

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PETRÓLEO

a) Produção, Consumo e Saldo Comercial

O mês de setembro de 2018 apresentou produção diária de 2,49 MMbbl/d, inferior aos 2,52 MMbbl/d produzidos em agosto (Tabela 2.1). Essa foi a quarta queda mensal consecutiva na produção nacional. A parada para manutenção programa da plataforma P-57, do campo de Jubarte e da P-52, do campo de Roncador, ambas operadas pela Petrobras, justificam a retração observada no período. Simultaneamente, entretanto, houve aumento da produção de gás na estatal, principalmente com o retorno da produção da plataforma de Mexilhão e por um recorde mensal do aproveitamento na produção de gás da companhia, de 97,1%.

A companhia caminha para um futuro próspero no seu upstream*, com a entrada prevista de mais cinco sistemas entre esse e o próximo ano. Dificilmente as unidades P-67 e P-76, inicialmente previstas para iniciar a produção ainda em 2018 pelo Plano de Negócios e Gestão (PNG) 2018-2022, tenham seu primeiro óleo nesse ano, muito em razão de atividades preliminares, como ancoragem e interligação de poços, que tem tomado cerca de dois meses para serem concluídas.*

Outra unidade que tinha potencial para entrar nesse ano era a P-68, no campo de Berbigão. Essa unidade deve entrar no primeiro semestre de 2019 juntamente com a P-77, quarta unidade do campo de Búzios. A última plataforma, que ficará provavelmente para o segundo semestre do próximo ano, é a P-70 do campo de Atapu. Com essa nova conjuntura, o PNG da Petrobras sofre ligeira alteração, com entrada de 5 sistemas em 2018 (originalmente eram 8) e outros 5 em 2019 (eram 2 no PNG 2018-2022).

Merece também destaque a atuação do Ibama na emissão das licenças de operação dos sistemas ao longo de 2018, que contribui enormemente para o *ramp up* dos campos e para o incremento na produção nacional cada vez mais rápido.

Na comparação anual, registrou-se queda de 6,1% em setembro (2018) com relação à produção de 2017 para este mês. Segundo dados da ANP, em setembro, 95,7% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 76,5% do gás natural foram produzidos em campos marítimos. O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.456 poços, sendo 712 marítimos e 6.744 terrestres, e os campos operados pela Petrobras produziram 92,2% do total de óleo e gás natural.

Com relação ao pré-sal, a produção em setembro foi oriunda de 85 poços e chegou a 1,42 MMbbl/d de óleo e 58 MMm³/d de gás natural, totalizando 1,78 MMboe/d (milhão de barris de óleo equivalente por dia), um recorde nacional de 55,8% da produção do país. O campo de Lula, sozinho, foi responsável por quase 60% da produção em óleo equivalente do pré-sal e 30% da produção nacional. A recente entrada da plataforma P-69, que começou a operar no extremo sul do campo de Lula (24/10), deve alavancar ainda mais a produção no campo, que chegou a uma capacidade instalada de cerca de 1 MMbbl/d, distribuídos em oito unidades produtivas.

Outro destaque no pré-sal segue sendo o campo de Mero, que apenas com o poço 3-BRSA-1305A-RJS, é o 4º maior produtor no pré-sal do país. Esse poço também detém marcas como a de primeiro a chegar à casa dos 60 Mboe/d, uma produção maior que o triplo da média dos outros poços de pré-sal e um excedente de 45% de óleo produzido frente ao segundo colocado no ranking do boletim da ANP.

O consórcio que controla a exploração do bloco de Libra, onde ficou delimitado o campo de Mero, concluiu em outubro de 2018 o teste de longa duração no campo, feito pelo FPSO Pioneiro de Libra, única unidade da Petrobras dedicada a testes de longa duração que é equipada para injetar o gás produzido. A área de Libra apresenta reservatórios com colunas de óleo de espessura equivalente à altura do Pão de Açúcar. A expectativa do consórcio (formado por Petrobras, Shell, Total, CNPC e CNOOC Limited), que controla a exploração da área, é de que dois FPSOs entrem em produção no campo de Mero em 2021 e 2022, respectivamente (Agência Petrobras, 2018)[1].

