diesel estiveram em patamar superior ao dos preços internacionais. Em janeiro, o preço médio do combustível no mercado nacional foi 56% superior ao do seu congêner de referência – maior diferencial verificado no ano.

Com a recuperação das cotações externas do diesel¹⁰⁸ essa diferença reduziu-se para 7%¹⁰⁹, mas voltou a crescer no segundo semestre, em função da retomada da tendência de queda das cotações internacionais do combustível e do reajuste no seu preço nas unidades produtoras no País, em outubro de 2015¹¹⁰. Dessa forma, o preço doméstico do diesel encerrou o ano de 2015 em patamar cerca de 58% superior ao verificado no mercado externo.

Essa diferença só não foi maior devido à desvalorização da moeda brasileira em relação ao dólar estadunidense no período¹¹¹, conforme estimativa indicada no Gráfico 43 pela linha pontilhada vermelha.

¹⁰⁸ Em maio de 2015, o preço médio do diesel (referência da Costa Golfo dos Estados Unidos) teve acréscimo de 25% em relação ao verificado em janeiro do mesmo ano.

¹⁰⁹ Referência em maio de 2015.

¹¹⁰ Tal como indicado na seção 1.2, no último dia do mês de setembro de 2015, a Petrobras anunciou reajustes o reajuste nos preços de venda da gasolina e do diesel nas refinarias.

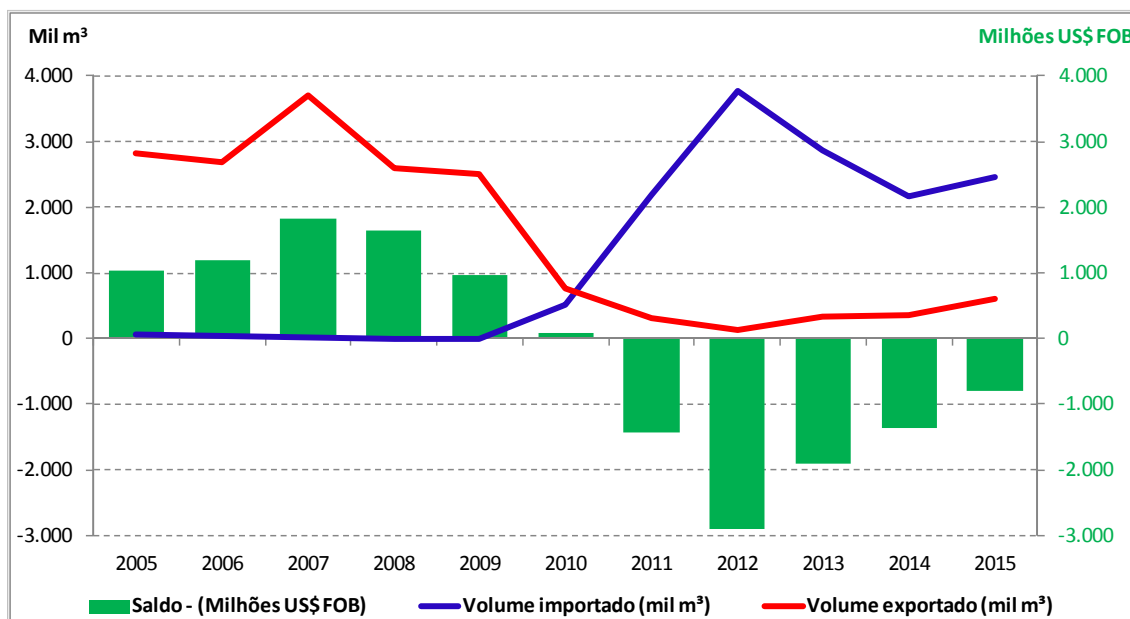
¹¹¹ No último trimestre do ano de 2015, US\$ 1,00 correspondeu, na média, a R\$ 3,84, ao passo que, para o mesmo período de 2014, valia, em média, R\$ 2,55.

1.4 Dependência externa e comportamento da balança comercial

→ Gasolina

A partir do ano de 2011, o Brasil se tornou importador líquido de gasolina A devido ao consumo interno crescente do combustível e a limitações quanto à ampliação do parque de refino nacional, conforme explicitado nas edições anteriores do BAP.¹¹² Os volumes de gasolina automotiva importados e exportados pelo Brasil, entre 2005 e 2015, e o respectivo saldo da balança comercial, estão representados no Gráfico 44.

Gráfico 44– Exportação, importação e saldo da balança comercial de gasolina A (2005 a 2015)



Fonte: Dados estatísticos da ANP, compilados em 21/1/2016.

Em 2015, o volume importado de gasolina A foi de 2,47 milhões de m³, acréscimo de 13% em relação ao apontado no ano de 2014, interrompendo a trajetória declinante observada nos dois anos anteriores. A importação líquida de gasolina A foi de 1,8 milhões de m³, cerca de 2% superior à verificada em 2014.

Vale ressaltar que tal aumento do volume importado de gasolina A ocorreu mesmo num cenário de queda da demanda doméstica de Gasolina C, tal como explicitado na seção 1, Parte II, deste **Boletim**¹¹³. Este acréscimo das importações provavelmente é reflexo da relação entre os preços do combustível derivado de petróleo nos mercados nacional e internacional. De acordo com o Gráfico 43, na maior parte do ano de 2015, o preço da gasolina no mercado nacional esteve acima da cotação externa do produto gerando um incentivo à importação deste combustível para atendimento do mercado

¹¹² Entre 2005 e 2009, os preços competitivos do etanol favoreceram o consumo do biocombustível em detrimento da gasolina comum de modo que a demanda deste último cresceu a taxas reduzidas (entre 1,5% e 3,5%) e o País esteve na posição de exportador líquido. Mais informações podem ser obtidas nas edições anteriores do BAP.

¹¹³ Além do aumento do percentual obrigatório de 25% para 27% de etanol anidro misturado à gasolina C, a partir de março de 2015, em função dos preços relativos, que conferiram maior competitividade ao etanol hidratado frente à gasolina, o biocombustível apresentou, em 2015, acréscimo de 37,47% no seu consumo, enquanto a demanda por gasolina comum sofreu retração de 7,27% em relação a 2014.

interno em detrimento da sua produção nacional, que no ano de 2015, teve queda de 11% na comparação com 2014¹¹⁴.

Não obstante o aumento do volume importado, o dispêndio com o produto foi inferior ao verificado no ano de 2014 em cerca de US\$ 500 milhões, em função da queda dos preços da gasolina no mercado externo (ver Gráfico 43). O déficit da balança comercial do combustível, em 2015, teve redução de 41%, atingindo US\$ 800 milhões - menor valor desde 2011, quando o País passou à condição de importador líquido de gasolina.

→ Diesel

O óleo diesel é um combustível com forte influência em diversos segmentos da economia devido a sua utilização na agricultura e no transporte de passageiros e de cargas¹¹⁵. Particularmente no caso brasileiro, existe uma grande dependência do modo rodoviário (com utilização de caminhões) para o transporte de mercadorias (ANP, 2013). Em 2015, a produção doméstica do óleo diesel A foi de 49,6 milhões de m³, patamar semelhante ao que vem sendo observado desde 2013¹¹⁶.

Já a demanda de óleo diesel, em 2015, apresentou decréscimo de 4,7% em relação a 2014, interrompendo a tendência de crescimento observada nos últimos cinco anos. Em termos absolutos, essa demanda passou de 55,3 milhões de m³ de óleo diesel, em 2014, para 57,2 milhões de m³ em 2015¹¹⁷.

A retração da demanda de diesel, em 2015, está associada, fundamentalmente, ao quadro de recessão da economia, com o PIB apresentando retração de 3,8% (IBGE, 2016). De acordo com ABCR¹¹⁸, o indicador do fluxo de veículos pesados (caminhões e ônibus) em estradas concedidas à iniciativa privada recuou 6% em 2015 na comparação com o ano imediatamente anterior¹¹⁹. A redução do número de

¹¹⁴ Produção das refinarias, que respondem por 96% da gasolina A produzida no País, de acordo com os dados estatísticos da ANP, referentes ao ano de 2015, acessados em jan/2015. Vale indicar que o fator de utilização das refinarias, referente ao ano de 2015, foi de 87,1%, o menor dos últimos dez anos.

