

Petróleo

*Por Júlia Febraro / Pedro Neves**

PRODUÇÃO, CONSUMO E SALDO COMERCIAL DA BALANÇA PETRÓLEO

O mês de janeiro de 2018 apresentou produção diária de 2,62 milhões de barris por dia (MMbbl/d), ligeiramente acima dos 2,61 MMbbl/d de dezembro. Na comparação anual, no entanto, registrou-se queda de 2,6% em janeiro (2018) com relação à produção de 2017 para este mês (Tabela 2.1). Segundo dados da ANP, em janeiro, 95,4% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 80,8% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.946 poços, sendo 727 marítimos e 7.219 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 92,9% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, sua produção em janeiro foi oriunda de 85 poços e chegou a 1,4 MMbbl/d de óleo e 54 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,72 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente). Essa produção correspondeu a 51,9% do total produzido no país. O campo de Estreito, na Bacia Potiguar, segue com o maior número de poços produtores: 1.111.

Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Barril).

Agregado	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendência 12 meses	dez-17	jan-17
Produção	81.070.997	0,11%	-2,66%		80.983.532	83.283.397
Consumo Interno	47.447.968	-3,11%	-6,04%		48.972.434	50.500.679
Importação	5.837.212	42,27%	133,43%		4.103.053	2.500.610
Exportação	38.480.063	81,47%	-1,23%		21.204.941	38.961.189

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A estatal brasileira tem planos para intensificar a produção de petróleo no país mesmo com os planos de desinvestimento ocorrendo em paralelo. A expectativa é de que até 2022, na bacia de Santos, 13 novas plataformas entrem em operação, aumentando os números da empresa de produção na bacia, de cerca de 1,1 MMbbl/d para 3,1 MMbbl/d. As informações são do presidente da companhia, Pedro Parente, em entrevista durante um seminário em março de 2018 (Agência Petrobras, 2018)[1].

Ainda nesse contexto, a empresa entrou com um pedido, pelo segundo mês consecutivo, de liberação para produção em um campo da bacia de Santos, na região do pré-sal (a área consta nos contratos de cessão onerosa). Ambos os pedidos são para o campo de Búzios, e têm potencial de atrair para a área pelo menos mais 300 mil barris por dia na área (EPBR, 2018)[2].

Apesar do presente documento tratar de dados de janeiro de 2018, adiantamos nessa edição que a Petrobras divulgou em março (2018) o balanço comercial da companhia para o ano de 2017. O resultado negativo de R$ 446 milhões é reflexo de uma série de despesas extraordinárias (liquidação da *class action* nos EUA, adesão a programas de regularização de débitos federais), por exemplo, que a empresa teve que assumir para melhorar sua posição de mercado, atrair investidores e reduzir dívidas. Do contrário, ela teria registrado lucro líquido de R$ 7,089 bilhões de reais. Outro resultado positivo foi a redução da dívida liquida para valores anteriores a 2012. O presidente Pedro Parente destacou que a empresa "está numa trajetória consistente de recuperação, seguindo à risca o que nós propusemos no nosso plano de negócios". (TNPetróleo, 2018)[3].

Outro destaque relevante do mês de março de 2018 trata da 15ª rodada de concessão, ocorrida no dia 29. Mesmo com a retirada de dois valiosos blocos da bacia de Santos (que poderiam representar mais de 70% do bônus de assinatura total) pelo TCU na véspera do leilão, sob a alegação de que seria mais vantajoso licitá-los sob o regime de partilha (dada sua proximidade com o polígono do pré-sal e, mais precisamente, com o bloco de saturno), o grande interesse pelos blocos da bacia de Campos se traduziu num bônus recorde de R$ 8,14 bilhões. Dos 47 blocos ofertados, 22 foram arrematados e o bloco C-M-789, da bacia de Campos, bateu o recorde de arrecadação com R$ 1,82 bilhões. O diretor-geral da ANP, Décio Oddone, afirmou que, além do bônus recorde, a diversificação da participação de operadoras estrangeiras e de áreas de interesse (entre o Sudeste e o Nordeste) são outros destaques positivos[4].

