

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

O mês de março/19 apresentou produção diária de 2,56 MMbbl/d, volume 2,8% superior aos 2,49 MMbbl/d produzidos em fevereiro/19 (Tabela 1.1). Embora a Petrobras e a ANP não tenham divulgado até a data desta publicação os destaques operacionais que justificam o incremento na produção nacional, uma análise minuciosa dos dados da agência permite observar uma franca recuperação da produção no Parque das Baleias (principalmente pelo fim da parada programada para manutenção do FPSO Capixaba e pelo aumento na produção da P-58), aumentos consistentes da produção dos FPSOs do campo de Búzios (com destaque para a P-76, mas todos em estágio de *ramp-up*), fim da manutenção na P-43 (que opera nos campos de Barracuda e Caratinga) e aumento na produção das plataformas operantes no campo de Lula, como a P-66 e a P-69. Vale também destacar que as plataformas P-33 e P-35, do campo de Marlim, já estão com produção zerada em março, tendo em vista seu descomissionamento iminente.

O cenário de instalações de FPSOs no país nos próximos anos está, além de otimista, bastante diversificado. A Petrobras tem duas unidades com progresso da construção superior a 95% (a P-68 no campo de Berbigão e a P-70 no campo de Atapu) e outras duas previstas com pelo menos 40% de construção concluída (o FPSO Carioca, do campo de Sépia, e o Guanabara 1, do campo de Mero, ambos sendo construídos pela japonesa MODEC). A OPEP, em seu relatório mensal para o mercado de petróleo, apontou uma expectativa de crescimento da produção brasileira de 300 Mbbl/d apenas em 2019, o que representa 3,3% da produção de março, ficando abaixo somente dos EUA para produtores fora da OPEP[1].

Enquanto isso, outras empresas (principalmente IOCs) também movimentam o mercado. A expecta-

[1] https://www.opec.org/opec_web/en/publications/338.htm

tiva da FGV Energia é de que, até 2030, pelo menos 13 unidades já estejam encaminhadas (em projetos da Equinor, Shell, Total, Exxon, Chevron e BP) dados os resultados das últimas licitações do país.

A Petrobras apresentou, em maio de 2019, seu resultado financeiro para o primeiro trimestre do ano, com resultado líquido 42% inferior ao mesmo período de 2018 e uma queda de 5% na sua produção. Os números refletem o peso causado pela retração dos preços da *commodity* e as menores margens de comercialização de derivados de petróleo no país. O presidente da empresa ainda indicou que deve aportar uma quantia considerável no segundo semestre do ano, em bônus de assinatura com a participação nos três leilões programados para 2019.

Por outro lado, a estatal permanece com seu plano de desinvestimentos no país e anunciou a assinatura de três contratos para alienação de ativos, em valores da ordem de US$ 10,3 bilhões. O primeiro deles, já anunciado na edição passada desse boletim, foi a cessão de 90% da transportadora de gás natural TAG, com valor estimado de US$ 8,6 bilhões. Houve também a venda de parte da participação da empresa nos campos de Tartaruga Verde e no módulo III do campo de Espadarte para a malaia Petronas, em uma transação total de quase US$ 1,3 bilhões. Por fim, houve a alienação de sua participação em 34 campos *onshore* da bacia Potiguar para a Petrorecôncavo S.A. pelo valor total de US$ 384,2 milhões[2].

Tabela 1.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	mar-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Produção	2.560.095,5	2,8%	230.625.537,9	-1,3%
Consumo Interno	1.676.840,8	-0,2%	148.971.540,2	7,5%
Importação	254.839,2	83,0%	16.935.392,9	-7,1%
Exportação	1.150.240,5	-12,1%	117.759.620,2	26,7%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Segundo dados da ANP, em março/19, 94,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 82,4% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.254 poços, sendo 684 marítimos e 6.570 terrestres (*onshore*).