Os últimos leilões ocorridos no país representaram 75% de todo o bônus de assinatura pago no mundo desde 2016. A informação vem do diretor-geral da ANP, que ainda menciona que o valor está na casa dos 7 bilhões de dólares. O anúncio reforça a importância da manutenção do calendário de leilões e da renegociação do contrato da cessão onerosa (com a possível oferta de 70% do seu excedente) pelo próximo governo. É bom lembrar que o calendário já prevê pelo menos duas rodadas para 2019, a 6ª do pré-sal e a 16ª de concessão.

Em novembro de 2018, a Petrobras divulgou os resultados consolidados para seu terceiro trimestre, com destaque para um lucro líquido de R$ 23,7 milhões, o melhor resultado da empresa desde 2011, e um crescimento de mais de 370% se comparada com o mesmo período em 2017.

[1] http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=980575&p_editoria=8

Segundo a companhia os números são fruto de maiores margens na venda de combustíveis (reflexos do aumento do *Brent* e da depreciação do real), melhor administração de despesas e controle dos gastos, negociação de ativos e redução dos juros decorrente da diminuição do endividamento da empresa.

Por outro lado, a produção da empresa no acumulado do ano apresentou queda de 6% em relação ao mesmo período do ano passado. A companhia atribui tais resultados a alguns desinvestimentos que vem realizando, paradas para manutenção programada de plataformas e o término do sistema de produção antecipada do campo de Itapu.

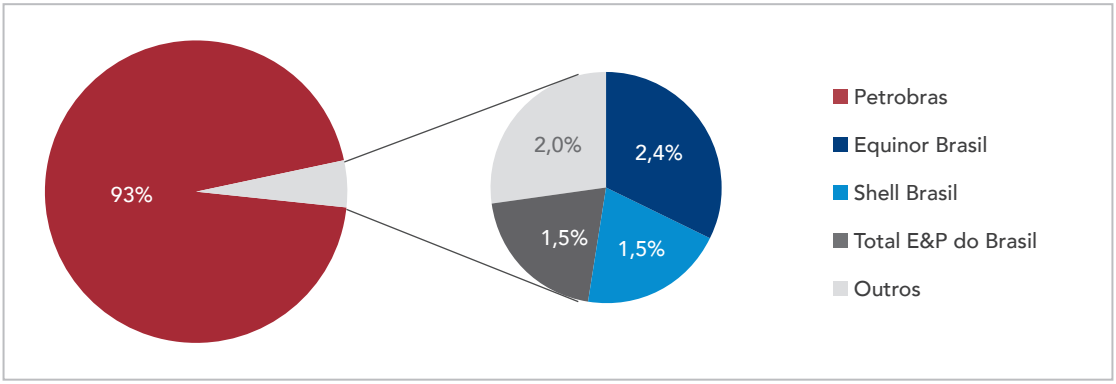
Tabela 2.1: Contas Agregadas do Petróleo (Bbl/d).

Agregado	set-18	set-18/ago-18	Acumulado*
Produção	2.485.723,8	-4,6%	942.902.149,4
Consumo Interno	1.628.869,7	-5,1%	607.550.313,1
Importação	165.138,8	-48,6%	64.288.287,8
Exportação	1.375.627,1	35,4%	365.371.485,0

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

No tocante às empresas presentes em todo o setor no Brasil enquanto operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93% da produção. A participação da Equinor Brasil diminui para 2,4% a sua parcela[2] (em relação ao mês anterior) enquanto a Shell e a Total dividem o posto de terceira colocada com 1,5% de operação da produção nacional. No entanto, esses patamares devem se alterar pois a empresa anglo-holandesa segue firme no seu processo de expansão de exploração no território nacional e teve, em novembro de 2018, a aprovação da ANP do seu plano de exploração para a área de Sul do Gato do Mato e Alto de Cabo frio Oeste, ambos no pré-sal da bacia de Santos. A Figura 2.3 mostra as concessionárias que participam da produção no Brasil enquanto operadoras no mês de setembro.