¹¹⁵ De acordo com (EPE, 2015), em 2014, o setor de transportes foi responsável pelo consumo de 82% do diesel total do Brasil (majoritariamente concentrado no segmento de transporte rodoviário) e o setor agropecuário, por 13%.

¹¹⁶ Em 2015 houve discreto decréscimo de 0,4% em relação à produção verificada no ano de 2014. Para mais informações sobre a produção nacional de derivados, ver seção Dados Estatísticos Mensais no site da ANP.

¹¹⁷ Dados preliminares do Sistema de Informações de Movimentação de Produtos – Simp/ANP referentes às vendas de óleo diesel B declaradas pelas distribuidoras (atualizados em 18/02/2016) e disponíveis em <<http://www.anp.gov.br/?pg=69299>>. Destaca-se 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–jun/2014); 6% (jul/2014-out/2014) e 7% (a partir de nov/2014). A exceção a essa regra é o óleo diesel para uso aquaviário (diesel marítimo), que só terá adição de biodiesel quando as condições técnico-operacionais para o uso seguro da mistura estiverem estabelecidas, conforme Resolução ANP n° 52/2010.

¹¹⁸ A Associação Brasileira de Concessionárias de Rodovias – ABCR é formada por 59 concessionárias de rodovias doze estados do País: Bahia, Espírito Santo, Goiás, Minas Gerais, Mato Grosso do Sul, Mato Grosso, Paraná, Pernambuco, Rio de Janeiro, Rio Grande do Sul, Santa Catarina e São Paulo. Essas concessionárias operam 18.992 quilômetros de rodovias, o que corresponde a aproximadamente 9,3% da malha rodoviária nacional pavimentada. Os trechos concedidos concentram o fluxo de veículos das grandes regiões produtoras, com elevada movimentação de veículos leves e pesados. O índice ABCR é calculado com base no fluxo total de veículos que passa pelas praças pedagiadas, com base em informações de fluxo pedagiado das praças de 51 concessionárias. Informações disponíveis em <<http://www.abcr.org.br/Default.aspx>>.

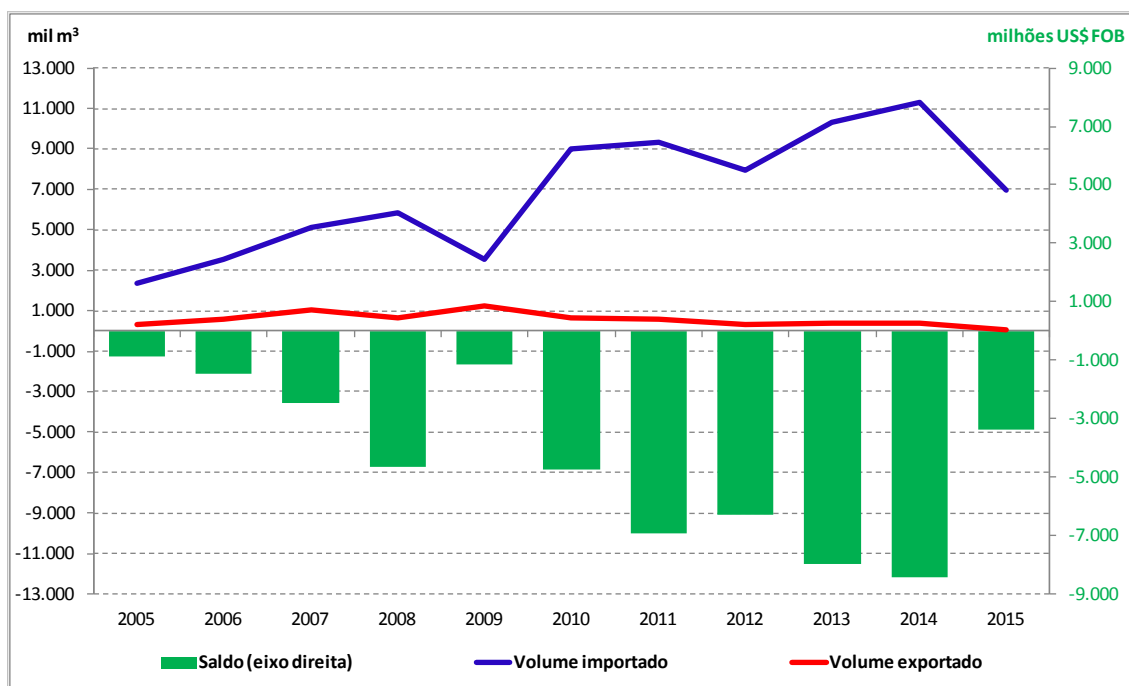
¹¹⁹ Disponível em <<http://www.abcr.org.br/Conteudo/Secao/22/indice+abcr.aspx>>. Acesso em dez/2015

deslocamentos de veículos pesados está relacionada, principalmente, à queda de 8,3% na produção industrial nacional no período (IBGE, 2016)¹²⁰.

Nesse cenário, as importações líquidas do óleo diesel A (sem adição de biodiesel) recuaram cerca de 38% em relação ao ano de 2014, atingindo 6,9 milhões de m³, menor patamar verificado desde 2010.

O Gráfico 45 mostra a evolução das importações, das exportações e do correspondente saldo da balança comercial do óleo diesel¹²¹.

Gráfico 45 – Exportação, importação e saldo da balança comercial de óleo diesel (2005 a 2015)



Fonte: ANP.

A redução da quantidade importada e a queda dos preços do óleo diesel no mercado internacional contribuíram para reduzir em cerca de 60% o déficit da balança comercial do combustível. O saldo negativo que, em 2014, foi de US\$ 8,4 bilhões (FOB, em moeda corrente), passou a ser de US\$ 3,3 bilhões, em 2015, o menor dos últimos cinco anos.

¹²⁰ No acumulado do ano de 2015, frente a igual período de 2014, o setor industrial mostrou queda de 8,3%. Entre as grandes categorias econômicas, os resultados para os doze meses de 2015 mostraram menor dinamismo para bens de capital (-25,5%) e bens de consumo duráveis (-18,7%), especialmente com a redução na fabricação de bens de capital para equipamentos de transporte (-30,7%), na primeira, e de automóveis (-19,4%) e eletrodomésticos (-22,1%), na segunda. Os segmentos de bens de consumo e de bens intermediários também acumularam, no ano, respectivas taxas negativas de 6,7% e de 5,2% (IBGE, 2016).

¹²¹ Refere-se ao óleo diesel A.

1.5 Gás liquefeito de petróleo (GLP)

O objetivo desta seção é apresentar o comportamento dos preços do gás liquefeito de petróleo (GLP) no ano de 2015, com destaque para o primeiro reajuste de preços de produção do botijão de 13 kg (P13)¹²² nos últimos doze anos¹²³.

De início, cabe esclarecer que, historicamente, os preços dos derivados de petróleo, dentre os quais o do GLP, sofreram forte intervenção governamental, com base em estratégias de controle e uniformização dos preços em todo o território nacional, obtido por meio de subsídios cruzados sobre o transporte e sobre o produto. Assim, até a introdução do processo de desregulamentação dos preços dos derivados de petróleo em meados da década de 1990, a política de preços subsidiados ao GLP fomentou a sua utilização em todo o território nacional, de forma que este produto passou a ser amplamente utilizado para cocção de alimentos.