Com relação ao pré-sal, em março de 2019, sua produção foi oriunda de 91 poços e chegou a 1,54 MMbbl/d de óleo e 62,7 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,94 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia). Adiantamos nessa edição que o IBAMA emitiu, em abril de 2019, licença prévia para a 3ª etapa do desenvolvimento de produção do pré-sal na Bacia de Santos para a Petrobras, autorizando a instalação de 11 FPSOs definitivos, dois pilotos de produção e 10 testes de longa duração (TLDs) ou sistemas de produção antecipada (SPAs). Tais unidades não estão presentes no atual Plano de Negócios e Gestão (PNG) da empresa, de modo que podem indicar o desenvolvimento de prospectos ainda em fase exploratória ou mesmo potenciais ativos do excedente da cessão onerosa, que devem ser licitados em 28 de outubro próximo.

[1] Todas as transações estão sujeitas a aprovação em seus órgãos competentes.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o excedente da cessão onerosa continua sendo amplamente discutido e ganhou novos contornos em maio de 2019. O ministro da Economia, Paulo Guedes, já admitiu o repasse de uma parcela do bônus de assinatura do leilão (estimado em R$ 106 bilhões se todas as áreas forem licitadas) para estados e municípios caso a reforma da previdência seja encaminhada pelos parlamentares. Outras alterações foram aprovadas em reunião extraordinária do CNPE, ocorrida em 09 de maio passado. Entre elas, houve mudanças nos percentuais mínimos de óleo lucro para a União no leilão (aumento para o campo de Atapu e Itapu e redução em Sépia e em Búzios) e na concessão de um adicional de 30 dias para a Petrobras manifestar seu direito de preferência nas áreas do certame. Vale mencionar que a empresa irá pagar pelo menos R$ 32 bilhões caso manifeste interesse em todas as áreas.

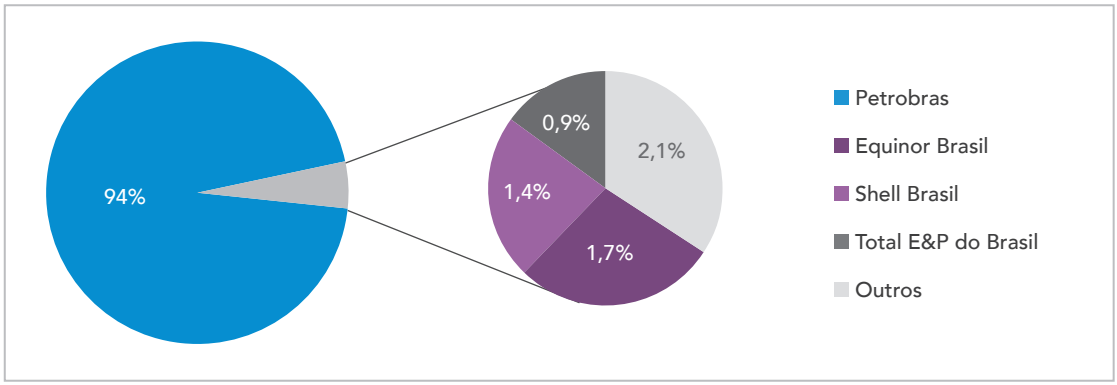
Na mesma reunião extraordinária foram retificados os parâmetros técnicos referentes à produção média diária dos poços utilizados para cálculo dos parâmetros da 6ª rodada (que ocorrerá em 07/11). A alteração, entretanto, não foi substancialmente grande para que as alíquotas mínimas precisem ser alteradas. Ainda sobre essa rodada, a chinesa CNOOC afirmou que monitora também a 6ª rodada do pré-sal. O interesse chinês vem tanto em função do potencial do pré-sal como pelo sucesso obtido com a área de Libra, da qual a chinesa faz parte do consórcio (juntamente com Shell, Total, CNPC, CNOOC Limited e Petrobras.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras continua majoritária, com 94% da produção, em março/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil reduziu a 1,4% em relação a fevereiro/19 (quando foi de 2,2%), com o decréscimo de 20 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A expectativa da empresa, entretanto, é de mudança substancial nesses índices para os próximos anos. A norueguesa trabalha com a instalação de pelo menos três unidades de grande porte até 2026, uma no prospecto de gás de Pão de Açúcar e outras duas na área de Carcará (uma delas a maior unidade a ser instalada em águas brasileiras, um FPSO de capacidade de processamento de 220 Mbbl/d). Com eles, a empresa espera produzir entre 300-500 Mbbl/d até 2030, de acordo com seu cronograma atual.