Figura 2.1: Distribuição da produção de Petróleo por Operador



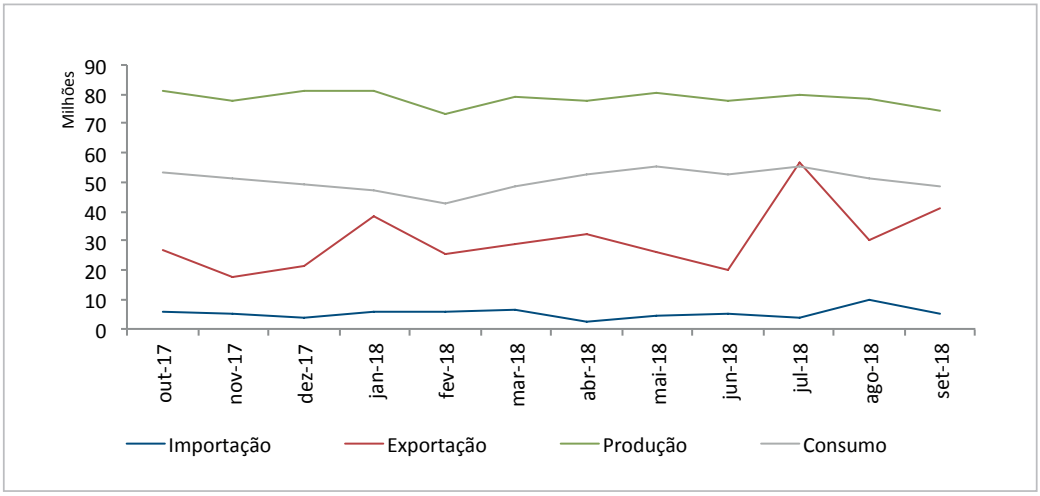
Fonte: ANP, 2018.

2 Houve redução na produção de Peregrino e em blocos do ES no mês de setembro.

Sobre a balança comercial do setor petrolífero, em setembro de 2018, pode-se observar que a diferença entre Produção e Consumo aumentou (com a retração de 5,1% para o consumo em relação a agosto enquanto a produção teve queda de 4,6%). Com a alta nos preços da gasolina e do diesel verificada nos últimos meses, os números decrescentes para o consumo são compreensíveis. Com relação à conta petróleo, que representa o saldo entre Exportações e Importações, verificou-se outro salto nas exportações de petróleo cru e queda nas importações.

Em realidade, diante do cenário internacional de altos preços da *commodity* e aumento constante na produção nacional (impulsionada pelos sistemas do pré-sal), a expectativa é de aumento nas exportações de cru. O Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) vem sinalizando, desde o ano passado, esse aumento. Em sua versão preliminar, o PDE 2027 afirma que o país exportará 62% do total produzido no país, com um volume de 3,2 MMbbl/d. Em evento realizado na FGV, o presidente da Petrobras, Ivan Monteiro, reforçou o caráter exportador do país, que hoje mantém boa relação comercial com Cingapura.

Figura 2.2: Contas Agregadas do Setor Petróleo, últimos 12 meses (Bbl)



