

PETRÓLEO

Júlia Febrano/Fernanda Delgado

A) PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DO PETRÓLEO.

O mês de fevereiro de 2017 apresentou queda de 10,05% da produção de óleo bruto em relação ao mês anterior, e crescimento de 10,53% em relação ao mesmo mês de 2016. A queda de produção de um mês para o outro se deve às paradas para manutenção do FPSO Cidade de Angra dos Reis, localizado no campo de Lula, no pré-sal da Bacia de Santos, e da P-37, no campo de Marlim, na Bacia de Campos (Petrobras, 2017). A produção de petróleo em fevereiro de 2017 foi de 2,6 milhões de barris por dia (MMbbl/d), ligeiramente inferior à produção de janeiro que foi de 2,7 MMbbl/dia, mas superior à de fevereiro de 2016 (2,2 MMbbl/d) (Tabela 2.1).

Segundo dados da ANP, 95% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 82% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. No total, o país tem 8.573 poços: 755 marítimos e 7.818 terrestres. A produção de fevereiro de 2017 derivou de 8.476 poços, sendo 821 marítimos e 7.655 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 94% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em fevereiro foi oriunda de 74 poços e totalizou 1,2 MMbbl/d de óleo e 48,0 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,5 MMboe/d. Esta produção correspondeu a 46% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia do Potiguar, teve o maior número de poços produtores: 1.104. Já o de Dom João Mar, na Bacia do Recôncavo, foi o campo marítimo com maior número de poços produtores: 64. O FPSO Cidade de Itaguaí, unidade produtora do campo de Lula, foi a Unidade Estacionária de Produção com maior produção do país no mês de fevereiro: 190,1 kboe/d.

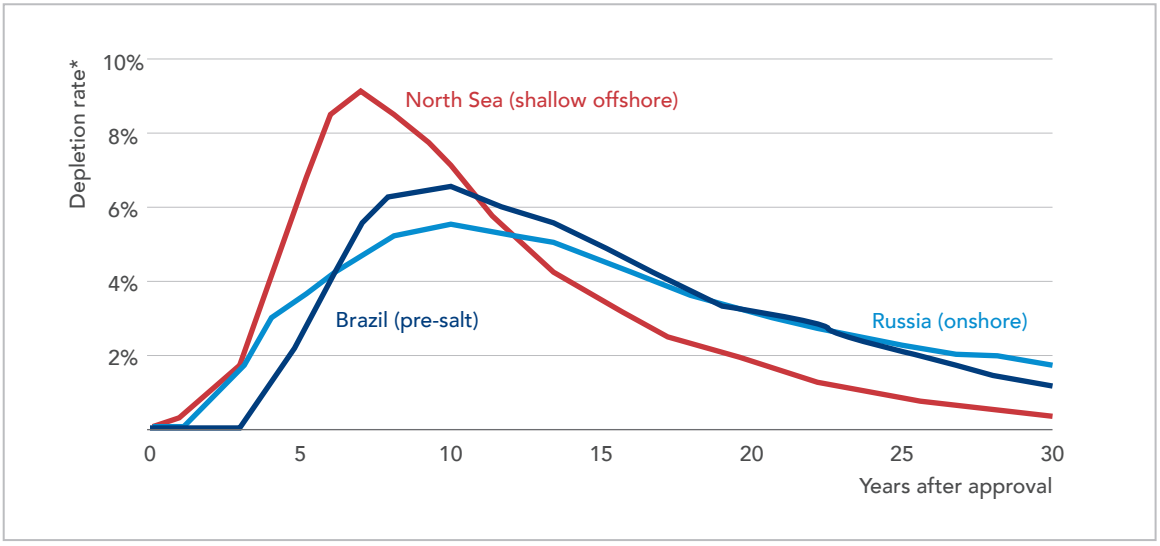
Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
Produção	74.914.013	-10,05%	10,63%		83.283.397	67.715.748
Consumo Interno	46.847.037	-7,23%	-12,06%		50.500.679	53.269.121
Importação	6.160.189	146,35%	-31,75%		2.500.610	9.025.687
Exportação	43.579.581	11,85%	94,26%		38.961.189	22.433.354

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Como comentamos no Boletim de Conjuntura de março (2017), este nível de produção do pré-sal foi atingido apenas dez anos após a primeira descoberta (comparações com o desenvolvimento de outros plays na Figura 1). Segundo a Petrobras (2017), os projetos de pré-sal se baseiam em uma enorme base de recursos complexos, assim como em um programa particular para sua cadeia produtiva – chamado *fast track* – onde a estratégia é seguir um modelo acelerado de implantação no qual o prazo é considerado um fator preponderante.

