

Petróleo

*Por Pedro Neves**

A) PRODUÇÃO, CONSUMO INTERNO E SALDO COMERCIAL

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

Agregado	ago-19	MoM	Acumulado*
Produção	2.989.430,2	7,7%	648.812.860,9
Consumo Interno	1.829.855,6	3,3%	417.231.768,5
Importação	110.794,5	-61,9%	47.005.981,0
Exportação	1.070.391,1	22,8%	288.242.065,9

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

O mês de agosto/19 apresentou produção diária de 2,99 MMbbl/d, volume 7,7% superior aos 2,77 MMbbl/d produzidos em julho/19 (Tabela 1.1), um novo recorde histórico. A produção de óleo equivalente já se aproxima dos 4 MMboe/d, tendo ficado em 3,83 MMboe/d no mês. Os maiores incrementos mensais na produção por sistema produtivo ficaram com a P-75 (aumento de 53,0 Mboe/d) no campo de Búzios, FPSO Cidade de Saquarema (aumento de 38,8 Mboe/d) no campo de Lula e com a P-58 (aumento de 30,0 Mboe/d) no Parque das Baleias. Por outro lado, variações negativas ocorreram na P-52 (queda de 24,4 Mbbl/d), instalada no campo de Roncador, na P-35 (diminuição de 14,6 Mbbl/d) no campo de Marlim e no FPSO Cidade de Angra dos Reis (redução de 6,7 Mbbl/d), no campo de Lula.

O mercado de FPSOs segue movimentado, com a cessão da Constellation de sua participação em cinco unidades para a SBM Offshore[1]. A holandesa

[1] São elas: Cidade de Paraty (20%), Cidade de Ilhabela (12,75%), Cidade de Maricá (5%), Cidade de Saquarema (5%) e Capixaba (20%).

já era acionista majoritária e operava as unidades (World Oil, 2019)[2]. A Petrobras também anunciou a assinatura de contratos para afretamento de dois FPSOs para o projeto de revitalização do campo de Marlim. O primeiro deles, assinado com a japonesa Modec, tem capacidade de 80 Mbbl/d e o segundo, assinado com a Yinson, tem capacidade de 70 Mbbl/d.

Segundo dados da ANP, em agosto/19, 96,5% de todo o óleo extraído nos campos nacionais e 81,1% do gás natural foram produzidos em campos marítimos (*offshore*). O esforço exploratório brasileiro está concentrado em 7.118 poços, sendo 676 marítimos e 6.442 terrestres (*onshore*). Com relação ao pré-sal, em agosto de 2019, sua produção foi oriunda de 110 poços (11 a mais que em julho, sendo sete em Lula, dois em Jubarte, um em Voador e um em Búzios) e chegou a 1,93 MMbbl/d de óleo e 79,3 MMm³/d de gás natural, totalizando 2,43 MMboe/d (milhões de barris de óleo equivalente por dia). O montante representa 63,4% da produção total do país.

Quanto às rodadas de licitação de áreas, o Leilão do Excedente da Cessão Onerosa requer apenas alguns detalhes para ser realizado. A PEC que trata do ressarcimento à Petrobras já foi promulgada pelo Congresso Nacional e o governo irá pagar os cerca de US$ 9 bilhões à estatal pela revisão do acordo. Entretanto, o rateio dos recursos que cabe à estados e municípios teve uma resolução à parte. A Câmara dos Deputados optou por viabilizar o rateio por meio de um projeto de lei, que confere 33% dos recursos a estados e municípios, distribuídos da seguinte forma: 15% para os municípios por meio do Fundo de Participação dos Municípios (FPM), 15% para os estados (sendo 10% por regras do Fundo de Participação dos Estados, 2,5% levando em conta as compensações pagas com base na Lei Kandir e 2,5% para o Auxílio Financeiro para Fomento das Exportações (FEX)) e 3% exclusivos para os estados confrontantes à plataforma continental (no caso, o Rio de Janeiro, na condição de estado produtor dos ativos). A matéria já foi votada também no Senado Federal e aprovada por unanimidade.

O Tribunal de Contas da União aprovou as regras do leilão, um parecer que já estava pendente há tempos e que confere segurança jurídica e regulatória ao certame, essenciais para a atração dos investidores e para conferir transparência ao processo.