A Shell reduziu a 1,7% o seu patamar de campos operados em março/19. A empresa apresentou leve redução na produção de Bijupirá, Salema e Argonauta e mesmo o aumento na produção de Ostra não foi capaz de compensar as quedas. A companhia trabalha também com um horizonte positivo na sua atividade exploratória (tendo em vista o seu programa de perfuração já aprovado na ANP e no IBAMA) e há a possibilidade de instalação de uma unidade de tamanho moderado (90 Mbbl/d) para o bloco de Gato do Mato, com entrada prevista para 2023.

Por fim, a Total também teve ligeira queda em sua parcela em março/19 quando comparada a fevereiro/19, para 0,9%. Houve redução na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa.

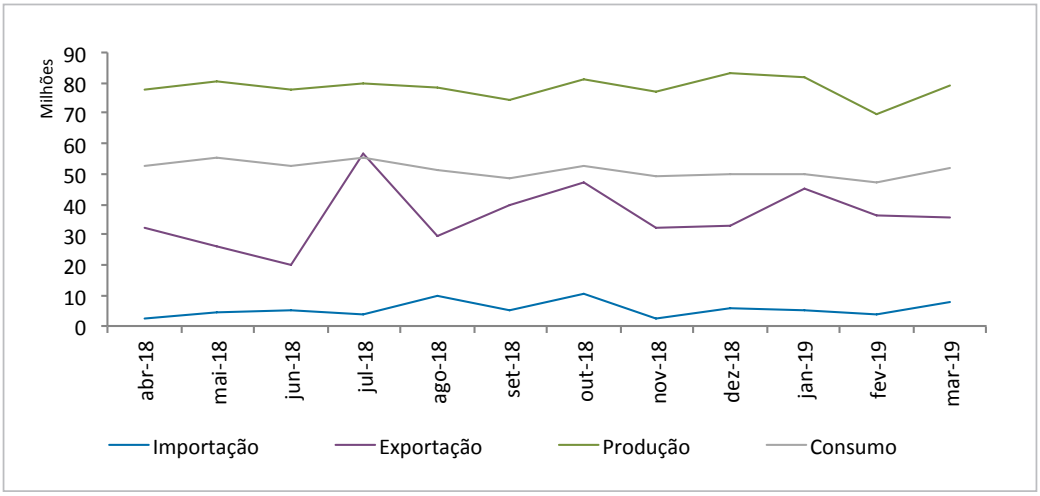
Figura 1.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador (Fevereiro/19)



Fonte: ANP, 2019.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em março de 2019, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo aumentou. O aumento da produção do país contrasta com um cenário de alta nos preços de referência internacionais e de cotação do dólar, ambos responsáveis pelo impacto negativo no consumo interno, uma vez que os preços seguem o mercado internacional. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se resultado negativo com o aumento substancial das importações no mês (principalmente de GLP e Diesel).

Gráfico 1.2: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (MMBbl)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o Energy Information Administration - EIA (Gráfico 1.3), a média de preços do óleo tipo Brent tornou a crescer no mês de março, atingindo o valor de US$ 66,14/bbl. O WTI também segue em alta e chegou ao valor de US$ 58,15/bbl em março. A própria EIA atualizou sua previsão de preços para os próximos quatro meses considerando a alta

observada nos últimos dias. O órgão estima que os cortes da OPEP, que seriam de 1,2 MMbbl/d, devam ficar perto dos 2 MMbbl/d.