Figura 1: Taxas de produção após aprovação para vários tipos de projetos

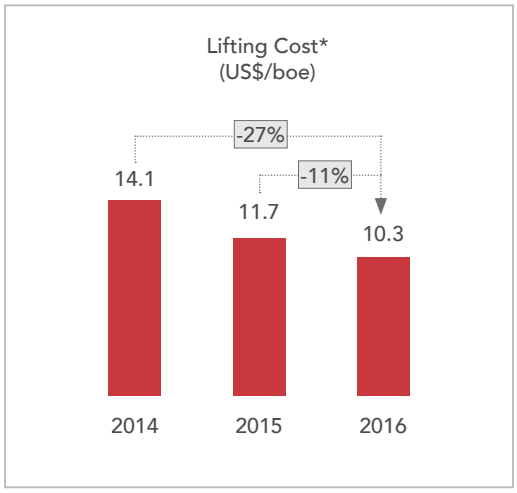


Fonte: WEO, 2016

O caráter dinâmico da produção do pré-sal, impresso em seu rápido *development lag* pode ser explicado, dentre vários fatores (alguns já citados acima), pela alta produtividade média dos poços. Por exemplo, a produtividade por poço em operação comercial no pré-sal da Bacia de Santos tem sido da ordem de mais de 30 mil barris de óleo por dia, maior que a registrada no Mar do Norte (15 mil barris por poço/dia) e no Golfo do México (10 mil barris por poço/dia). Adicionalmente, o tempo de perfuração desses poços é cada vez menor. O tempo médio para construção de um poço marítimo no pré-sal da Bacia de Santos era, até 2010, de aproximadamente 310 dias. Com o avanço no conhecimento da geologia, a introdução de tecnologias de ponta e o aumento da eficiência dos projetos, em 2015 esse tempo baixou para 128 dias; e nos primeiros cinco meses de 2016, para 89 dias. Uma redução de 71%. Por conta do conhecimento acumulado nas operações e da inovação tecnológica, o custo médio de extração do petróleo (*lifting cost*[6]) do pré-sal vem sendo reduzido gradativamente (Figura 2) (Petrobras, 2017).

6 O termo *lifting cost* (custos de elevação) refere-se a uma parte do custo de produção de óleo e gás, excluindo os custos de perfuração e de equipamento. Geralmente é considerado como sinônimo de custos operacionais e consiste nos custos dedutíveis incorridos na produção de óleo e gás após a conclusão da perfuração e antes de sua remoção da propriedade para venda ou transporte