A 16ª rodada de concessões, ocorrida no último dia 10 de outubro, foi um sucesso em termos de bônus de assinatura arrecadados (R$ 8,9 bilhões) e investimentos mínimos acordados (R$ 1,6 bilhão). O ágio combinado do leilão de 322,7% contrasta com a concentração de áreas licitadas, apenas um terço do total oferecido, a maioria na Bacia de Campos. De fato, apenas Campos e Santos tiveram blocos arrematados, em águas profundas e ultraprofundas.

O maior destaque do certame, em termos de companhia, ficou com a malaia Petronas, que ampliou consideravelmente seu portfólio de blocos no país e conquistou sua primeira operação. A empresa levou três blocos na Bacia de Campos, sendo eles: uma parcela de 20% do bloco C-M-541 (o mais caro da rodada) e a totalidade dos blocos C-M-661 e C-M-715 (com possibilidade futura de *farm-down* de alguma parcela dos ativos).

[2] https://www.worldoil.com/news/2019/9/30/sbm-offshore-seeks-to-buy-out-minority-partner-in-five-brazilian-fpsos

A Petrobras também teve atuação discreta no leilão, arrematando apenas um bloco em consórcio com a BP (C-M-477) em um total de dois blocos ofertados. A empresa permanece em sua estratégia de adquirir apenas ativos em consonância com o seu planejamento de longo prazo, o que leva a depreender que está economizando recursos para investir nas áreas do excedente da cessão onerosa. A Tabela 1.2 resume os resultados da rodada.

Tabela 1.2 – Resultado dos blocos arrematados na 16ª rodada de concessão

Bacia	Setor	Bloco	Vencedor	Operador	Bônus de Assinatura	PEM
Campos	SC-AP4	C-M-477	Petrobras (70%) / BP (30%)	Petrobras	R$ 2.045.000.000,00	1371
Campos	SC-AP4	C-M-541	Total (40%) / QPI (40%) / Petronas (20%)	Total	R$ 4.029.302.001,00	2681
Campos	SC-AP4	C-M-659	Shell (40%) / Chevron (35%) / QPI (25%)	Shell	R$ 714.000.000,96	1324
Campos	SC-AUP3	C-M-479	ExxonMobil (100%)	ExxonMobil	R$ 23.350.000,00	245
Campos	SC-AUP3	C-M-661	Petronas (100%)	Petronas	R$ 1.115.727.860,24	1192
Campos	SC-AUP3	C-M-715	Petronas (100%)	Petronas	R$ 24.977.060,00	1191
Campos	SC-AUP4	C-M-713	Shell (40%) / Chevron (35%) / QPI (25%)	Shell	R$ 550.800.000,31	206
Campos	SC-AUP4	C-M-795	Repsol (100%)	Repsol	R$ 9.528.800,00	110
Campos	SC-AUP4	C-M-825	Repsol (60%) / Chevron (40%)	Repsol	R$ 12.386.686,00	109
Campos	SC-AUP4	C-M-845	Chevron (40%) / Repsol (40%) / Wintershall DEA (20%)	Chevron	R$ 26.955.686,00	189
Santos	SS-AUP5	S-M-1500	BP (100%)	BP	R$ 307.753.753,00	204
Santos	SS-AUP5	S-M-766	Chevron (40%) / Repsol (40%) / Wintershall DEA (20%)	Chevron	R$ 54.141.686,00	151

Fonte: Elaboração própria.

Outra curiosidade sobre a 16ª rodada, os blocos ofertados nas bacias de Jacuípe e Camamu-Almada, alvos de questionamentos de ambientalistas e de uma ação do Ministério Público pela sua proximidade com o Parque Nacional de Abrolhos, não tiveram manifestação de interesse por parte das companhias. Exemplos recentes, como o da Foz do Amazonas, dão indícios da dificuldade de obtenção de licenças ambientais em regiões que possam causar algum passivo ambiental significativo e podem ter sido motivos para a não participação das empresas.

Por fim, a 6ª rodada de partilha do pré-sal, agendada para 7 de novembro, bateu recorde de empresas inscritas, com 17 habilitadas para o certame. Embora conte com empresas já acostumadas com ofertas em licitações do pré-sal, há também estreantes, caso da Cepsa (Compañia Española de Petróleos) e da Enauta[3].