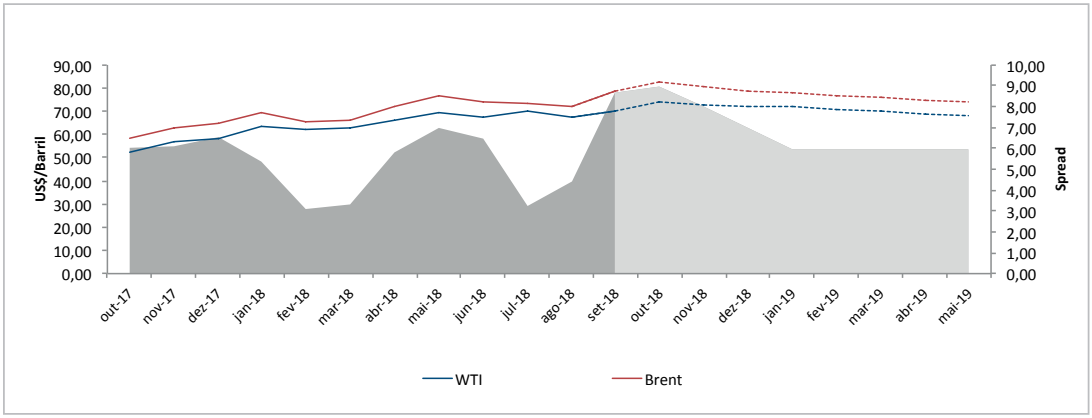
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Figura 2.6), a média de preços do óleo tipo Brent registrou alta no mês de setembro, atingindo o valor de US$ 78,89/bbl. O WTI também teve um aumento e chegou ao valor de US$ 70,23/bbl em setembro.

Contudo, é importante adiantar que os preços oscilaram nos últimos dias. De setembro a novembro, a cotação do Brent já caiu mais de 20%, para valores abaixo de US$ 62/bbl. O que acontece, entretanto, não é anormal. A produção americana acelerou-se a taxas maiores que o previsto; a Arábia Saudita, a Rússia e outros países da OPEP aumentaram suas produções com o risco de um impacto exacerbado das sanções americanas ao Irã e, por fim, os Estados Unidos aplicaram isenções a compradores de petróleo do Irã. Tudo isso aumentou a oferta de petróleo no mercado e reduziu os preços.

Por outro lado, especialistas de mercado internacional não esperam que os preços se mantenham baixos. Existe uma série de variáveis que podem impulsionar os preços: as sanções podem ter impacto maior que o previsto (mesmo com as isenções dadas pelos EUA), a demanda por petróleo pode sofrer um decréscimo caso a economia global também retraia (já há sinalização de queda no consumo a partir de 2019), a diminuição da capacidade ociosa principalmente em países da OPEP e, por fim, os movimentos nos fundos negociadores de petróleo futuro.

Figura 2.3: Preço Real e Projeção (US$/Bbl).



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

Voltando à produção brasileira, em setembro, o cenário por estado acompanhou o perfil negativo da produção nacional, tanto para as áreas *onshore* quanto *offshore*, reflexos dos já mencionados serviços de manutenção, como do campo de Jubarte, no Parque das Baleias do estado do Espírito Santo, e no campo de Roncador, no Rio de Janeiro.

Tabela 2.2: Produção por Estado (Bbl/d).

UF	Localização	set-18	set-18/ago-18	Acumulado*
AL	Onshore	2.565	-10,0%	976.507
	Offshore	142	9,5%	43.268
AM	Onshore	20.184	-4,1%	7.404.222
BA	Onshore	28.247	-5,1%	10.821.620
	Offshore	565	1,0%	200.078
CE	Onshore	1.100	-4,6%	403.911
	Offshore	4.357	-7,9%	1.556.080
ES	Onshore	9.007	-6,2%	3.761.345
	Offshore	283.831	-19,5%	121.229.472
MA	Onshore	81	-12,9%	16.634
RJ	Offshore	1.754.763	-2,2%	657.689.177
RN	Onshore	34.278	1,4%	13.143.623
	Offshore	4.482	0,9%	1.952.031
SP	Offshore	325.322	-2,1%	116.495.528
SE	Onshore	11.973	-7,8%	5.343.680
	Offshore	4.827	-5,5%	1.864.973
Total		2.485.724	-4,6%	942.902.149

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

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 2.3 apresenta dados diários consolidados para os derivados de Petróleo. Em setembro de 2018, a alta do barril de petróleo (mencionada na análise de preços internacionais) contrastou com a retração na taxa de utilização de refinarias no mês, que atingiu segunda queda mensal consecutiva para 76,7%[3], e com o programa de subsídio ao diesel. Dessa forma, os únicos índices comuns aos combustíveis analisados foram a redução no consumo e na importação desses derivados. A forte alta na exportação de gasolina apresenta-se como um reflexo da alta no preço do barril.