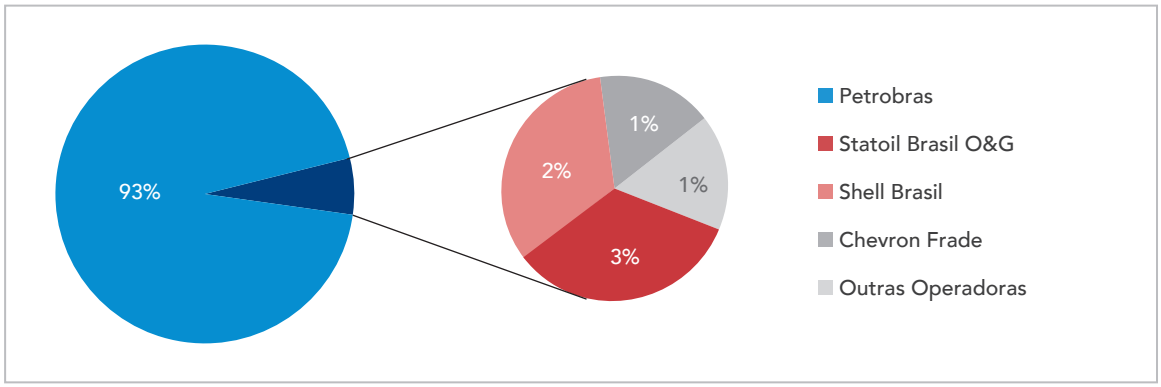
Figura 2: Petrobras *Lifting Costs*



Fonte: Petrobras, 2017

Em relação as empresas presentes no setor, vale destacar que a Petrobras detém 93% da produção de óleo e gás no país, seguida pela Statoil e Shell (agregada à BG) com percentuais inferiores: 2% e 3%, respectivamente. O Gráfico 2.1 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil. Percebe-se a notória posição da NOC (*National Oil Company*) brasileira, Petrobras, no setor, entretanto, o governo brasileiro iniciou, ao final de 2016, uma série de intervenções e revisões no arcabouço regulatório do setor, buscando aumentar a atratividade do Brasil na disputa por investimentos. Dentre estas mudanças está o programa **REATE** (Programa para Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres), que objeta estimular a produção de petróleo e gás em áreas terrestres (vide a Coluna de Opinião desta edição). A intenção é que haja uma maior diversificação no setor com a entrada de mais empresas e mais consórcios na exploração de hidrocarbonetos no país.

Gráfico 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

Além do programa **REATE**, o CNPE aprovou o calendário de eventos licitatórios de áreas de exploração para as próximas 10 Rodadas, no período 2017/ 2019. A medida visa conferir previsibilidade aos investidores e empresas do setor, o que deve aumentar a atratividade do país, permitindo aos investidores um melhor planejamento com uma consequente intensificação das atividades de exploração e produção no país. Foram aprovadas as seguintes rodadas:

Tabela 2.2: Próximas rodadas de licitação de Áreas de Exploração

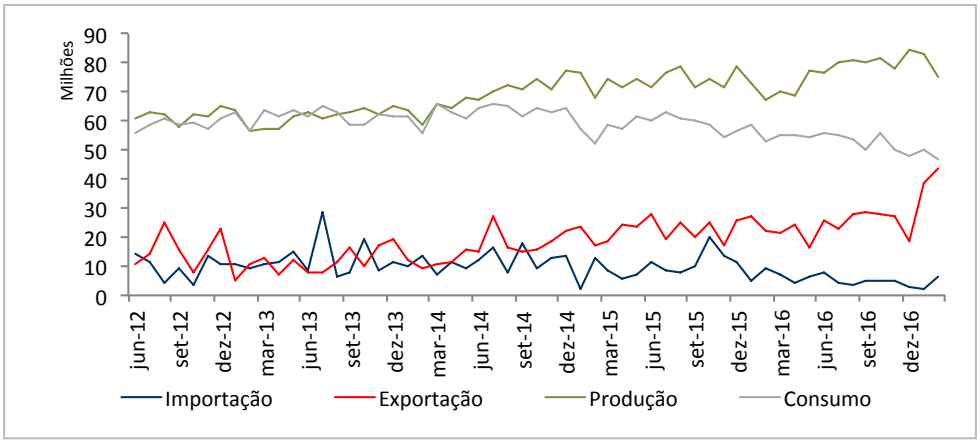
a)	4ª Rodada de Licitações, na modalidade de concessão, de campos terrestres maduros (acumulações marginais)
b)	2ª Rodada de Partilha, com áreas unitizáveis do pré-sal
c)	14ª Rodada de Licitações na modalidade de concessão
d)	3ª Rodada de Partilha, prevista para novembro de 2017
e)	4ª Rodada de Partilha, prevista para maio de 2018
f)	5ª Rodada de Partilha, prevista para o segundo semestre de 2019
g)	15ª rodada de licitações de blocos, na modalidade de concessão, prevista para maio de 2018
h)	16ª rodada de licitações de blocos, na modalidade de concessão, prevista para o segundo semestre de 2019
i)	5ª rodadas de licitações de campos terrestres maduros, ainda a serem definidos, prevista para maio de 2018
j)	6ª rodadas de licitações de campos terrestres maduros, ainda a serem definidos, prevista para o segundo semestre de 2019

Fonte: CNPE, 2017

O consumo de petróleo, medido pelo volume refinado em território nacional, caiu, em fevereiro de 2017, 7,23% na comparação com o mês anterior e 12,06% na comparação anual, atingindo o menor valor dos últimos 12 meses. Se atribui essa queda de consumo à crise internacional e nacional.