O marco inicial da reforma dos preços do GLP se deu com a publicação da Portaria MF nº195/1996, que fixou o preço do GLP ex-refinaria e liberou os preços dos fretes, bem como as margens de distribuição e revenda do produto. O segundo passo foi a liberalização dos preços do GLP (na venda a granel e dos acondicionados em botijões) nas regiões Sul e Sudeste. Em 2001, o processo de liberalização dos preços foi ampliado, com a liberação de preços do GLP nas demais localidades no País, por meio da publicação da Portaria Interministerial MF/MME nº125/2011 (BICALHO; BORGES; FILHA, 2009).

O passo final da desregulamentação ocorreu em 1º de janeiro de 2002, com a introdução da Contribuição de Intervenção no Domínio Econômico (Cide)¹²⁴ em substituição à Parcela de Preço Específico (PPE)¹²⁵, liberação dos preços dos derivados de petróleo nas unidades produtoras e queda das barreiras comerciais à importação de combustíveis. No caso específico do GLP, a Cide incidente sobre o produto foi fixada, no início, em R\$ 136,70 por tonelada. Contudo, a partir de 2004, a alíquota sobre o GLP foi zerada, por meio do Decreto nº 5.060/2004 (BICALHO; BORGES; FILHA, 2009).

A precificação do GLP em níveis compatíveis aos vigentes no mercado internacional encontrava obstáculos em razão dessa nova política representar um imediato aumento de preços, com forte impacto sobre a base da pirâmide social. Para resolver este dilema, em maio de 2002, a Lei nº 10.453/2002 instituiu o programa federal de auxílio gás para as famílias de baixa renda (incorporado posteriormente ao Programa Bolsa Família). Desta maneira, buscava-se, no bojo do processo de liberalização do setor, reduzir o impacto do aumento dos preços, que tinha alcançado 41% no período entre dezembro de 2001 e julho de 2002 (BICALHO; BORGES; FILHA, 2009).

¹²² O botijão P13 é comercializado com peso padrão definido de 13kg de produto. O peso do recipiente propriamente dito varia ao redor de 15 kg. O valor exato é encontrado na tara do próprio botijão. Desta forma, um botijão P13 cuja tara seja de 15,2 kg possui peso total de 28,2 kg.

¹²³ O último reajuste foi em 29 de dezembro de 2002, a partir de quando passou a vigorar o aumento de 7,7% dos preços de faturamento do gás liquefeito de petróleo (GLP) nas unidades produtoras.

¹²⁴ "(...) criada pela Lei n.º 10.336, de 19/12/2001, e incidia sobre as operações de importação e comercialização no mercado interno de gasolinas e suas correntes, diesel e suas correntes, querosene de aviação e outros querosenes, óleos combustíveis, gás liquefeito de petróleo, inclusive o derivado de gás natural e de nafta e álcool etílico combustível" (BICALHO; BORGES; FILHA, 2009).

¹²⁵ Esta parcela servia como mecanismo de equalização dos preços no mercado nacional e estabelecimento de subsídios cruzados.

Em 2005, a Resolução nº 4 do Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) estabeleceu que a comercialização do GLP destinado exclusivamente a uso doméstico em recipientes transportáveis de capacidade de até 13 kg poderia ser efetuada com preços diferenciados e inferiores aos praticados para os demais usos ou acondicionados em recipientes de outras capacidades. Deste modo, abriu-se espaço para que os botijões P13 fossem precificados em patamares inferiores ao vigente no mercado internacional, marcando um retorno ao estágio anterior ao processo de liberalização dos preços, haja vista a reintrodução de subsídios cruzados no setor e consequente extensão destes benefícios para segmentos da população cujos níveis de renda mais elevados dispensariam o uso de tal expediente.

Assim, a atual política de preços diferenciados de GLP praticada pela Petrobras¹²⁶ pode ser considerada como uma política pública lato sensu¹²⁷. Cabe frisar, entretanto, que esta política não é administrada nem controlada pela ANP, em atendimento ao regime de liberdade de preços, em todas as etapas da cadeia, consagrada na Lei do Petróleo (Lei nº 9.478/1997).

A fim de apresentar a evolução dos preços do GLP no ano de 2015, esta subseção está dividida da seguinte forma: inicialmente, será analisada a evolução dos preços do P13 (que corresponde a 72% do GLP comercializado no mercado nacional¹²⁸) nas diferentes etapas da cadeia no biênio 2014-2015, bem como a evolução de sua composição, em termos de preço de realização, impostos e margens de distribuição e revenda. Na sequência, será analisada a evolução dos preços do GLP (P13 e destinados a outros fins) no mercado doméstico vis-à-vis aos praticados no mercado internacional.

Como indicado anteriormente, o principal destaque no ano de 2015 foi a elevação dos preços do GLP P13 nas unidades produtoras, algo que não se verificava desde 2003¹²⁹. O Gráfico 46 apresenta a evolução do preço médio mensal do GLP P13 no mercado brasileiro entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015.

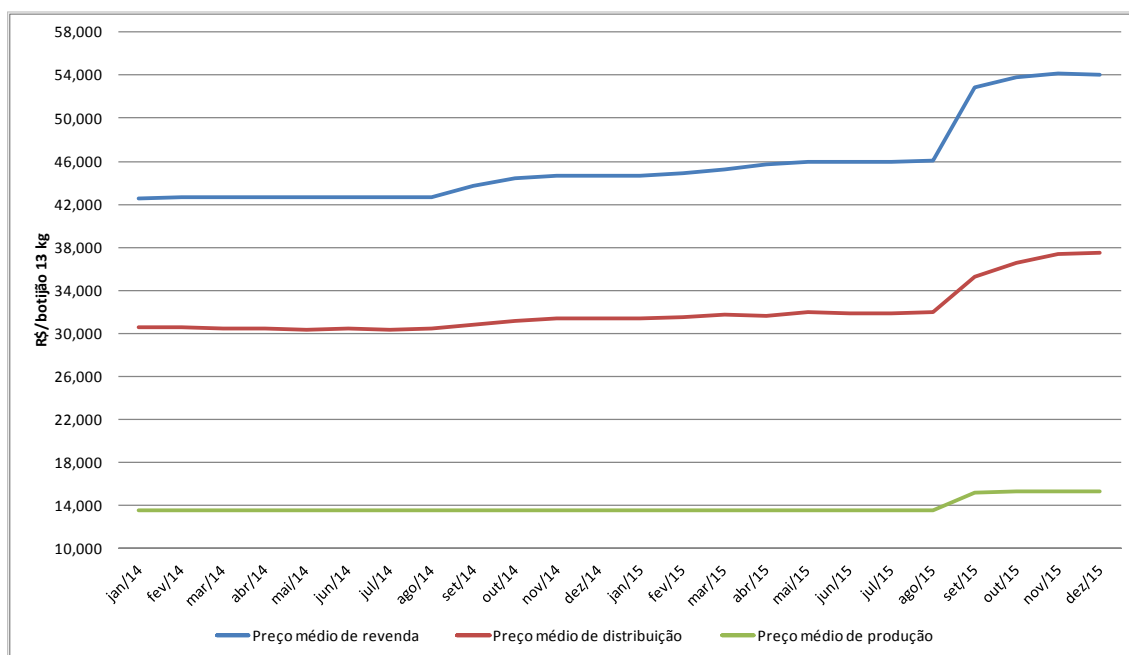
¹²⁶ Que consiste na cobrança de preços diferentes para o GLP destinado aos vasilhames de até 13 quilos e para os demais usos.

¹²⁷ Definida como todo conjunto de ações de Estado direcionadas para uma meta de interesse coletivo. Nesse sentido, o termo “políticas públicas” não se restringe apenas a políticas ditas sociais, mas também às políticas macroeconômicas, industriais, de concorrência, entre outras. (CRISTÓVAM, J. S. S. (2005), Breves considerações sobre o conceito de políticas públicas e seu controle jurisdicional. Jus Navigandi, Teresina, ano 9, nº 797,), apud BICALHO; BORGES; FILHA (2009).

¹²⁸ Dados referentes ao ano de 2015, disponíveis em <http://www.anp.gov.br/?pg=77702>. Acessado em: 15 de fevereiro de 2016.