Já para 2020, a ANP começará a estudar a inclusão de blocos exploratórios situados além da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) brasileira. O anúncio feito pelo ministro de Minas e Energia, Bento Albuquerque, vem depois do resultado positivo de um pleito feito à ONU em 1987 para extensão da plataforma continental brasileira, que inclui a região situada em águas ultraprofundas além do polígono do pré-sal.

No tocante às empresas operadoras, a participação da Petrobras ainda é majoritária, com 93,1% da produção, em agosto/19 (Figura 1.1). A participação da Equinor Brasil diminuiu para 2,4% em relação aos 2,7% de julho/19, em virtude do decréscimo de 2,4 Mbbl/d produzidos no campo de Peregrino. A norueguesa confirmou seu compromisso de investir US$ 15 bilhões no Brasil até 2030. Entre os ativos que planeja desenvolver, estão a descoberta mais promissora de Carcará na bacia de Santos e o

[1] A empresa já tinha participado da 4ª rodada de partilha sob o nome de Queiroz Galvão E&P.

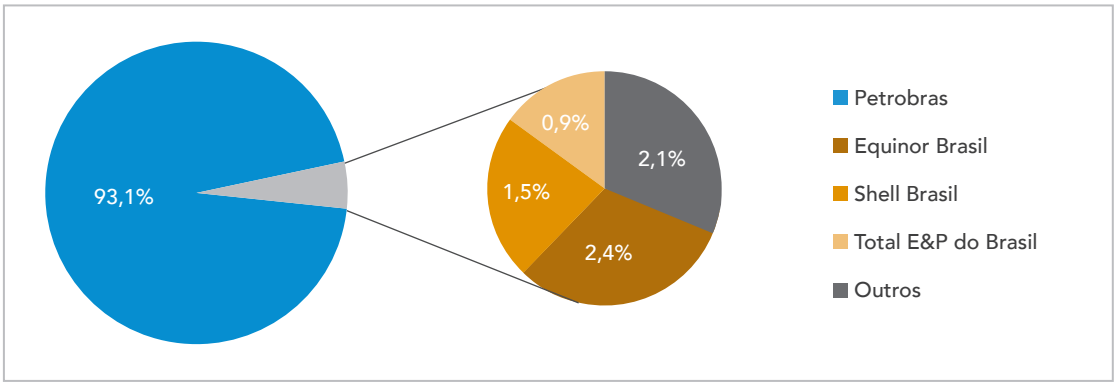
prospecto de gás de Pão de Açúcar, além do plano de revitalização dos campos de Peregrino e Roncador e os investimentos em renováveis, entre os quais consta o Complexo Solar Apodi, no Ceará. Além de tudo isso, estão os dispêndios em leilões de aquisições em áreas potenciais. Com relação a Carcará, a Equinor abriu concorrência para a contratação de uma sonda de 3 mil m de lâmina d'água para perfuração de poços de desenvolvimento em um contrato de longo prazo (até oito anos ininterruptos) (BE Petróleo, 2019)[4].

A Shell manteve em 1,5% o seu patamar de campos operados em agosto/19. A produção do campo de Argonauta aumentou 5,0 Mbbl/d no mês. A anglo-holandesa conjectura investir em infraestrutura de gás natural no país, caso se mostre uma necessidade. A oportunidade apareceu uma vez que a Petrobras acordou com o CADE a não renovação de seus contratos para compra de gás de terceiros. A empresa está em negociações com outras companhias para formação de um grupo controlador dos gasodutos marítimos do pré-sal, intitulado Sistema Integrado de Escoamento (Valor, 2019)[5].

Por fim, a Total teve leve redução da sua parcela em agosto/19 para 0,9%. Apesar disso, houve aumento de 0,5 Mbbl/d na produção dos dois poços produtores do campo de Lapa. A Total liderou um consórcio vencedor[6] no principal bloco ofertado na 16ª rodada de concessão, o C-M-541, pelo valor de R$ 4,03 bilhões. O bloco, que contém o prospecto gigante Nemo (6,9 Bbbl de óleo *in place*), é adjacente a descoberta de gás da Equinor, Pão de Açúcar, no BM-C-33. A norueguesa perdeu a concorrência por ofertar um programa exploratório mínimo inferior ao do consórcio da Total.