Entretanto, em maio de 2019, os preços de referência internacional não têm obtido movimentos contundentes. A guerra comercial entre EUA e China (os dois anunciaram tarifas de importação para produtos um do outro) e o fortalecimento do dólar nos últimos dias contrastam com os aumentos que os preços de referência vinham recebendo (motivados pelo controle da oferta da OPEP+).

A Arábia Saudita garantiu, pelo menos até junho deste ano, que cobrirá eventuais déficits de oferta de óleo proveniente do Irã, em função do fortalecimento das sanções dos EUA para o óleo iraniano, desde o início de maio. O anúncio sugere que o país saudita está em situação desconfortável, tendo de lidar com os interesses da OPEP+ sem perder sua relação diplomática positiva com os norte-americanos.

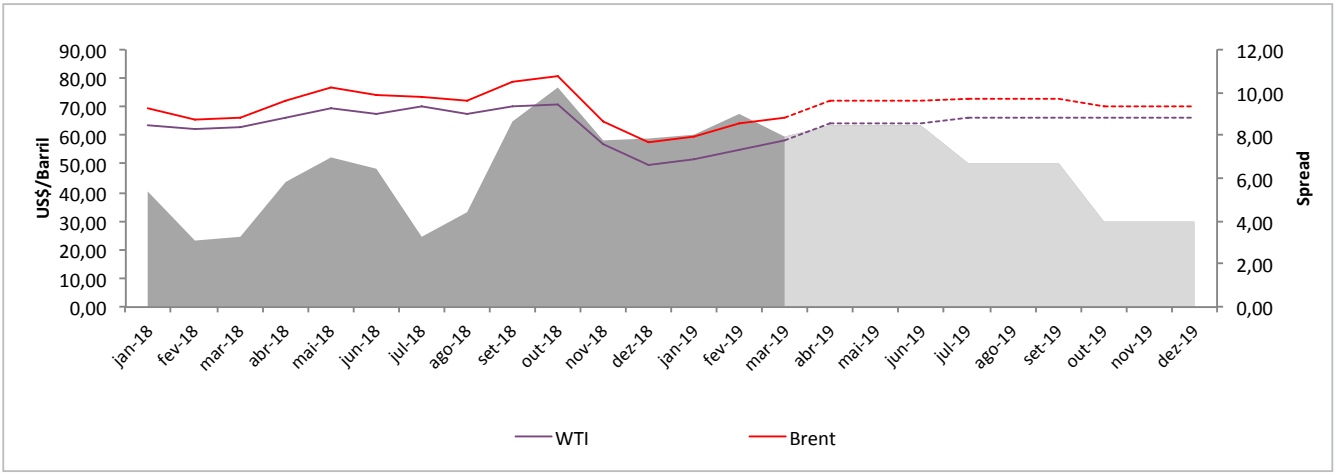
Ainda falando sobre a Arábia Saudita, a estatal Saudi Aramco assinou um contrato recorde de US$ 69,1 bilhões com a petroquímica Sabic para adquirir uma posição majoritária na companhia. Essa aquisição segue em linha com a estratégia da Saudi Aramco de aumentar sua participação no segmento de refino e diversificar seus ativos (planos totais estão em torno de US$ 500 bilhões até o fim da próxima década). A empresa também espera dobrar sua produção de gás na próxima década, para reduzir sua dependência com as vendas de crus. Para tanto, avalia a aquisição de uma parcela da participação da norueguesa Equinor em suas operações de *shale* nos EUA, principalmente na Bacia de Marcellus, além de outras oportunidades na Rússia e na Austrália.

Um outro acordo importante reportado na versão passada deste boletim diz respeito a aquisição da petroleira norte-americana Anadarko. Apesar dos termos assinados no mês passado de aquisição da Anadarko pela Chevron, a empresa voltou atrás e aceitou outra oferta, da Occidental, por um valor total próximo a US$ 40 bilhões. A Occidental enfrentou uma série de dificuldades para fechar o acordo, tanto por ser uma empresa menor que a Chevron (ter menor caixa disponível para cumprir com a parcela em *cash* do acordo) como para convencer seus acionistas e os da Anadarko de que essa seria a melhor transação para ambos.