¹²⁹ O aumento de 7,7% dos preços de faturamento do gás liquefeito de petróleo (GLP) nas unidades produtoras passou a vigorar a partir de 29 de dezembro de 2002 com efeitos sobre os preços nos demais elos da cadeia a partir de 2003.

Gráfico 46 – Comportamento dos preços médios mensais de GLP P13 no Brasil entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015



Fonte: Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis - ANP.

Não obstante a volatilidade dos preços do petróleo e seus derivados no mercado internacional, conforme destacada na seção I.1 deste Boletim, os preços do GLP P13 nas unidades produtoras do País ficaram praticamente constantes durante todo o ano de 2014 e grande parte de 2015. Tal cenário de estabilidade dos preços foi rompido somente em setembro do ano passado, quando os preços de faturamento do GLP P13 nas unidades produtoras foram reajustados em 15%¹³⁰. Com isso, o preço médio de produção do GLP (com Pis/Cofins) passou de R\$ 13,52/ botijão, em agosto, para R\$ 15,19/botijão no mês subsequente, alta de 12,4%, e, na sequência, permaneceu neste patamar até o final de 2015. No ano como um todo, os preços de produção (com impostos) acumularam alta de 13,2%.

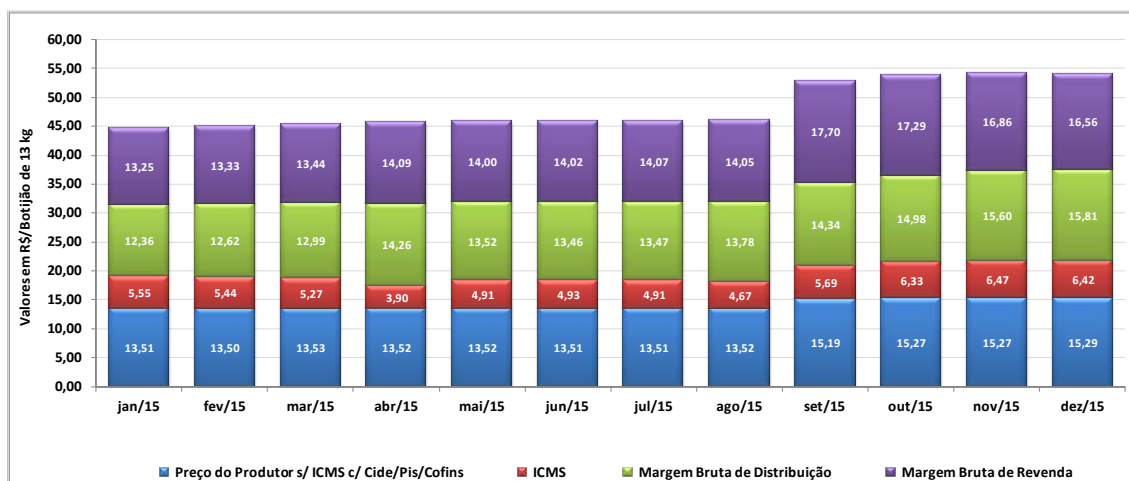
No tocante aos preços de distribuição e revenda, após a estabilidade verificada entre janeiro e agosto de 2014, é possível notar o movimento de alta que se inicia em setembro, sem que tal movimento fosse acompanhado pelos preços de produção. Assim, no período compreendido entre agosto de 2014 e agosto de 2015, os preços de distribuição saltaram de R\$ 30,45/botijão para R\$ 31,97/botijão, alta de 4,96%. Os preços de revenda, por sua vez, apresentaram elevação ainda maior no período, saindo de R\$ 42,63/botijão para R\$ 46,01/botijão, elevação de 7,92% no período. Porém, cabe frisar que a elevação das margens brutas nem sempre representa aumento do lucro líquido das empresas atuantes no setor uma vez que este depende do comportamento dos custos incorridos¹³¹.

¹³⁰ Em agosto de 2015, a Petrobras comunicou ao mercado reajuste de 15% no preço do gás liquefeito de petróleo, comercializado em botijões de 13 kg, com vigência a partir de setembro de 2015. Disponível em: <http://www1.folha.uol.com.br/mercado/2015/08/1676036-preco-do-gas-de-botijao-vai-subir-15.shtml>.

¹³¹ Vale indicar, por exemplo, que a data-base da categoria de trabalhadores que atuam na distribuição e revenda de GLP ocorre em setembro. Para mais detalhes consultar < <http://www.sindigas.com.br/sindigas/fednacional2014.aspx>>.

Para explicar os comportamentos dos preços nas diferentes etapas da cadeia em 2015, é necessário visualizar o Gráfico 47, que mostra a evolução da composição dos preços do GLP P13, formado pelo preço de realização dos produtores e importadores, impostos (ICMS e PIS/Cofins) e as margens brutas de distribuição e revenda¹³².

**Gráfico 47– Evolução dos preços de GLP P13 no Brasil em 2015 (valores em R\$/botijão de 13 kg)
(mudar Pis/Cofins para minúsculo)**



Fonte: Levantamento de Preços e de Margens de Comercialização de Combustíveis - ANP.

Nota Geral: os critérios utilizados foram:

- (1) Preços dos produtores de acordo com informações dos produtores e importadores enviadas semanalmente à ANP, conforme estabelecido pela Portaria ANP nº 297, de 18/12/2001, incluídos os valores da Cide e do Pis/Cofins;
- (2) ICMS calculado com base nas alíquotas estabelecidas pelos governos estaduais, por meio de Convênio ICMS e Atos Cotepe. A alíquota de ICMS varia por estado, assim como os preços de referência para o cálculo desse imposto;
- (3) Margens brutas de distribuição e de revenda calculadas com base nos resultados das pesquisas semanais do Levantamento.

Na comparação entre janeiro e dezembro de 2015, houve um aumento na participação das margens de revenda e de distribuição no preço final do GLP P13¹³³. Assim, no fim de 2015, a margem de revenda compunha 30,6% do preço final, contra 29,7% no

¹³² A ANP divulga essas informações em seu site: www.anp.gov.br. Com essa divulgação, a Agência visa garantir à sociedade o amplo conhecimento dos preços e margens praticados pelos agentes econômicos em todos os segmentos do mercado de GLP: produção, distribuição e revenda.

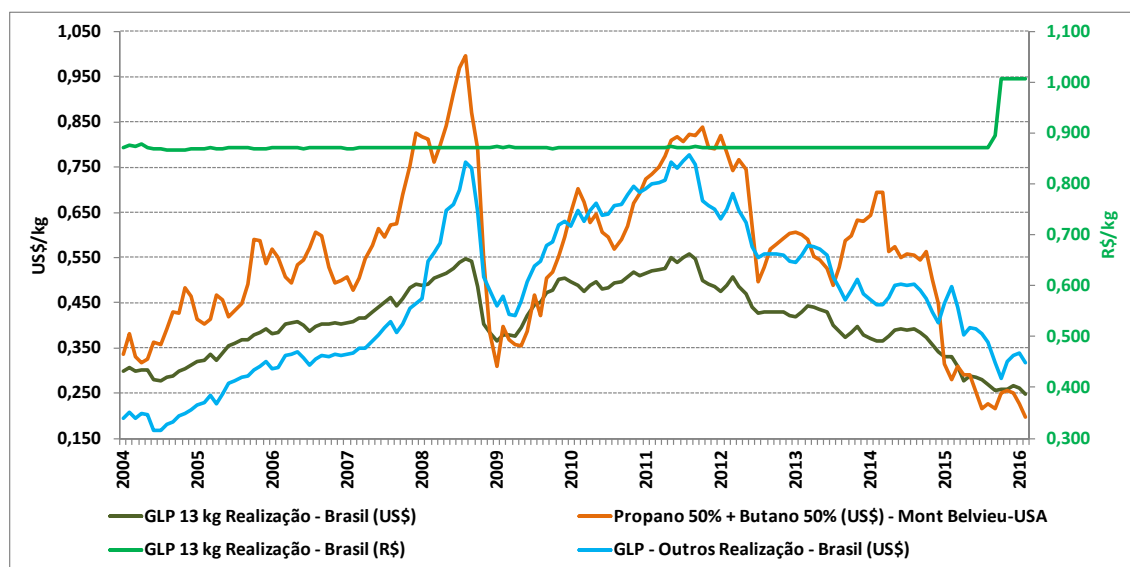
¹³³ O preço de revenda do GLP é definido em função de diversos fatores: custos de aquisição do produto, margem líquida de remuneração, despesas operacionais (salários e encargos sociais, aluguel, frete, etc.), impostos incidentes e padrão de concorrência existente em cada mercado. Este, por sua vez, varia de acordo com elementos como renda da população, número de revendedores atuando no mercado e volume comercializado. Vale lembrar que a ANP disponibiliza em seu site eletrônico a estrutura de formação de preços não só do GLP, mas de outros combustíveis.

início do ano. Já a margem de revenda saltou de 27,7% para 29,2% no mesmo período.