Dentre as empresas que conquistaram blocos no leilão, a ExxonMobil aumentou sua participação na exploração de petróleo em território nacional em oito blocos, ampliando sua área de exploração em quase 50%, para um total de 8094 km^2. A empresa afirmou que essas adições proporcionarão que eles invistam ainda mais no desenvolvimento de sua expertise em águas profundas. Outras empresas que tiveram destaque no leilão foram a Shell, com aquisição de quatro blocos importantes (entre exploração única e coparticipação), e a norueguesa Statoil, também com quatro blocos, alcançado um bônus acumulado superior a R$ 3,5 bilhões [5].

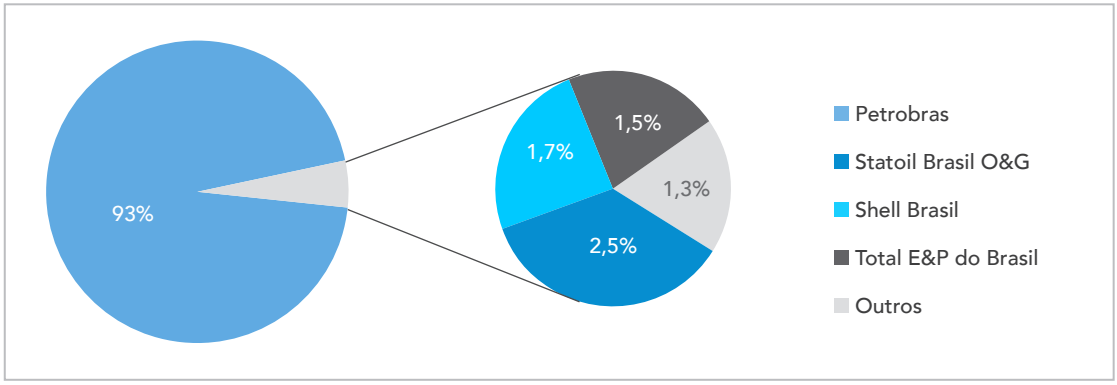
1 http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980086
2 http://epbr.com.br/petrobras-pede-liberacao-para-produzir-em-outra-plataforma-na-cessao-onerosa/
3 http://www.tnpetroleo.com.br/noticia/petrobras-apresenta-resultado-negativo-de-r-446-milhoes-em-2017/
4 http://www.anp.gov.br/wwwanp/noticias/anp-e-p/4387-15-rodada-anp-recorde-8-bilhoes-arrecadados
5 https://petronoticias.com.br/archives/110068?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronotcias+%28PetroNot%C3%ADcias%29

Por outro lado, o grande interesse visto nas áreas *offshore* não correspondeu num interesse em áreas *onshore*, que não tiveram nenhum lance para as áreas ofertadas no certame. Um dos motivos para a falta de atração em áreas terrestres, de acordo com Décio Oddone, poderia estar relacionado ao risco exploratório dos blocos ofertados aliada à política de desinvestimentos vigente da Petrobras. As próximas rodadas de oferta de áreas exploratórias estão definidas para 7 de junho (para a 4ª rodada de partilha da produção de pré-sal) e para 2019, com outros dois leilões de concessão e partilha, respectivamente[6].

Uma prospecção da *International Energy Agency* para os próximos cinco anos, intitulada *Oil 2018*, sugere que o Brasil (ao lado dos EUA, Canada e Noruega) será um dos principais motores de atendimento a demanda mundial de petróleo dos próximos anos. O alto potencial das áreas de pré-sal, aliado à exclusiva matriz brasileira de exploração em águas ultra profundas são grandes diferenciais para o país. Aliado a isso, os conflitos que vêm ocorrendo com membros da OPEP, como a crise política na Venezuela, demandam que outros *players* assumam papeis mais relevantes no setor (caso do Brasil). No entanto, a agência destaca que a variação nos preços de referência internacional será crucial para manutenção do país como um dos grandes destaques, dado que a viabilidade da exploração em águas ultra profundas requer preços de operação mais altos (BEPetróleo, 2018)[7], (WorldOil, 2018)[8].