A francesa também acabou de anunciar um acordo para aquisição de 26,5% da participação da Anadarko no projeto de GNL de Mozambique, por um montante de US$ 3,9 bilhões. A região, conhecida como Area-1, contém reservas de gás superiores a 60 Tcf, sendo que quase 90% da produção será inicialmente comercializada para Ásia e Europa.

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



Fonte: ANP, 2019.

4 https://petroleohoje.editorabrasilenergia.com.br/equinor-cota-sonda-para-carcara/
5 https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/09/shell-cogita-investir-em-infraestrutura-de-gas-natural.ghtml
6 Total (40%) operadora, QPI (40%) e Petronas (20%).

A ExxonMobil, ainda não contemplada na lista de maiores operadoras produtoras no país, assinou no fim de setembro de 2019 um acordo para a venda de suas participações em ativos não operados na Noruega por US$ 4,5 bilhões (World Oil, 2019)[7]. A estratégia da empresa é desinvestir cerca de US$ 15 bilhões em ativos não estratégicos até 2021, abrindo espaço para investimentos em áreas nas quais a empresa observa maior valor agregado, caso do Brasil e da Guiana.

Por fim, a PetroRio, maior operadora independente nacional, declarou em fato relevante a intenção de investir até R$ 1 bilhão em campanhas de perfuração nos seus ativos na Bacia de Campo, sendo pelo menos 75% dos recursos destinados ao campo de Frade. A empresa recentemente anunciou aquisição dos 18,26% de participação da Frade Japão Petróleo Limitada, chegando a um montante de 70% do campo, sendo os outros 30% pertencentes à Petrobras. A maior parte dos recursos deve vir da captação de R$ 2 bilhões que a empresa espera realizar no exterior (Valor, 2019)[8].

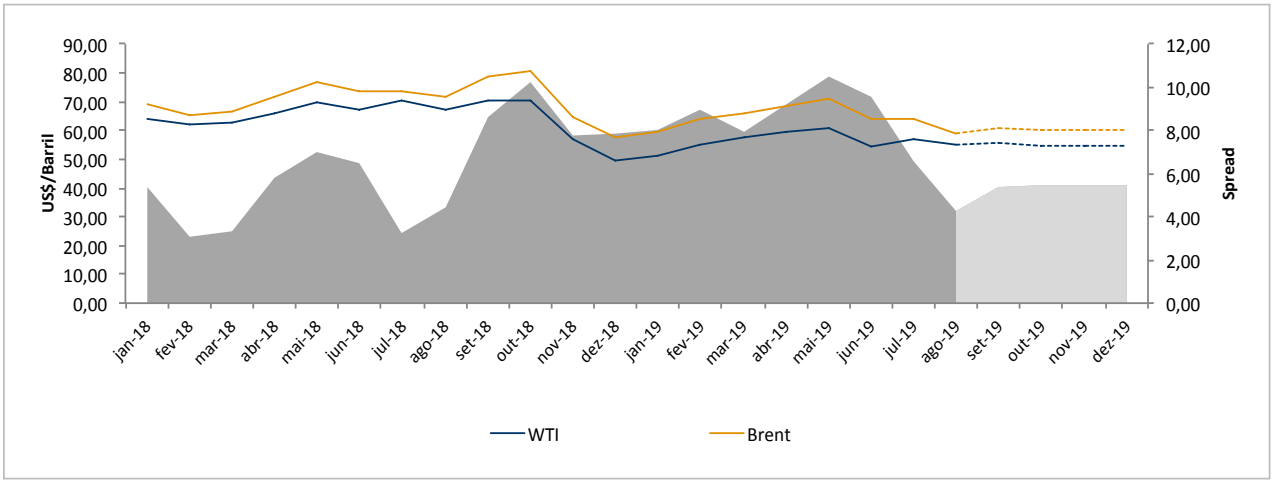
Passando para a análise dos preços internacionais, segundo o *Energy Information Administration* - EIA (Gráfico 1.2), a média de preços do óleo tipo Brent registrou forte queda no mês de agosto, atingindo o valor de US$ 59,04/bbl. O WTI, por sua vez, também registrou queda e chegou ao valor de US$ 54,81/bbl em agosto.