Tabela 2.3: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

Combustível	Agregado	set-18	set-18/ago-18	Acumulado*
Gasolina A	Produção	411.903	2,9%	152.608.760
	Consumo	442.702	-9,3%	181.975.557
	Importação	19.944	-33,1%	20.195.956
	Exportação	9.511	86,3%	4.611.168
Diesel S10	Produção	723.859	-5,5%	259.200.552
	Consumo	901.627	-8,0%	312.772.215
	Importação	99.180	-35,8%	75.720.034
	Exportação	606	-21,4%	6.535.360
GLP	Produção	131.204	-2,9%	47.386.656
	Consumo	228.531	-10,0%	83.420.493
	Importação	44.986	-69,3%	1.349.566
	Exportação	0	-	6.489
QAV	Produção	95.022	0,6%	41.064.773
	Consumo	124.149	-2,8%	44.441.717
	Importação	21.099	-	3.406.209
	Exportação	2.243	28,4%	340.342
Óleo Combustível	Produção	160.520	-14,9%	69.371.378
	Consumo	58.102	-16,1%	17.530.719
	Importação	0	-100,0%	1.682.225
	Exportação	97.117	-8,1%	26.673.894

*Acumulado no ano de 2018.
Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

O programa de desinvestimento da Petrobras permanece em curso. Após as já mencionadas renegociações de ativos da estatal com a CNODC (nos campos de Marlim e Voador) e a Murphy E&P (no Golfo do México), a empresa estaria negociando com a americana Chevron a venda da refinaria de Pasadena nos Estados Unidos.

Simultaneamente, e também derivado do plano de desinvestimento que abriu o mercado de produção de derivados no país, existem projetos em andamento para a construção de pelo menos mais cinco refinarias privadas no país, sendo quatro delas da Noxis Energy e uma da Refinaria Petroquímica. A expectativa das empresas é contribuir para o aumento de consumo projetado para até 2032 e para o déficit de derivados existente no país (BE Petróleo, 2018)[4].

Na comparação dos preços de realização interna e de referência internacional para combustíveis,