Com relação às empresas presentes em todo o setor no Brasil, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Statoil subiu ligeiramente, chegando a 2,5%, enquanto que a da Shell caiu de 2,2% para 1,7% do total da produção. A participação da produção da Chevron também apresentou crescimento, de 0,7% para 1,5% em janeiro. A Figura 2.2 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil no mês de janeiro.

Figura 2.2: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



Fonte: ANP, 2017

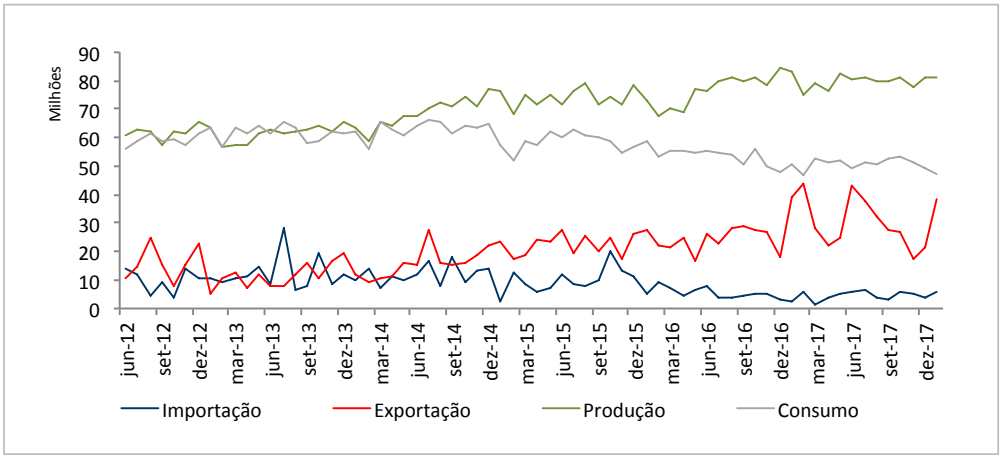
6 https://petronoticias.com.br/archives/109944?utm_source=feedburner&utm_medium=email&utm_campaign=Feed%3A+Petronotcias+%28PetroNot%C3%ADcias%29
7 https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/9-milhoes-de-barris-dia-de-aguas-profundas/
8 http://www.worldoil.com/news/2018/3/5/iea-record-oil-output-from-us-brazil-canada-and-norway-to-keep-global-markets-supplied

Por mais que o perfil de distribuição das operadoras não mude, a política atual de desinvestimentos da Petrobras está contribuindo para atrair novos *players* para o mercado nacional e para a ampliação da participação de alguns mais regulares. Nesse contexto, iniciativas como repasse de áreas da cessão onerosa, campos *onshore*, campos maduros ou mesmo campos nos quais a petroleira não enxergue um bom negócio têm sido cada vez mais frequentes (EPBR, 2018)[9], (Petronotícias, 2018)[10].

O próximo mês indicará mudanças na mesa de diretores da Petrobras e da BR Distribuidora. O encontro anual de acionistas das empresas, marcado para abril de 2018, definirá os próximos diretores das companhias. De acordo com uma pesquisa encomendada pela UBS junto à duas consultorias internacionais, uma série de avaliações deveria ser tomada, por parte dos acionistas, com o objetivo de tornar as empresas mais transparentes e organizadas. Entre as medidas sugeridas, destacam-se: uma maior representatividade de diretores independentes à companhia (para níveis de pelo menos 33%), uma maior preocupação dos acionistas com aspectos como performance dos diretores, minimização de conflitos de interesse, escolha de um CEO desvinculado da mesa de diretores, entre outros. Por fim, a pesquisa destaca que os diretores da BR Distribuidora não deveriam ser os mesmos da Petrobras, de modo a garantir que os interesses de uma empresa sejam unicamente satisfeitos, sem interposição da outra companhia[11].

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, tanto as importações quanto as exportações apresentaram crescimento expressivo em janeiro, de 42,27% e 81,47%, respectivamente. A tendência de alta nas exportações segue em 2018, confirmando o interesse da Petrobras em exportar o maior valor possível de óleo cru, reflexos de seu plano de negócios atual. Na comparação anual também se verificou forte crescimento nas importações (133%), mas houve ligeira queda no volume exportado (-1,23%).