A CEO da Occidental, Vicki Hollub, já planeja se desfazer de parte dos ativos da Anadarko, dada a falta de expertise em alguns deles e por outros não fazerem parte dos planos estratégicos da empresa. Nessa temática, um anúncio interessante foi um pré-acordo com a Total para cessão dos ativos da Anadarko na África, em especial o complexo de GNL de Moçambique. O acordo gira em torno de US$ 8,8 bilhões e auxiliará na cobertura dos gastos com a aquisição feita pela Occidental.

A Chevron, enquanto isso, conseguiu sair com US$ 1 bilhão pela cláusula de rescisão do contrato. A empresa pode utilizar o montante para aquisição de empresas de pequeno e médio porte na bacia do Permiano, maior interesse das companhias americanas nos últimos meses e um dos principais alvos da Chevron ao tentar adquirir a Anadarko.

Gráfico 1.3: Preço Real e Projeção (US$/Bbl).



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

Voltando à produção brasileira, em março de 2019, todos os estados do país, a exceção do Rio de Janeiro, apresentam déficit em sua relação entre o acumulado de 2018 com 2019. Entre as mudanças mais representativas, está a recuperação da produção *offshore* do Espírito Santo (principalmente devido ao Parque das Baleias e ao fim de serviços de manutenção em unidades de outros campos do estado) e o aumento na produção do Rio de Janeiro (cuja justificativa também já fora reportada no início da sessão), maior produtor do país.

Tabela 1.2: Produção por Estado (Bbl/d).

UF	Localização	mar-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
AL	Onshore	2.418	0,6%	218.950	-10,2%
	Offshore	73	22,3%	7.862	-0,9%
AM	Onshore	20.102	1,1%	1.782.670	-3,6%
BA	Onshore	27.589	-1,8%	2.512.795	-7,3%
	Offshore	370	-21,6%	34.403	-30,4%
CE	Onshore	885	2,4%	80.769	-13,4%
	Offshore	3.775	-0,5%	346.446	-3,3%
ES	Onshore	8.846	-3,0%	834.335	-12,7%
	Offshore	279.824	18,4%	25.108.682	-16,5%
MA	Onshore	4	-47,7%	1.055	-33,6%
RJ	Offshore	1.852.223	1,3%	167.693.482	4,0%
RN	Onshore	34.787	-3,7%	3.198.837	-2,8%
	Offshore	5.066	3,0%	439.149	-12,8%
SP	Offshore	309.808	2,0%	27.023.077	-10,9%
SE	Onshore	11.347	-1,9%	1.049.507	-25,6%
	Offshore	2.977	-7,9%	293.519	-38,6%
Total		2.560.096	2,8%	230.625.538	-1,3%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em março de 2019, apesar na queda do consumo, o diesel apresentou alta na sua produção e importação, o que pode representar que os refinadores estão se prevenindo para aumentos no preço ainda maiores. Todos os outros combustíveis registraram queda na sua produção e consumo no país. Os cenários de altas nos preços aumentam, por exemplo, a competitividade de combustíveis automotivos mais acessíveis, como o álcool hidratado e o GNV.