Interessante notar que esse avanço das margens de distribuição e revenda fez com que, mesmo com o aumento da parcela referente ao ICMS, derivado tanto do próprio aumento do preço do GLP quanto do aumento da alíquota do imposto incidente sobre o produto, em alguns estados da Federação¹³⁴, a participação do ICMS no preço final do produto apresentasse redução em 2015, saindo de 12,4%, em janeiro, para 11,9% em dezembro.

O Gráfico 48 apresenta a comparação mensal dos preços médios nacionais de realização do GLP (P13 e outros) com aqueles praticados no mercado internacional, utilizando-se, como referência, a média simples dos preços do propano e do butano em Mont Belvieu - EUA (principal ponto de referência de preços no mercado norte-americano)¹³⁵. Adicionalmente, o Gráfico 48 indica o preço em R\$/kg do GLP (destinado ao envasilhamento em botijões de 13kg) no mercado nacional, cujas cotações, praticamente, não sofreram alterações no período de 2004 a 2014.

Gráfico 48 – Comparação dos preços médios mensais de GLP no Brasil e no mercado internacional entre janeiro de 2014 e dezembro de 2015



Fonte: ANP e Platts.

Na comparação mostrada no Gráfico 48 é possível ver que o preço (em dólares) do GLP P13 manteve-se em níveis abaixo dos prevalecentes no mercado internacional em praticamente todo o período compreendido entre 2004 e 2014.

Em grande parte do período analisado a média simples dos preços do propano e do butano em Mont Belvieu - EUA situou-se em patamares superiores ao do preço tanto

¹³⁴ http://correio.rac.com.br/conteudo/2015/04/capa/campinas_e_rmc/253030-reajuste-do-icms-eleva-o-preco-do-botijao-de-gas.html

¹³⁵ O GLP no Brasil é composto de propano e butano em proporções que variam de acordo com o período do ano e região do País. Para fins desta análise considerou-se um GLP com composição em torno de 50% de butano e 50% de propano, proporção também utilizada para fins de cálculo de participações governamentais, conforme descrito na Resolução ANP nº 40/2009.

do GLP P13 quanto do GLP destinado para outros fins. Essa diferença foi mais expressiva no período de 2004 a 2008 quando a cotação média internacional de referência esteve 40,5% acima do preço do GLP P13, e 14,8% superior na comparação com o GLP nacional para outros fins.

Com a eclosão da crise financeira internacional, em setembro de 2008, os preços de referência do propano e butano (seguindo os preços do petróleo) caíram fortemente, e chegaram a níveis inferiores aos prevalecentes no mercado nacional. Após este breve interregno, com a recuperação dos preços do petróleo, a partir de 2009, a média das cotações externas do propano e do butano voltou a subir de modo que fez ressurgir a defasagem dos preços domésticos em relação aos praticados nos EUA. Ao final de 2011, essa defasagem chegou a cerca de 73% a favor do derivado norte-americano¹³⁶.

Vale notar que, a partir do segundo semestre de 2011, os preços internacionais de referência do propano e butano passaram a apresentar tendência declinante, mesmo com os preços do petróleo tendo se mantido ao redor de US\$ 100/b no período de 2011 até o terceiro trimestre de 2014. Tal reversão na trajetória destes preços está relacionada à revolução do shale gas nos EUA, conforme detalhado no Quadro 2.

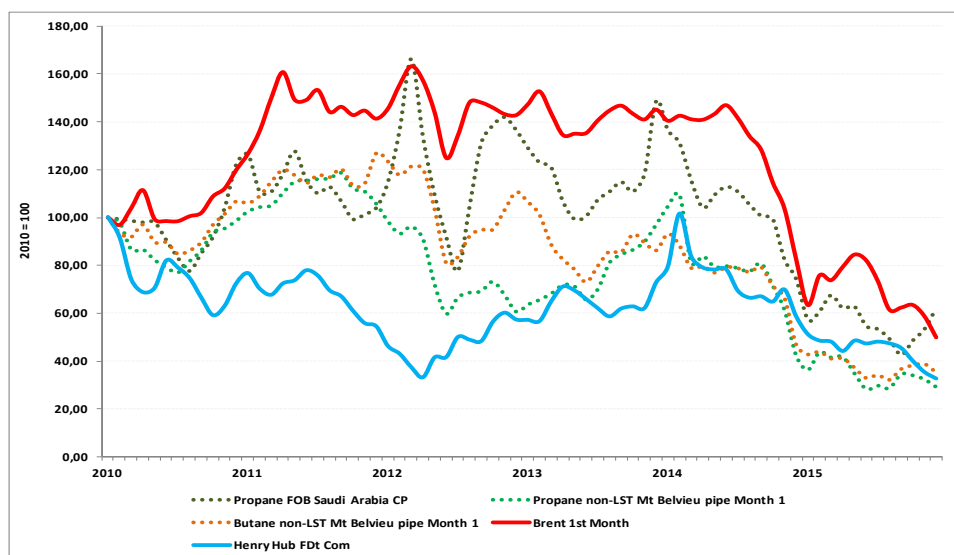
A partir do final de 2014, com a forte queda dos preços internacionais do petróleo e seus derivados, a expressiva redução dos preços do propano e do butano nos EUA fez com que o GLP no mercado brasileiro, tanto P13 quanto destinado a outros fins, passasse a ser precificado com ágio em relação aos prevalecentes no mercado internacional. O aumento dos preços do GLP P13 nas unidades produtoras, no segundo semestre de 2015, só não ampliou ainda mais significativamente esta diferença em razão da expressiva desvalorização da moeda brasileira em relação ao dólar estadunidense. Na média de 2015, os preços do GLP P13 e o do destinado a outros fins ficaram, respectivamente, 10% e 96% acima do praticado em Mont Belvieu.

¹³⁶ Na comparação com o preço médio nacional do GLP P13, em dólares.

Box 3 - O comportamento dos preços do propano e do butano no mercado norte-americano, a partir de 2011

No início desta década, o aumento da oferta doméstica de gás natural, propiciada pela revolução do shale gas, alterou radicalmente a dinâmica de preços entre os principais derivados. Os preços do Henry Hub, principal preço de referência de gás natural nos EUA, bem como o dos correspondentes líquidos (propano e butano), passaram a descolar dos preços do petróleo (vide Gráfico 49).

Gráfico 49 - Evolução dos preços dos líquidos de gás natural em comparação com Brent e Henry Hub



Fonte: Platts.

O novo comportamento dos preços do propano e butano no mercado norte-americano foi resultado do impulso dado pela produção de *shale gas* à extração dos correspondentes líquidos de gás natural, em decorrência de parte expressiva desses campos não-convencionais serem “úmidos”, isto é, ricos em líquidos tais como propano, butano e gasolina natural.

A conjunção de aumento da produção e estabilidade da demanda fez com que os Estados Unidos passassem, a partir de 2011, da condição de importador para exportador líquido de propano. Em 2015, as exportações deste produto atingiram quase 600 mil b/d, tendo como destino diferentes regiões, com destaque para a Ásia (EIA, 2016c).