Figura 2.3: Contas Agregadas do Petróleo (Barril)

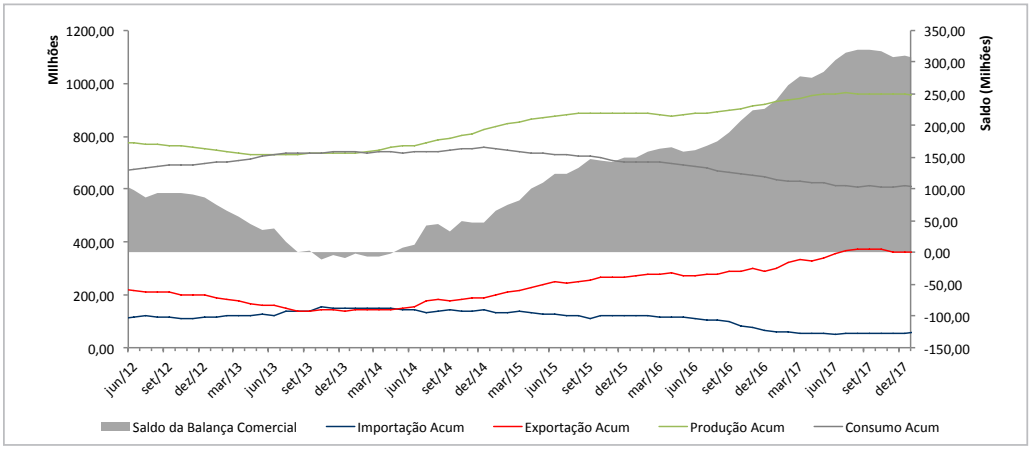


Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

9 http://epbr.com.br/maior-parte-do-desinvestimento-da-petrobras-esta-em-fase-vinculante/
10 https://petronoticias.com.br/archives/109068
11 UBS. Better governance is a never ending journey. Global Research. Março, 2018.

No acumulado de 12 meses a diferença entre Produção e Consumo voltou a cair em janeiro, após crescimento em dezembro. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, também se verificou queda no acumulado de 12 meses, contribuindo negativamente para o saldo em transações da balança comercial em janeiro (Figura 2.4).

Figura 2.4: Contas Agregadas do Setor Petróleo, acumulado 12 meses (Barril)



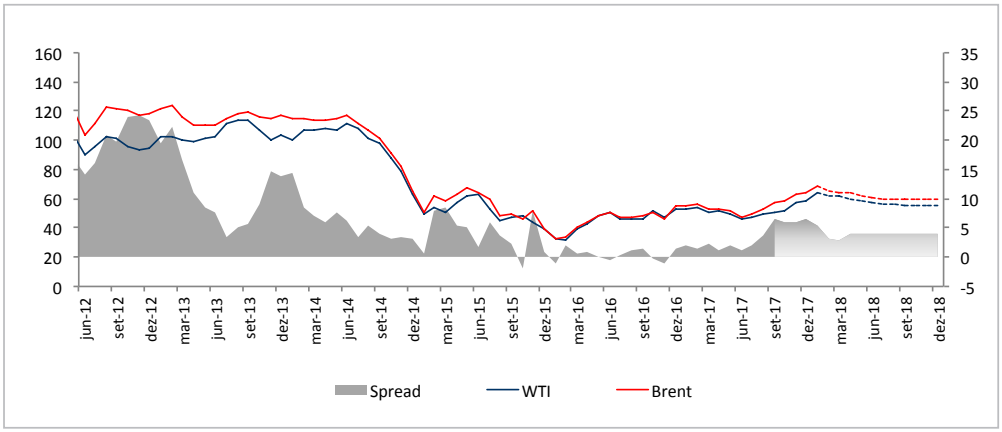
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration*, EIA (Figura 2.5), a média de preços do óleo tipo Brent subiu pelo sétimo mês consecutivo, chegando a US$ 69/bbl. O WTI também segue tendência altista e atinge US$ 63,7/bbl em janeiro.