Tabela 1.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

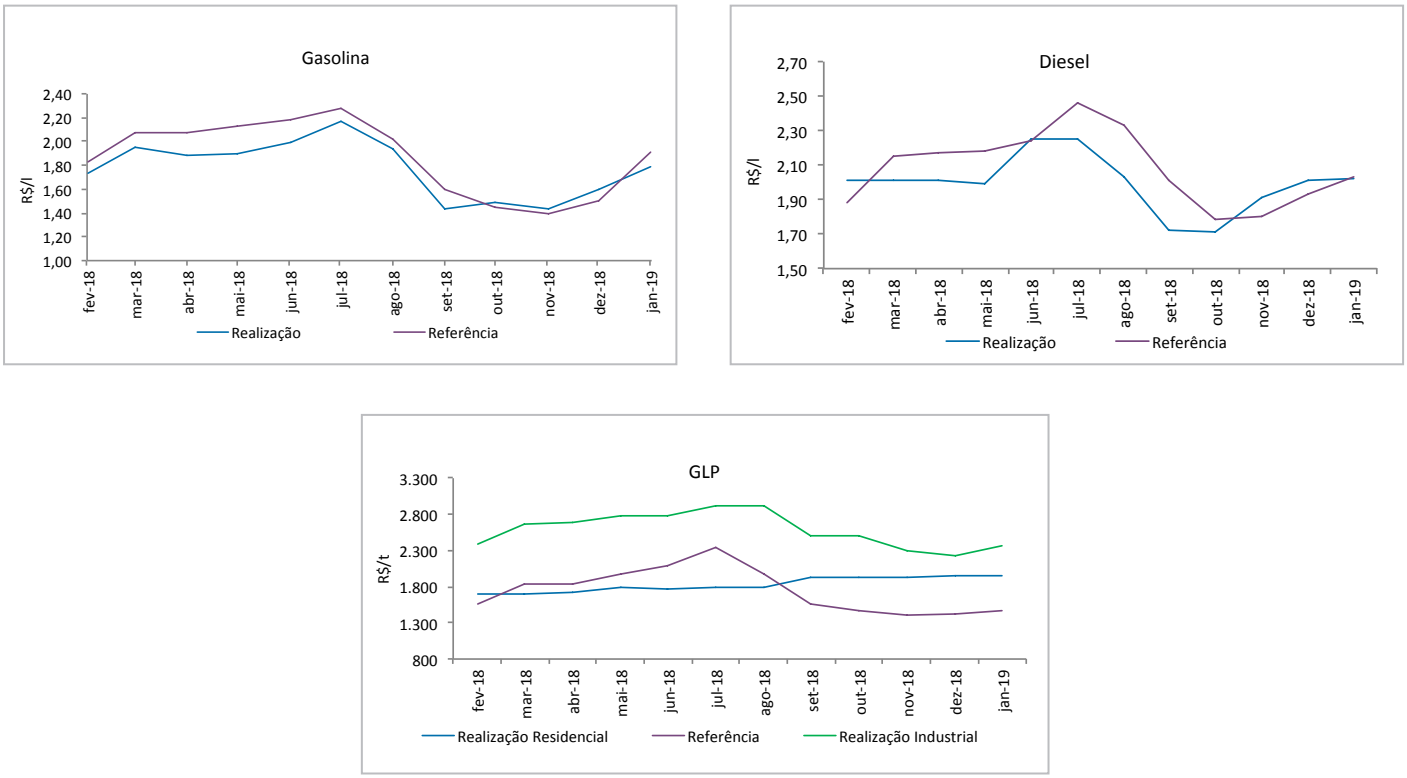
Combustível	Agregado	mar-19	MoM	Acumulado*	Acumulado-19/Acumulado-18
Gasolina A	Produção	406.097	-4,8%	36.802.645	-0,8%
	Consumo	460.952	-4,9%	42.208.604	-9,4%
	Importação	62.546	-15,8%	6.704.613	-13,9%
	Exportação	30.040	-45,9%	3.862.801	178,3%
Diesel S10	Produção	721.813	4,4%	61.741.691	9,0%
	Consumo	831.672	-6,0%	390.424.763	427,1%
	Importação	159.571	9,7%	14.439.406	-37,5%
	Exportação	392	-5,8%	44.231	-99,0%
GLP	Produção	116.758	-3,4%	10.759.119	-4,7%
	Consumo	213.499	-4,7%	19.321.613	-1,8%
	Importação	53.339	56,5%	1.653.494	-29,4%
	Exportação	11	33,6%	552	-31,0%
QAV	Produção	100.234	-13,6%	10.130.337	-6,5%
	Consumo	121.646	-3,9%	11.530.455	4,3%
	Importação	0	-100,0%	1.894.879	30,2%
	Exportação	41.711	-24,1%	4.022.255	3788,0%
Óleo Combustível	Produção	192.487	-13,9%	18.211.232	8,8%
	Consumo	37.201	-5,6%	3.232.223	-17,4%
	Importação	0	-	68	-100,0%
	Exportação	82.455	-31,6%	9.823.241	59,2%