Apesar desse incremento das exportações, isso não se revelou suficiente para alterar a dinâmica de formação de preços do propano no mercado internacional. Atualmente, os preços do propano da Arábia Saudita, principal exportador do produto, são definidos mensalmente nos contratos celebrados com a Saudi Aramco – denominados de “Saudi Aramco *monthly contract prices*” (ACPs). Na definição dos ACPs, a estatal saudita toma como referência os preços da nafta no mercado internacional, por se tratar de um substituto próximo ao propano na avaliação das centrais petroquímicas.

Com esse quadro de excesso de oferta nos EUA, o diferencial de preços do propano no Henry Hub, vis-à-vis os ACPs - praticamente inexistente até 2007 - tornou-se bastante expressivo, sobretudo a partir de 2012, quando atingiu mais de 100%. As limitações na capacidade dos terminais norte-americanos impediram aumentos mais expressivos das exportações de propano em níveis capazes de drenar o excesso de oferta no mercado doméstico, o que se traduziu na permanência de significativos diferenciais de preços em relação ao mercado internacional.

No caso do butano, o comportamento das principais variáveis relacionadas foi bastante semelhante ao do propano. Vale indicar que a principal diferença entre os dois combustíveis é que o butano se mostra mais adequado para utilização nos países com temperaturas mais elevadas, que propiciem maior vaporização do produto. Particularmente em 2015, em virtude da ampliação dos diferenciais de preços em relação aos praticados no Mediterrâneo, as exportações norte-americanas de butano quase duplicaram, atingindo mais de 4 milhões barris, o que demonstra a continuidade do cenário de sobreoferta (ARGUS MEDIA, 2015).

BIBLIOGRAFIA

- ANDERSON-SPRECHER, D.; JI, J. **Biofuels Annual 2015 - China**: GAIN Report - Global Agricultural Information Network. USDA Foreign Agricultural Service, 3 set. 2015. Disponível em:
<[http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual Beijing China %20-%20Peoples%20Republic%20of 9-3-2015.pdf](http://gain.fas.usda.gov/Recent%20GAIN%20Publications/Biofuels%20Annual%20Beijing%20China%20-%20Peoples%20Republic%20of%209-3-2015.pdf)>. Acesso em: 20 dez. 2016.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim Anual de Preços 2012: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional**. Rio de Janeiro, 2012.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim Anual de Preços 2013: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional**. Rio de Janeiro, 2013.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim Anual de Preços 2014: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional**. Rio de Janeiro, 2014.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim Anual de Preços 2015: preços do petróleo, gás natural e combustíveis nos mercados nacional e internacional**. Rio de Janeiro, 2015.
- AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS (Brasil). **Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural**. Rio de Janeiro, RJ - Brasil: Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, dezembro de 2015b.
- ARADHEY, A. Biofuel Annual - India: **GAIN Report - Global Agricultural Information Network**. [s.l.] USDA Foreign Agricultural Service, 1 jul. 2015.
- ARGUS MEDIA. **Viewpoint: US propane, butane look to 2016 exports**. Dec. 30, 2015. Disponível em: <<http://www.argusmedia.com/pages/NewsBody.aspx?id=1161865&menu=yes>>. Acesso em: 16 dez. 2016.
- AUSTRALIA PACIFIC LNG. **Australia Pacific LNG commences production of LNG at Curtis Island**. Disponível em:
<<http://www.aplng.com.au/sites/default/files/11122015%20APLNG%20Commences%20LNG%20production%20Media%20Release%20FINAL.pdf>>. Acesso em: 26 jan. 2016.
- AUSTRALIA PACIFIC LNG. **The Australia Pacific LNG Project**. Disponível em:
<http://www.aplng.com.au/pdf/factsheets/_APLNG012_Fact_Sheet_The_APL_Project_FINAL.PDF>. Acesso em: 26 jan. 2016.
- BACCHI, M. et al. **Agromensal - Etanol**. Disponível em:
<http://cepea.esalq.usp.br/agromensal/2016/01_janeiro/AcucarAlcool.htm>. Acesso em: 12 fev. 2016.
- BANCO CENTRAL DO BRASIL. **Indicadores econômicos consolidados**. Disponível em:
<<http://www.bcb.gov.br/?INDECO>>. Acesso em: 29 fev. 2016.
- BICALHO, L.; BORGES, H.; FILHA, M. T. **Diferenciação de Preços na Comercialização de GLP: um problema regulatório ou de política pública?** VI Congresso Brasileiro de Regulação da ABAR. Rio de Janeiro: 2009.

BNDES. **De promessa a realidade: como o etanol celulósico pode revolucionar a indústria da cana-de-açúcar – uma avaliação do potencial competitivo e sugestões de política pública**: BNDES Setorial: biocombustíveis. Rio de Janeiro: BNDES, 2014.

BP. **BP Statistical Review of World Energy 2015**. June 2015. London, UK, 2015.

BP. **BP Statistical Review of World Energy 2016**. June 2016. London, UK, 2016.

BURKHOLDER, D. **A Preliminary Assessment of RIN Market Dynamics, RIN Prices, and Their Effects**. [s.l.] Office of Transportation and Air Quality, US EPA, 14 maio 2015. Disponível em: <<https://www.regulations.gov/document?D=EPA-HQ-OAR-2015-0111-0062>>. Acesso em: 25 jan. 2016.

CHO, S.; CHEONG, S. **Iran Steps Up Offense in Oil Market War With Price Discount**. Bloomberg.com., 8 abril 2016.

CLARK, A.; HONG, C. H. **Yemen's LNG Plant Halts Supply as Fighting Worsens Security**. Bloomberg.com, 14 abr. 2015.

COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO (CMSE). **Ata da 162ª Reunião, de dezembro de 2015**. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/documents/10584/1139099/CMSE+-+Ata+da+162%C2%AA+Reuni%C3%A3o+%28Ordin%C3%A1ria%29+%2809-12-2015%29.pdf/1c95801e-8641-4aa4-abd1-f94261f8990b>>. Acesso em: 29 fev. 2016

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (Brasil). **Acompanhamento da safra brasileira: cana-de-açúcar. V.2 – Safra 2015/16, n.3 – Terceiro Levantamento**, Brasília, p. 1-65, dez. 2015. Disponível em: http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/15_12_17_09_03_29_boletim_cana_portugues_-_3o_lev_-_15-16.pdf. Acesso em: 10 dez. 2016.

COMPANHIA NACIONAL DE ABASTECIMENTO (Brasil). **Acompanhamento da Safra Brasileira: Cana-de-Açúcar. V.2 – Safra 2015/16, n.4 – Quarto Levantamento**. Brasília, p. 1-76, abril 2016. Disponível em: <http://www.conab.gov.br/OlalaCMS/uploads/arquivos/16_04_14_09_06_31_boletim_cana_portugues_-_4o_lev_-_15-16.pdf>. Acesso em: 10 dez. 2016.

CROOKS, E. **Cheniere Energy's shipment turns US into gas exporter**. Financial Times, 10 jan. 2016.

DAWSON, C. **Global Demand for LNG Drops on Weak Demand in Asia and Increased Production**. Wall Street Journal, 13 jan. 2016.

DESSUREAULT, D. **Biofuel Annual 2015 - Canada: GAIN Report - Global Agricultural Information Network**. [s.l.] USDA Foreign Agricultural Service, 19 ago. 2015.