Apesar de estarmos analisando dados do mês de dezembro de 2017, nesta edição adiantamos que em março (2018) os valores de referência internacional sofreram leves alterações para o período. Entretanto, algumas descobertas feitas nos últimos dias podem indicar que a ascensão do óleo não-convencional norte-americano pode ser ainda maior e representar algum nível de ameaça aos países da OPEP, que seguem com suas medidas de cortes na produção, com o objetivo de conter os valores da *commodity*. No entanto, a própria organização já assumiu que os valores que tinha estimado da produção dos EUA podem ser maiores que os que cogitava (WorldOil, 2018)[12]. Tal iniciativa dos membros da OPEP se endurece com a aproximação do IPO da Saudi Aramco, a estatal petrolífera Saudita.

[12] http://www.worldoil.com/news/2018/3/14/opec-acknowledges-scale-of-shale-boom-as-supply-outstrips-demand

Figura 2.5: Preço Real e Projeção ($/Barril).



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

Voltando à produção brasileira, em janeiro, ao contrário do mês anterior, a maioria dos estados apresentou queda na produção. O destaque negativo foi a produção *onshore* do estado do Ceará, que atingiu o menor volume produzido dos últimos doze meses, após queda de 12% em janeiro. Em contrapartida, Rio de Janeiro, Alagoas, Amazonas, Rio Grande do Norte e Sergipe apresentaram crescimento em suas produções neste mês.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Barril).

UF	Localização	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendência 12 meses*	dez-17	jan-17
AL	Onshore	84.409	1,81%	-6,62%		82.905	90.390
	Offshore	3.031	-37,99%	-27,22%		4.888	4.165
AM	Onshore	602.317	2,11%	-7,83%		589.889	653.511
BA	Onshore	958.114	0,61%	-8,44%		952.283	1.046.402
	Offshore	17.594	-6,20%	11,67%		18.758	15.755
CE	Onshore	31.952	-12,63%	-22,97%		36.570	41.481
	Offshore	120.778	-1,09%	-16,24%		122.114	144.193
ES	Onshore	334.759	-0,02%	-7,17%		334.828	360.630
	Offshore	10.378.355	-8,24%	-13,32%		11.310.099	11.973.672
MA	Onshore	1.551	-29,07%	4,85%		2.187	1.479
RJ	Offshore	55.966.872	2,30%	-1,40%		54.710.480	56.764.347
RN	Onshore	1.163.441	0,16%	-16,90%		1.161.602	1.400.006
	Offshore	173.104	-1,71%	-4,62%		176.122	181.490
SP	Offshore	10.547.640	-2,24%	7,70%		10.789.024	9.793.224
SE	Onshore	519.521	0,13%	-18,67%		518.857	638.809
	Offshore	167.557	-3,10%	-3,62%		172.925	173.844
Total		81.070.997	0,11%	-2,66%		80.983.532	83.283.397

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

DERIVADOS DO PETRÓLEO

Em janeiro, gasolina, diesel e GLP registraram queda em suas produções (Tabela 2.3), tanto na comparação mensal quanto na anual. O destaque negativo foi a produção de diesel, que alcançou o menor valor dos últimos doze meses após queda de 10,8% em janeiro. Por outro lado, a produção de QAV se destacou positivamente e, após crescimento de 14% em janeiro, atingiu o maior valor produzido dos últimos doze meses. Óleo combustível também

registrou crescimento de 11% neste mês, apesar de queda (-10,43%) na comparação anual.

Com relação às exportações de gasolina, após alcançar o maior valor dos últimos doze meses em dezembro, foi registrada queda expressiva em janeiro (-94,3%). Óleo combustível também registrou queda em suas exportações este mês, tanto na comparação mensal quanto na comparação anual (36,16% e 48,22%, respectivamente). No caso das importações, o destaque positivo foi o GLP, que apresentou crescimento expressivo (1946%) em janeiro.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Barril)