*Acumulado no ano de 2019 em Barris.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A Petrobras irá se desfazer dos seus ativos de refino localizados fora do eixo Rio-São Paulo (maior produtor e localizado na região mais economicamente desenvolvida). O modelo de vendas de oito das suas refinarias (as refinarias Refinaria Abreu e Lima (RNEST), Unidade de Industrialização do Xisto (SIX), Refinaria Landulpho Alves (RLAM), Refinaria Gabriel Passos (REGAP), Refinaria Presidente Getúlio Vargas (REPAR), Refinaria Alberto Pasqualini (REFAP), Refinaria Isaac Sabbá (REMAN) e Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste (LUBNOR)) apresentado pela Petrobras em abril de 2019 (combinadas têm capacidade de refino de 1,1 MMbbl/d ou 47% da capacidade instalada atual do país) gerou certa discordância para especialistas.

O modelo regionalizado aplicado ao parque de refino brasileiro, *clusterizando* a produção com base no interesse econômico regional, tem seus aspectos positivos e negativos. Por um lado, os ativos são correlacionáveis e empresas que preferenciam tais derivados terão vantagem. Por outro lado, a Petrobras permanece no controle da malha de distribuição dos derivados produzidos, o que se apresenta como um empecilho importante em termos de logística.

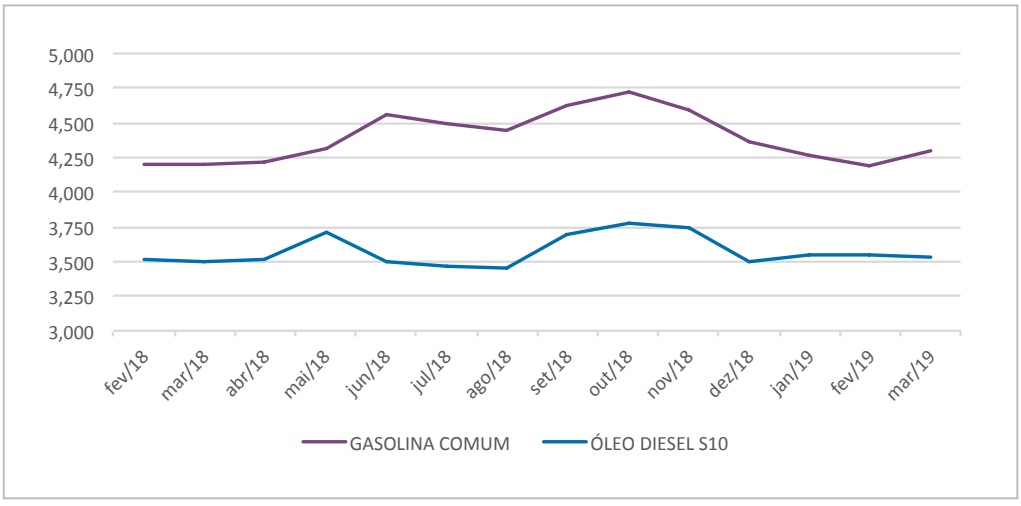
Gráfico 1.4: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

A manutenção do preço internacional a níveis semelhantes nos últimos dias também motivou o principal agente nacional, a Petrobras, que trabalha com política de paridade internacional, a manter seus preços inalterados desde 30 de abril para a gasolina e desde 4 de maio para o óleo diesel. Por regimento interno, a estatal não pode reajustar o valor do seu combustível em períodos inferiores a 15 dias.

Gráfico 1.5: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel no Brasil (R$)



Fonte: ANP, 2019.