EC. **Quarterly Report Energy on European Gas Markets: Market Observatory for Energy**. Brussel – Belgium: Directorate-General for Energy - European Commission, third quarter of 2015. Disponível em: <https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/quarterly_report_on_european_gas_markets_q3_2015.pdf>. Acesso em: 25 jan. 2016.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION (EIA). **Higher RIN prices support continued ethanol blending despite lower gasoline prices**. Today in Energy, Feb. 23, 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=20072>>. Acesso em: 9 maio. 2016a.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Marcellus, Utica provide 85% of U.S. shale gas production growth since start of 2012**. Today in Energy, July 28, 2015. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=22252>>. Acesso em: 14 jan. 2016b.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S. propane exports increasing, reaching more distant markets.** Today in Energy, Nov. 3, 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=23612>>. Acesso em: 16 dez. 2016c.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-Term Energy and Summer Fuels Outlook - december 2015.** Disponível em: <<http://www.eia.gov/outlooks/steo/archives/dec15.pdf>>. Acesso em: 22 jan. 2016d.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Drilling Productivity Report - Marcellus Region - January 2016.** Disponível em: <<https://www.eia.gov/petroleum/drilling/pdf/marcellus.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2016a.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Prices for oil and natural gas commodities fell during 2015.** Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=24392>>. Acesso em: 14 jan. 2016b.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Average annual natural gas spot price in 2015 was at lowest level since 1999.** Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.cfm?id=24412>>. Acesso em: 13 jan. 2016c.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-Term Energy and Summer Fuels Outlook - January 2016.** . Acesso em: 19 abr. 2016d.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Monthly Energy Review.** Disponível em: <<http://www.eia.gov/totalenergy/data/monthly/>>. Acesso em: 12 fev. 2016e.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Trends in U.S. Oil and Natural Gas Upstream Costs.** Mar. 2016. Disponível em: <<https://www.eia.gov/analysis/studies/drilling/pdf/upstream.pdf>>. Acesso em: 10 dez. 2016.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Short-Term Energy and Summer Fuels Outlook - April 2016.** Disponível em: <https://www.eia.gov/forecasts/steo/report/global_oil.cfm>. Acesso em: 19 abr. 2016g.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Weekly Lower 48 States Natural Gas Working Underground Storage.** Disponível em: <http://tonto.eia.gov/dnav/ng/hist/nw2_epg0_swo_r48_bcfw.htm>. Acesso em: 11 maio. 2016h.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S. Natural Gas Consumption by End Use.** Disponível em: <http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_cons_sum_dcu_nus_a.htm>. Acesso em: 11 maio. 2016i.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **Weekly U.S. Ending Stocks of Fuel Ethanol (Thousand Barrels).** Disponível em: <https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=W_EPOOXE_SAE_NUS_MBBL&f=W>. Acesso em: 12 fev. 2016j.

ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. **U.S. crude oil exports are increasing and reaching more destinations** - Today in Energy, Aug. 16, 2016 Disponível em: <<http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=27532>>. Acesso em: 16 dez. 2016k.

EPA. **EPA Proposes Renewable Fuel Standards for 2014, 2015, and 2016, and the Biomass-Based Diesel Volume for 2017.** Washington, D.C., Oct. 18th, 2016. Disponível em: <<https://www.epa.gov/renewable-fuel-standard-program/final-renewable-fuel-standards-2014-2015-and-2016-and-biomass-based>>. Acesso em: 10 dez. 2016.

EPA. **A Preliminary Assessment of RIN Market Dynamics, RIN Prices, and Their Effects.** . Washington, D.C., May 14, 2015. Disponível em:

<<https://www.regulations.gov/document?D=EPA-HQ-OAR-2015-0111-0062>>. Acesso em: 10 dez. 2016.

EPE. **Balanço energético nacional 2015**: ano base 2014. Rio de Janeiro, 2015.

EUROGAS. **Eurogas Statistical Report 2015**. Brussels, Dec. 2015. Disponível em: <<http://www.eurogas.org/uploads/2016/flipbook/statistical-report-2015/index.html>>. Acesso em: 10 dez. 2016.

FMI. **World Economic Outlook - Update**. [s.l: s.n.]. January 19, 2016. Disponível em: <<http://www.imf.org/external/pubs/ft/weo/2016/update/01/pdf/0116.pdf>>. Acesso: 10 dez. 2016.

FRANCE-PRESSE, A. **Japan restarts second nuclear reactor despite public opposition**. The Guardian, 15 out. 2015.

GOOD, D.; IRWIN, S. **The EPA's Proposed Ethanol Mandates for 2014, 2015, and 2016: Is There a "Push" or Not?** June 3, 2015. Disponível em: <<http://farmdocdaily.illinois.edu/2015/06/epa-proposed-ethanol-mandate-2014-2015-2016-push-or-not.html>>. Acesso em: 12 fev. 2016a.

GOOD, D.; IRWIN, S. **Why Isn't the Price of Ethanol RINs Plummeting?** Farmdoc Daily, v. (5):175, n. (5):175, 23 set. 2015b.

IBGE. **Contas Nacionais Trimestrais**, mar. 2016. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br/home/estatistica/indicadores/pib/defaultcnt.shtm>> Acesso em: 10 dez.. 2016.

ICIS. **Dutch TTF overtaking NBP as Europe's most liquid gas hub**. 19 Aug. 2015. Disponível em: <<http://www.icis.com/resources/news/2015/08/19/9915788/dutch-ttf-overtaking-nbp-as-europe-s-most-liquid-gas-hub/>>. Acesso em: 25 jan. 2016.

IEA. **India Energy Outlook**. World Energy Outlook Special Report. Paris, 2015

IEA. **Oil Market Report - April 2016**: Paris, 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-04-14.pdf>>. Acesso em: 10 dez.. 2016.

IEA. **Oil Market Report - Junho 2016**: Oil Market Report. Paris, 2016. Disponível em: <<https://www.iea.org/media/omrreports/fullissues/2016-06-14.pdf>>. Acesso em: 10 dez.. 2016.

IGU. **Natural Gas Conversion Pocketbook**. Disponível em: <<http://members.igu.org/old/IGU%20Events/wgc/wgc-2012/wgc-2012-proceedings/publications/igu-publications>>. Acesso em: 6 jan. 2016.

IGU. **World LNG Report - 2015 Edition**: News, views and knowledge on gas – worldwide. Fornebu (Noruega): International Gas Union, 2015. Disponível em: <http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/IGU-World%20LNG%20Report-2015%20Edition.pdf>. Acesso em: 1 abr. 2016.

ITO, H. **Plutothermal reactor in Fukui Prefecture expected to restart on Jan. 29**. The Asahi Shimbun, Toquio, 26 jan. 2016.

JORNAL DO COMÉRCIO. Mistura de etanol à gasolina subirá para 26%. 4 nov. 2016, p. A5

JOSEPH, K. Biofuel Annual 2015 - Argentina: **GAIN Report - Global Agricultural Information Network**. Washington, D.C. USDA Foreign Agricultural Service, 1 jul. 2015.

KANTCHEV, G.; SPINDLE, B. **From Oil Glut to Shortage? Some Say It Could Happen**. Wall Street Journal, 30 dez. 2015.

KENNEDY, C. **Oil Bust Kills Off 19 Million Barrels Per Day Of Future Oil Production**. Oilprice.com, Dec. 03, 2015. Disponível em: <<http://oilprice.com/Energy/Crude-Oil/Oil-Bust-Kills-Off-19-Million-Barrels-Per-Day-Of-Future-Oil-Production.html>>. Acesso em: 16 dez. 2016.

KRISTOPHER, G. **Crude Oil Prices Are Weak as Iran Ramps Up Exports** - Market RealistMarket Realist, 28 dez. 2015. Disponível em: <<http://marketrealist.com/2015/12/crude-oil-prices-weak-iran-ramps-exports/>>. Acesso em: 16 dez. 2016

LANE, J. **Biofuels Mandates Around the World: 2016**. Biofuel Digest. 3 jan. 2016.

MDIC. **Aliceweb**. Disponível em: <<http://aliciweb.desenvolvimento.gov.br/>>. Acesso em: 23 fev. 2016.

METI. **Strategic Energy Plan**. Tokio, Japan: Ministry of Economic, Trade and Industry, abr. 2014. Disponível em: <http://www.enecho.meti.go.jp/en/category/others/basic_plan/pdf/4th_strategic_energy_plan.pdf>. Acesso em: 13 jan. 2015.