Combustível	Agregado	jan-18	jan-18/dez-17	jan-18/jan-17	Tendência 12 meses*	dez-17	jan-17
Gasolina	Produção	13.196.195	-3,63%	-5,72%		13.692.940	13.996.867
	Consumo	21.295.273	-12,21%	-9,05%		24.256.561	23.414.049
	Importação	2.531.382	10,03%	24,21%		2.300.634	2.038.045
	Exportação	54.139	-94,31%	-		951.269	427.601
Diesel	Produção	18.463.998	-10,82%	-11,54%		20.704.797	20.871.948
	Consumo	26.007.074	-2,74%	4,44%		26.739.405	24.902.406
	Importação	10.301.970	30,34%	96,70%		7.903.774	5.237.420
	Exportação	503.800	-	-		0	579.748
GLP	Produção	3.745.107	-10,59%	-4,46%		4.188.671	3.919.752
	Consumo	6.525.159	-5,68%	2,55%		6.918.418	6.362.932
	Importação	3.135.638	1946,06%	141,91%		153.253	1.296.214
QAV	Produção	4.286.562	13,98%	25,46%		3.760.898	3.416.593
	Consumo	4.051.342	5,18%	6,31%		3.851.899	3.810.988
	Importação	1.004.184	-	-		6.319	764.167
	Exportação	28.430	-	-		37.701	56.009
Óleo Combustível	Produção	5.909.089	11,11%	-10,43%		5.318.136	6.597.354
	Consumo	1.322.751	9,42%	-11,67%		1.208.913	1.497.426
	Importação	75	-	252,94%		422.567	21
	Exportação	1.405.809	-36,16%	-48,22%		2.202.113	2.714.843

* Tendências nos últimos 12 meses
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O cenário do setor de derivados, que parecia estar fadado ao esquecimento, tem tido alguns lampejos de investimento. No mês de março de 2018, a Petrobras anunciou o investimento de R$ 137 milhões na Refinaria Presidente Bernardes de Cubatão (RPBC), com o intuito de melhorar a eficiência da unidade (Petronotícias, 2018)[13]. A construção do gasoduto Rota 3 e da UPGN do COMPERJ, no estado do Rio de Janeiro, parece começar a tomar forma, e a movimentação de contratações para as obras na região data para o segundo semestre desse ano (ABEGAS, 2018)[14].

Em janeiro de 2018, revertendo a tendência dos dois meses anteriores, os preços de referência internacional da gasolina ficaram ligeiramente superiores aos de realização interna. No caso do diesel e GLP seus preços domésticos seguem superiores aos internacionais, apesar desta diferença ter caído em janeiro para o caso do diesel, mas crescido no caso do GLP. Com relação ao óleo combustível, os preços internacionais e domésticos estão andando juntos desde novembro de 2016 (Figura 2.6).

13 https://petronoticias.com.br/archives/109237
14 http://www.abegas.org.br/Site/?p=66038

Figura 2.6: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)



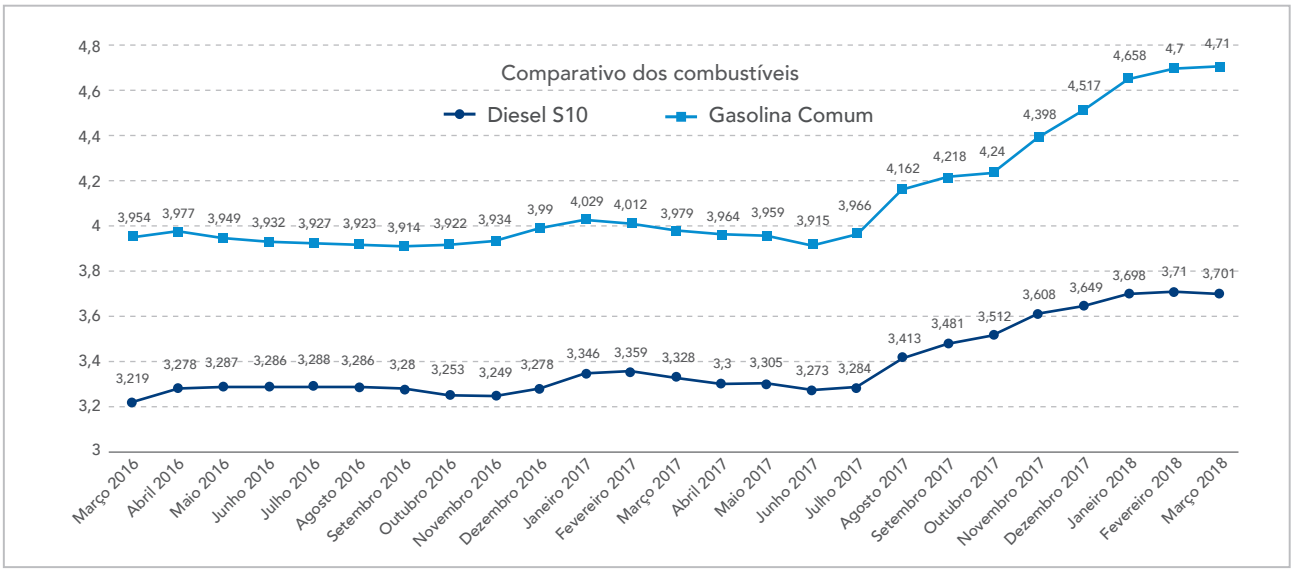
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