Já as importações apresentaram forte crescimento na comparação mensal, de mais de 140%, (de 2.500.610 para 6.160.189) mas, na comparação anual, houve queda de 31,75%. Com relação às exportações, atingiu-se o maior valor dos últimos 12 meses (43MMbbl) após crescimento mensal de 11,85%. A exploração do pré-sal tem impulsionado as exportações de óleo cru do Brasil dado um ambiente doméstico atual de menor consumo de derivados. A Petrobras e as empresas privadas que exportam petróleo brasileiro estão competindo para ganhar participação de mercado na costa leste dos EUA, assim como na China, Índia, Malásia, Cingapura e Espanha.

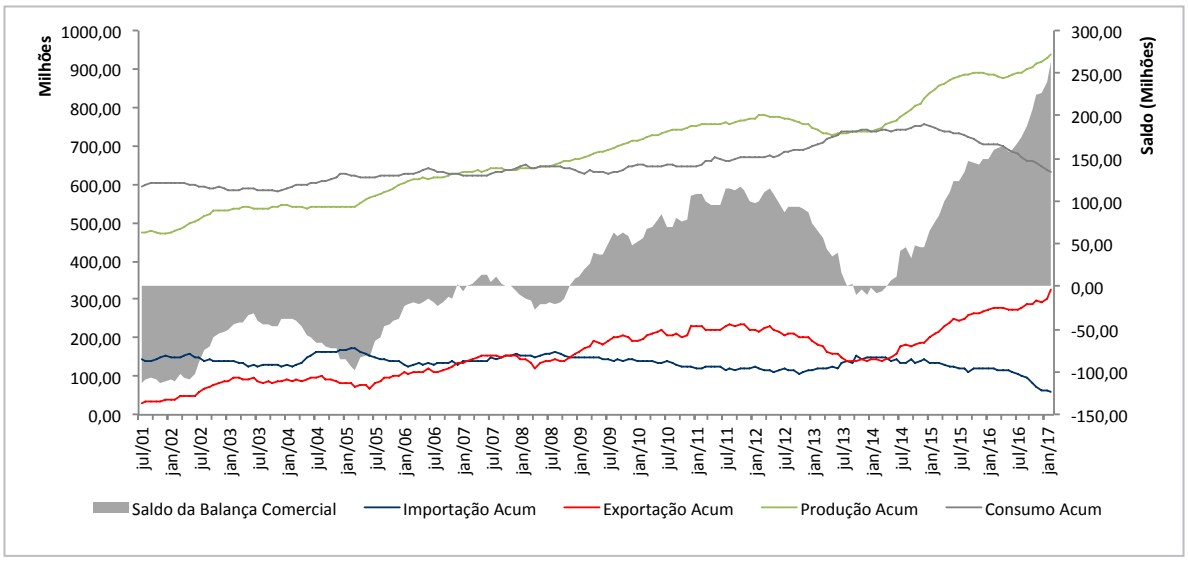
Gráfico 2.2: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

No acumulado de 12 meses, a diferença entre Produção e Consumo manteve o padrão do mês anterior e continuou a crescer, positivamente, já pelo 10° mês consecutivo. A conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, também continuou a trajetória crescente no acumulado 12 meses, contribuindo positivamente para o saldo em transações da balança comercial em fevereiro (Gráfico 2.3). O superávit da balança comercial (US$ 4,56 bilhões) foi o melhor resultado para meses de fevereiro desde o início da série histórica do governo, em 1989. As exportações ficaram em US$15,472 bilhões, superando os US$ 10,192 bilhões em importações. Acredita-se que essa tendência de crescimento siga ocorrendo nos próximos meses, calcada no incremento da produção dos campos do pré-sal, impulsionadas pelos decrescentes custos de perfuração dos poços desta área.

Gráfico 2.3: Contas Agregadas do Petróleo, Acumulado 12 meses (Barril)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A importância do óleo cru na balança comercial brasileira está intrinsecamente relacionada com seu preço. Importante evidenciar que o petróleo não é um produto homogêneo, e, a grosso modo, seu preço é um mix do reflexo de suas qualidades físico-químicas e de sua localização de produção. A Tabela 2.3 mostra as características físico-químicas das principais correntes brasileiras com seus graus API e respectivos teores de enxofre. Vale mencionar que essas características determinarão os prêmios e descontos nos valores do óleo cru em relação ao cru marcador de referência do mercado (como mencionado no Boletim de Janeiro de 2017).