MME. **Boletim Mensal de Acompanhamento da Indústria de Gás Natural**. Brasília - DF. Brasil: [s.n.]. Disponível em: <<http://www.mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/publicacoes>>. Acesso em: 25 fev. 2016.

MONDONI, R. **Brasil amplia produção de etanol de milho**. São Paulo: Infomoney. 1 fev. 2016. Disponível em: <<http://www.infomoney.com.br/mercados/agro/noticia/4555263>>. Acesso em: 15 dez. 2016.

MOURA, B. V. DE. **O papel do açúcar e da gasolina na determinação dos preços de etanol no Brasil**. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético)—Rio de Janeiro: COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, mar. 2014.

NOVACANA. **Granbio paralisa temporariamente sua usina de etanol celulósico**. 5 abr. 2016. Disponível em: <<https://www.novacana.com/n/etanol/2-geracao-celulose/granbio-paralisa-usina-etanol-celulosico-050416/>>. Acesso em: 18 abr. 2016.

O GLOBO. Para conter queda, gigantes do petróleo congelam nível de produção. 16 fev. 2016. Disponível em: <<http://oglobo.globo.com/economia/petroleo-e-energia/para-conter-queda-gigantes-do-petroleo-congelam-nivel-de-producao-18681115>>. Acesso em: 16 dez. 2016.

OFGEM. **Wholesale Energy Markets in 2015**. London, UK: Office of Gas and Electricity Markets, 9 set. 2015. Disponível em: <<https://www.ofgem.gov.uk/publications-and-updates/wholesale-power-market-liquidity-annual-report-2015>>. Acesso em: 7 jan. 2016.

ONS. **Análise da Carga de Energia e Demanda**. Disponível em: <http://www.ons.org.br/sala_imprensa/energia/carga_propria.aspx>. Acesso em: 29 fev. 2016.

OPEC. **OPEC Annual Report 2015**. Viena, 2015. Disponível em: <http://www.opec.org/opec_web/en/publications/337.htm>. Acesso em: 15 dez. 2016.

PARKER, M. **U.S. facing glut of ethanol**. San Antonio Express News. January 17, 2016. Disponível em: <<http://www.expressnews.com/business/eagle-ford-energy/article/U-S-facing-glut-of-ethanol-6764994.php>>. Acesso em: 29 jan. 2016a.

PARKER, M. **Cheap Oil's Making It Tough for Ethanol to Pay the Bills**. Bloomberg.com, 19 ago. 2015. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-08-19/cheap-oil-s-making-it-tough-for-ethanol-to-pay-the-bills>>. Acesso em: 12 fev. 2016b.

PARKER, M. D. **How Gas-Guzzling Americans Are Aiding the Call for More Biofuels**. 2 nov. 2015. Bloomberg.com. Disponível em: <<http://www.bloomberg.com/news/articles/2015-11-02/how-gas-guzzling-americans-are-aiding-the-call-for-more-biofuels>>. Acesso em: 12 fev. 2016c.

PEREIRA, W. **A participação do Estado no fomento ao etanol como uma oportunidade estratégica de desenvolvimento econômico: as políticas federais de estímulo ao etanol no Brasil e nos EUA**. Tese (Doutorado)—Curitiba: Universidade Federal do Paraná, 2015.

PETROBRAS. **Fato relevante: reajuste dos preços dos combustíveis**, dez 2015. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes/fato-relevante-reajuste-dos-precos-dos-combustiveis>. Acesso em: 25 jan. 2016.

PLATTS. **TTF Natural Gas Traded Volume Overtakes NBP for First Time in July**. Aug. 18, 2015. Disponível em: <<http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/ttf-natural-gas-traded-volume-overtakes-nbp-for-26181334>>. Acesso em: 25 jan. 2016.

PLATTS. **Platts Report: China Oil Demand Contracts 0.8% Year over Year in December**. Disponível em: <<http://www.prnewswire.com/news-releases/platts-report-china-oil-demand-contracts-08-year-over-year-in-december-300216376.html>>. Acesso em: 15 dez. 2016.

REUTERS. India doubles ethanol blending target to help sugar mills. London, UK. 22 dez. 2015.

RYSTAD ENERGY. **Rystad Energy's short term shale forecast - February 2016**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <<http://www.rystadenergy.com/NewsEvents/Newsletters/UsArchive/shale-newsletter-february-2016>>.

SANTOS GLNG. **Overview Santos GLNG. Overview**. Disponível em: <<http://www.santosglng.com/the-project/overview.aspx>>. Acesso em: 26 jan. 2016.

SEN, A.; SEN, A. **India's Oil Demand: On the Verge of "Take-Off"?** OIES paper: WPM 65, 7 mar. 2016. Disponível em: <<https://www.oxfordenergy.org/publications/indias-oil-demand/>>. Acesso em: 15 dez. 2016.

SHENZHEN DAILY. 2015 ethanol imports surge to record. Jan. 28th, 2016. Disponível em: <http://www.szdaily.com/content/2016-01/28/content_12779803.htm>. Acesso em: 15 dez. 2016.

SHUPING, N.; AIZHU, C. **China to revive corn-based ethanol amid record high stocks**. Reuters, Oct 16, 2015. Disponível em: <<http://in.reuters.com/article/china-ethanol-idINL3N12G19820151016>>. Acesso em: 16 dez. 2016.

SMITH, G. **OPEC rivals now allies in push for oil market share**. The Sidney Morning Herald, Nov. 30th, 2015. Disponível em: <<http://www.smh.com.au/business/markets/opec-rivals-now-allies-in-push-for-oil-market-share-20151130-glb7i7.html>>. Acesso em: 16 dez. 2016.

STAUB, J. **The Growth of U.S. Natural Gas: An Uncertain Outlook for U.S. and World Supply**. In: 2015 EIA ENERGY CONFERENCE. Washington, D.C. - EUA, 15 jun. 2015. Disponível em: <<http://www.eia.gov/conference/2015/pdf/presentations/staub.pdf>>. Acesso em: 14 jan. 2016

SUGAR ONLINE. ISO sees 2016/17 market swinging to 6.2 million tonne deficit. **Sugaronline News**. Disponível em: <http://www.sugaronline.com/website_contents/view/1242304>. Acesso em: 22 jan. 2016.

THE ASAHI SHIMBUN. **Approval to restart Takahama reactors based on unmet conditions, weak promises**. Disponível em: <<http://ajw.asahi.com/article/views/editorial/AJ201512280015>>. Acesso em: 27 jan. 2016.

THE ECONOMIST. The oil conundrum. London, UK, Jan 23, 2016a.

THE ECONOMIST. Adjusting the taps on oil price. London, UK, Jan. 16th. 2016b.

THE JAPAN TIMES. Second reactor heads for restart after nod from Ehime assembly. 10 out. 2015.

THE OBSERVER. **First LNG shipment left Curtis Island, bound for Korea.** Gladstone Observer, out. 2015.

TRAYPORT. **Trayport Euro Commodities Report.** [s.l.] Trayport Analysis Team, dez. 2015. Disponível em: <<http://www.trayport.com/cms/uploads/december-2015-trayport-euro-commodities-report-media-version.pdf>>. Acesso em: 25 jan. 2016.

UNCTAD. **Second-Generation Biofuel Markets: State of Play, Trade and Developing Country Perspectives.** New York: United Nations, 2016.

U.S DEPARTMENT OF ENERGY. **Alternative Fuels Data Center: Ethanol Blends.** Disponível em: <http://www.afdc.energy.gov/fuels/ethanol_blends.html>. Acesso em: 30 mar. 2016.

YEMEN LNG. **Yemen LNG Press Release.** Media Centre. Disponível em: <<http://www.yemenlng.com/ws/en/Articles/ShowArt.aspx?cmd=showone&at=news&artid=000196>>. Acesso em: 26 jan. 2016.



anp
Agência Nacional
do Petróleo,
Gás Natural e Biocombustíveis