A nova política de reajustes de preços de combustíveis da Petrobras, em vigor desde julho de 2017, tem causado uma série de indagações para especialistas no assunto e também para o consumidor final. Com alterações que chegam a ser diárias, os preços da gasolina e do diesel estão alinhados com as variações do mercado internacional e do câmbio. A figura 2.7 ilustra uma série histórica de preços dos combustíveis gasolina comum e óleo diesel S10 praticados por postos de gasolina, no estado do Rio de Janeiro. Os dados são da plataforma FuelLog[15].

[15] A plataforma FuelLog oferece um panorama dos preços dos combustíveis no país. Trata-se de uma base de dados atualizada diariamente que contempla mais de 20 mil postos de combustíveis e mais de 200 mil preços. Os dados estão disponibilizados por estado, cidade e tipo de combustível. Para mais detalhes, acesse: www.fuellog.com.br

Figura 2.7: Histórico de preços da gasolina comum e do óleo diesel S10 no estado do Rio de Janeiro (R$)



Fonte: FuelLog, 2018

Pode-se observar que, para o consumidor final, há um aumento quase constante, a partir de julho de 2017, embora a Petrobras alterne entre aumentos e reduções dos preços em seus reajustes. O fato é que, desde o início da política, os preços já subiram mais de 15% e, por mais que a Estatal brasileira alegue que sua intenção era aumentar a competitividade da companhia e incentivar a entrada de investidores no país, principalmente no setor de *Downstream*; sabe-se que existem problemas atrelados à política muito relevantes.

Uma das questões que não foi explicada é qual o preço base utilizado para aplicação dos ajustes. Caso esse preço tenha sido inflado inicialmente de alguma forma, pouco importa se as variações serão de 7% a mais ou a menos, como a companhia sugere. De fato, se os reajustes fossem realmente nessa ordem mencionada, a variação para o período não teria sido tão grande como se verificou.

Outra indagação é de que a incidência das variações percentuais não deveria ser aplicada ao preço final do combustível, pois dessa forma estaria atrelando o preço base deles aos impostos incidentes sobre os mesmos, como o ICMS e o Cide. De acordo com a Plural, associação das maiores distribuidoras de combustíveis do país, a carga tributária corresponde a quase 50% do preço final dos combustíveis. Dessa forma, um aumento ou redução dos preços causa, além de aumentos maiores que os previstos para o consumidor final, volatilidade e instabilidade na arrecadação para os Estados (Valor Econômico, 2018)[16].

Assim, seria interessante pensar em alterações nos preços com periodicidade certa para permitir que os consumidores pudessem se preparar para isso. Adicionalmente, o Governo poderia pensar em uma redução temporária da CIDE ou do ICMS, por exemplo, cobrados sobre os combustíveis líquidos. Tais movimentos exigiriam uma ação conjunta e orquestrada entre MME, Ministério da Fazenda e CNPE.[17]

16 http://www.valor.com.br/brasil/5392889/distribuidores-farao-campanha-para-explicar-peso-dos-impostos-no-preco-do-combustivel
17 Para mais informações, acesse: http://fgvenergia.fgv.br/publicacao/boletim-de-conjuntura-janeiro2018