Tabela 2.3: Características físico-químicas das principais correntes nacionais

Bacia Sedimentar	Estado Produtor	Corrente	Grau API	Teor de Enxofre (%peso)
Solimões	Amazonas	Urucu	48,50	0,05
Ceará	Ceará	Ceará Mar	29,50	1,23
Potiguar Terra	Ceará	Fazenda Belém	12,70	0,39
Alagoas	Alagoas	Alagoano	37,40	0,08
Espirito Santo Terra e Mar	Espirito Santo	Espirito Santo	17,50	0,33
Campos	Espirito Santo	Jubarte	16,80	0,56
Campos	Rio de Janeiro	Albacora	28,30	0,44
		Barracuda	25,00	0,52
		Bijupira	27,80	0,44
		Cabiúnas Mistura	25,50	0,47
		Caratinga	22,40	0,60
		Espadarte	27,00	0,40
		Marlim	19,60	0,67
		Marlim Sul P-38	23,10	0,67
		Roncador	28,30	0,58
		Salema	30,30	0,44

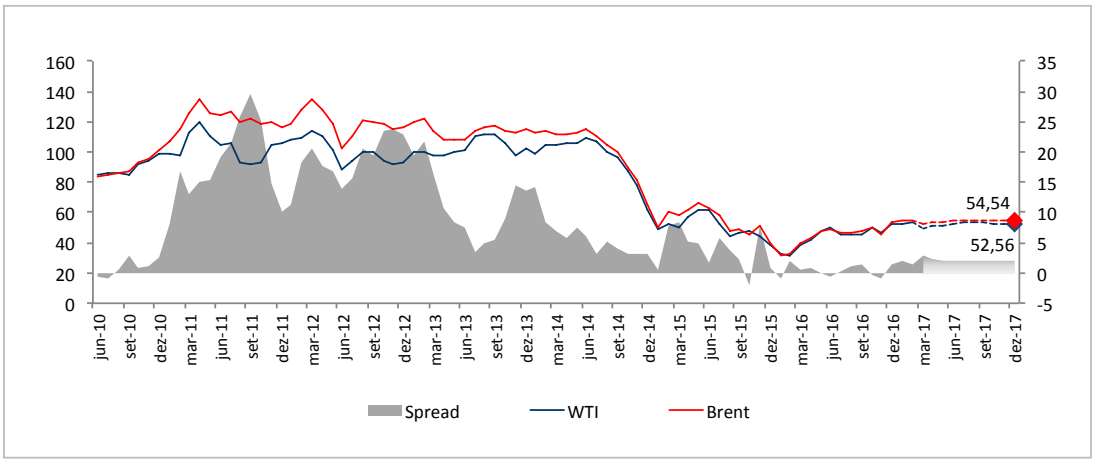
Fonte: Processos Químicos Industriais, Barcza

Segundo a *U.S Energy Information Administration* (Gráfico 2.3), observa-se uma tendência *bullish* no mercado de petróleo, onde a média de preços do óleo tipo Brent cresceu menos de US$ 1/b em relação à média de janeiro, alcançando US$ 54,87/bbl. Este foi o terceiro aumento consecutivo para a média do Brent. O WTI também segue em fevereiro uma trajetória ascendente, crescendo pelo terceiro mês consecutivo, dadas as considerações de redução de corte de produção da OPEP, em busca de preços menos deprimidos.

Interessante notar que a tendência *bullish* dos preços começa em um momento de onde os custos de produção da indústria ainda não voltaram aos patamares anteriores à crise dos preços do cru, e continuam deprimidos. Um dos principais impulsionadores dos custos de produção é o aumento anual dos investimentos, que cria a necessidade de expansão da capacidade. Com a demanda futura abaixo da capacidade, e as incertezas a cerca ainda da revisão das regras de conteúdo local, a escalada de custos no Brasil poderá alinhar melhor com os custos mais equilibrados do mercado internacional.

7 Grau API é uma escala arbitrária que mede a densidade dos líquidos derivados de petróleo. Foi criada pelo *American Petroleum Institute* (API) e é utilizada para medir a densidade relativa de líquidos.

Gráfico 2.4: Preço Real e Projeção ($/Barril).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da EIA (Deflator - CPI US)

Neste mês de fevereiro de 2017 todos os estados apresentaram queda na produção com relação ao mês anterior, o que os levou a atingirem os menores níveis em 12 meses. Destacam-se as quedas na produção do Maranhão, de 68% com relação a janeiro, e também do Rio de Janeiro, que deixou de produzir em fevereiro aproximadamente 6MMb se comparado a janeiro (Tabela 2.2).