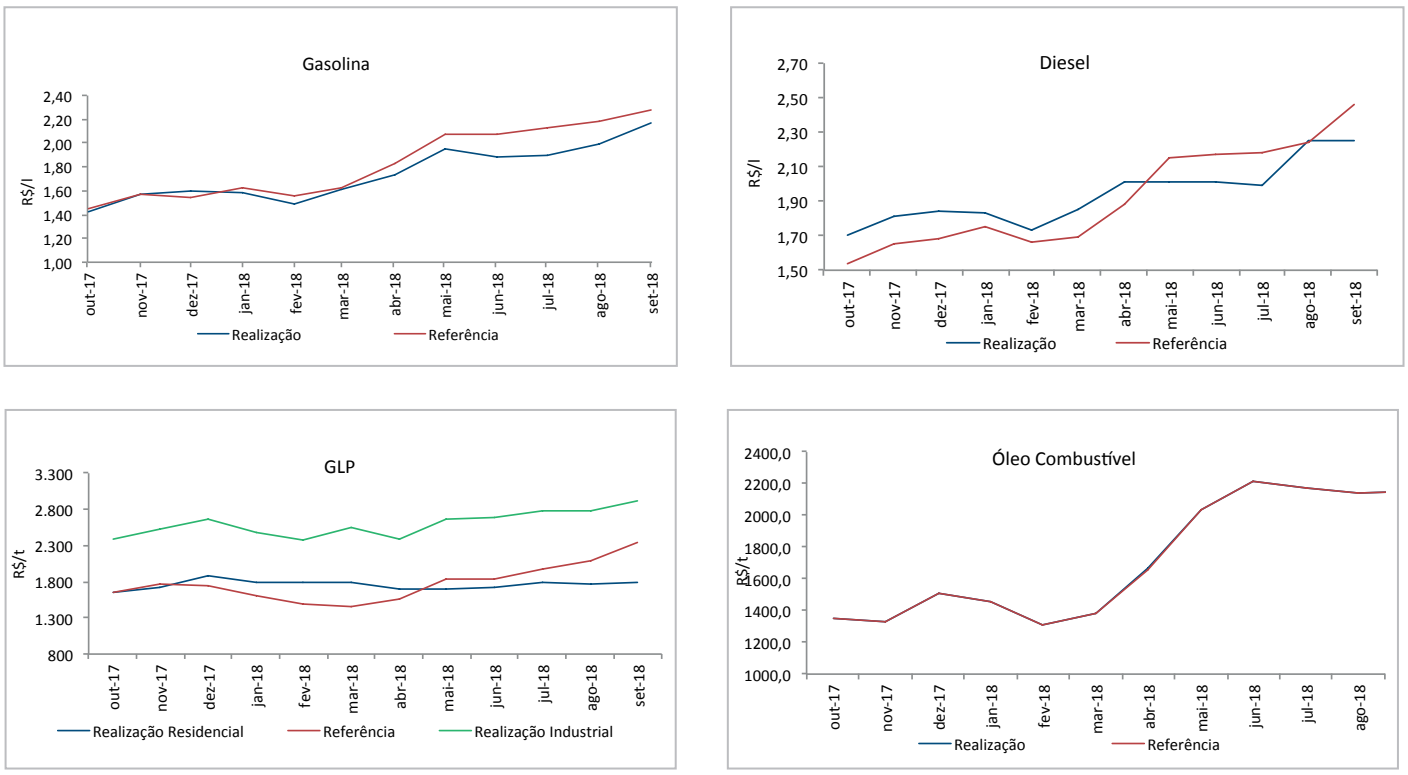
[3] De acordo com a UBS, a Replan operou a taxa de 45% da sua capacidade total após um incidente ocorrido em agosto de 2018. A Petrobras, controladora da Replan, ainda não tem estimativas para um aumento consistente da taxa de utilização da refinaria.

[4] https://bepetroleo.editorabrasilenergia.com.br/quatro-novas-refinarias-privadas-em-estudo-no-pais/

todos os derivados em análise tiveram preço de realização interna inferior ao de referência internacional[5]. De fato, a política de subvenção ao preço do diesel permitiu que o preço do energético se apresentasse favorável no mercado interno frente ao externo desde junho desse ano. De acordo com economistas do Ibre/FGV, as previsões de cotação do dólar e preço de petróleo para 2019 mais baixas corroboram com o fim do programa de subvenção, agendado para 31 de dezembro de 2018. Eles ainda afirmaram que o custo total da medida ficou em torno de R$ 13,5 bilhões em 2018 (Valor, 2018)[6].

Concomitantemente, em setembro de 2018, os preços para gasolina comum e diesel S10 praticados por postos de combustíveis no Brasil também voltaram a crescer. A Figura 2.5 apresenta um histórico anual desses preços.

Figura 2.4: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)

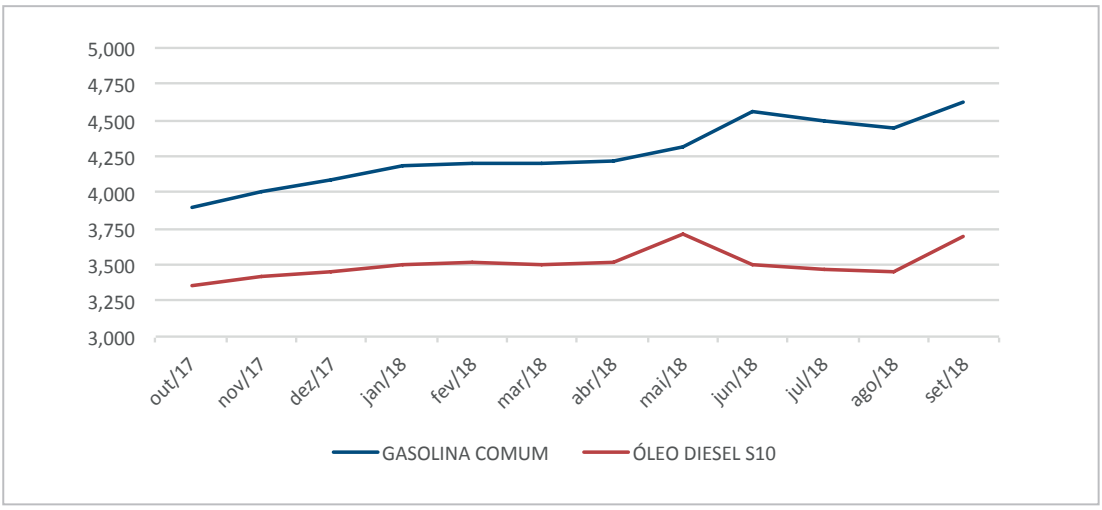


Fonte: Elaboração própria a partir de dados do MME e EIA. Deflator: IPCA.

5 O óleo combustível segue a equidade na formulação de seus preços desde novembro de 2016 e, por isso, não consta nas figuras apresentadas.

6 https://www.valor.com.br/brasil/5979565/cenario-permite-fim-do-subsidio-ao-diesel

Figura 2.5: Preço de revenda da gasolina e do óleo diesel S10 no Brasil (R$)



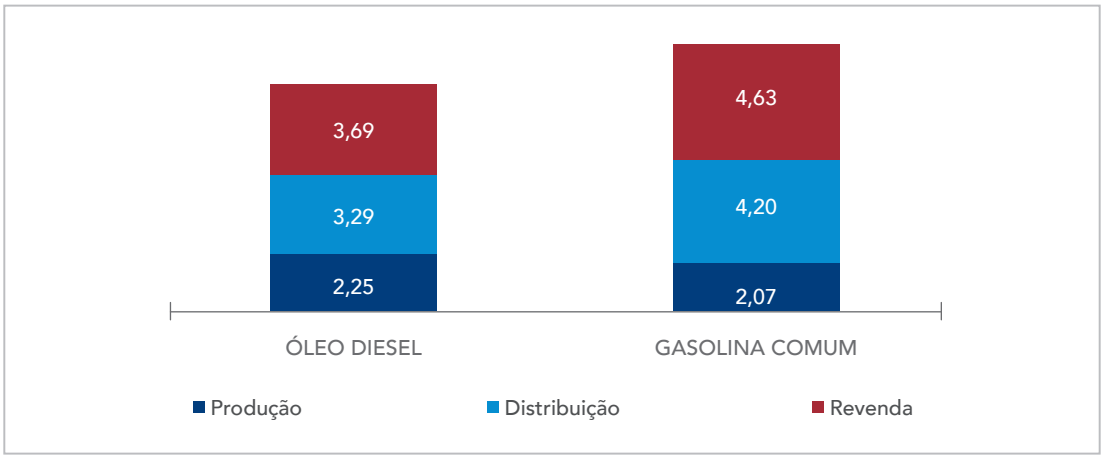
Fonte: ANP, 2018.

C) POLÍTICA DE PREÇOS DE DERIVADOS

O acompanhamento do histórico de preços permite observar os pontos de influência governamental na precificação, como o programa de subvenção ao diesel, que concedeu a Petrobras o pagamento de R$ 1,05 bilhão referente ao 1º período da 3ª fase do programa (mês de agosto) e outro R$ 1,18 bilhão referente ao 2º período também da 3ª fase do programa (mês de setembro).

A ANP já disponibiliza desde 2002, entretanto, um acompanhamento dos preços e margens de comercialização de combustíveis baseado no regime de liberdade de preços dos diferentes segmentos de mercado: a produção, a distribuição e a revenda. A Figura 2.6 ilustra um exemplo de como a agência endereça a composição dos preços. Os dados são referentes a setembro de 2018.

Figura 2.6 – Formação de preços de combustíveis em setembro (média nacional em R$)



Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP e do MME.