Tabela 2.4: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
AL	Onshore	86.668	-4,12%	-32,99%		90.390	129.342
	Offshore	1.943	-53,36%	-54,93%		4.165	4.310
AM	Onshore	576.569	-11,77%	-20,39%		653.511	724.205
BA	Onshore	926.761	-11,43%	-14,19%		1.046.402	1.080.028
	Offshore	15.451	-1,93%	-43,74%		15.755	27.464
CE	Onshore	35.216	-15,10%	-27,31%		41.481	48.450
	Offshore	122.762	-14,86%	-17,47%		144.193	148.743
ES	Onshore	314.371	-12,83%	-24,66%		360.630	417.247
	Offshore	10.874.938	-9,18%	5,91%		11.973.672	10.268.086
MA	Onshore	471	-68,16%	-32,21%		1.479	695
RJ	Offshore	50.750.708	-10,59%	11,78%		56.764.347	45.402.285
RN	Onshore	1.271.557	-9,17%	-13,92%		1.400.006	1.477.230
	Offshore	160.635	-11,49%	-19,90%		181.490	200.539
SP	Offshore	9.072.000	-7,36%	31,97%		9.793.224	6.874.357
SE	Onshore	550.362	-13,85%	-20,11%		638.809	688.880
	Offshore	153.601	-11,64%	-31,39%		173.844	223.885
Total		74.914.013	-10,05%	10,63%		83.283.397	67.715.748

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

O mercado brasileiro de derivados de petróleo é fruto de um modelo de transporte rodoviário, e por tal, o parque de refino está voltado para a produção de diesel. A capacidade total de refino do país é aproximadamente 2,3MMbbl/d em 17 refinarias existentes. Essa capacidade de produção deriva percentuais tais que: 45% diesel, 22% gasolina, 10% nafta petroquímica, 9% GLP, 6% QAV e 5% óleo combustível, sendo menores os percentuais de asfaltos, coque e solventes.

Tabela 2.5: Contas Agregadas de derivados (Barril).

Combustível	Agregado	fev-17	fev-17/jan-17	fev-17/fev-16	Tendência 12 meses	jan-17	fev-16
Gasolina	Produção	12.929.715	-7,62%	-4,25%		13.996.867	13.503.669
	Consumo	22.308.877	-4,72%	40,28%		23.413.009	15.903.174
	Importação	4.516.014	121,59%	179,08%		2.038.045	1.618.161
	Exportação	229.893	-46,24%	-		427.601	0
Diesel	Produção	19.453.715	-6,79%	-17,25%		20.871.948	23.508.244
	Consumo	25.390.361	1,88%	1,33%		24.922.290	25.057.929
	Importação	7.321.389	39,79%	180,57%		5.237.420	2.609.450
	Exportação	295.163	-	-		0	3.149
GLP	Produção	3.588.603	-8,45%	1,33%		3.919.752	3.541.586
	Consumo	6.088.759	-4,33%	-5,31%		6.364.057	6.429.867
	Importação	3.389.494	161,49%	-19,62%		1.296.214	4.216.865
QAV	Produção	3.085.554	-9,69%	7,32%		3.416.593	2.875.084
	Consumo	3.147.382	-17,26%	-11,51%		3.803.825	3.556.908
	Importação	166.605	-	-		764.167	1.011.178
	Exportação	0	-100,00%	-		56.009	4.128
Óleo Combustível	Produção	6.508.684	-1,34%	-1,73%		6.597.354	6.622.982
	Consumo	1.220.692	-17,03%	-33,80%		1.471.166	1.843.819
	Importação	0	-100,00%	-100,00%		21	6
	Exportação	2.869.845	5,71%	118,80%		2.714.843	1.311.610

Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Em fevereiro de 2017, os preços de realização interna continuaram superiores aos de referência internacional no caso da gasolina e do diesel. Com relação ao mês anterior, houve aumento destas diferenças entre os preços desses dois derivados. No caso do GLP, os preços de referência estão superiores aos de realização internacional, mas neste mês de fevereiro houve uma ligeira queda nesta diferença. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro do ano passado.

Gráfico 2.5: Preço Real dos combustíveis[11] x referência internacional (R$/l).



Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.