Como reportado em edição anterior desse boletim[9], o ataque à um centro de processamento de petróleo na Arábia Saudita (Abqaiq) teve impacto limitado nos preços de referência da commodity. O governo saudita promoveu medidas eficientes para recuperação da produção nacional, e o impacto do ataque foi contido.

Por outro lado, os preços de referência oscilam em outubro de 2019, impactos da contenção da tensão econômica entre os EUA e a China sobre possíveis cortes bilaterais entre produtos dos países, além do aumento de estoques norte-americanos e o receio contínuo de desaceleração econômica global. A OPEP, por outro lado, revisou para baixo suas projeções de crescimento da oferta e da demanda, o que contribui para o aumento dos preços. O grupo também monitora os preços e não descarta a realização de novos cortes na sua oferta de óleo ao mercado, no intuito de elevar o patamar de preços a um nível confortável (World Oil, 2019)[10].

7 https://www.worldoil.com/news/2019/9/26/exxonmobil-to-sell-norway-upstream-operations-for-45-billion
8 https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/02/petrorio-preve-investimentos-de-r-1-bi-na-bacia-de-campos.ghtml
9 Link do boletim do mês passado.
10 https://www.worldoil.com/news/2019/6/28/opec-keen-to-extend-cut-russia-is-cautious

Gráfico 1.2: Preço Real e Projeção (US$/Bbl)



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

Voltando à produção brasileira, em agosto de 2019, a maioria dos estados brasileiros teve aumento na sua produção de petróleo, com exceção do Amazonas e do Rio Grande do Norte. Rio de Janeiro e Espírito Santo foram os maiores destaques positivos, principalmente em função do aumento de produção nos sistemas dos campos de Lula e Búzios (Rio de Janeiro) e o conjunto do Parque das Baleias (Espírito Santo). A Tabela 1.3 consolida os dados de produção por estado.

Tabela 1.3: Produção por Estado (Bbl/d)

UF	Localização	ago-19	MoM	Acumulado*
AL	Onshore	2.774	17,9%	585.246
	Offshore	0	-	8.313
AM	Onshore	18.584	-0,9%	4.649.584
BA	Onshore	28.299	3,7%	6.694.333
	Offshore	490	83,2%	85.381
CE	Onshore	861	0,0%	213.142
	Offshore	4.656	3,4%	1.011.869
ES	Onshore	9.966	14,1%	2.187.525
	Offshore	287.320	14,7%	66.379.770
MA	Onshore	94	9,9%	8.478
RJ	Offshore	2.284.259	7,6%	481.393.176
RN	Onshore	32.642	-0,3%	8.283.723
	Offshore	4.721	-9,5%	1.227.087
SP	Offshore	301.015	5,6%	72.568.270
SE	Onshore	11.141	10,0%	2.696.619
	Offshore	2.609	-41,4%	820.345
Total		2.989.430	7,7%	648.812.861

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

Entre as oportunidades de desinvestimento de campos operados pela Petrobras, a estatal iniciou o processo de venda de 100% da sua participação em oito blocos exploratórios em terra[11], localizados na bacia do Recôncavo, no estado da Bahia, adquiridos na 12ª rodada de concessão. Os ativos contam com área com infraestrutura instalada e dados sísmicos 3D recentemente adquiridos, possibilitando a visualização de novas oportunidades exploratórias.

Um pouco mais avançado, o processo de venda de 100% da sua participação no Polo Lagoa Parda[12], localizado no estado do Espírito Santo, à Imetame teve contrato assinado em 11 de outubro de 2019. A transação total foi de US$ 9,4 milhões, divididos em duas etapas. O processo ainda depende de aprovação do CADE e da ANP.

A companhia reportou a conclusão do processo de venda do polo de Pargo à Perenco, pelo valor combinado de R$ 398 milhões. O polo conta com campos maduros descobertos há mais de 35 anos que produzem, combinados, por meio de sete plataformas fixas do tipo jaqueta. A Perenco atuará na revitalização dos ativos bem como no estudo de novos potenciais horizontes produtores.

Entre os desinvestimentos aprovados e finalizados, a estatal já conseguiu arrecadar em 2019 US$ 12,7 bilhões até julho e tem engatilhados outros US$ 5,3 bilhões para o fim ano (Valor, 2019)[13].

B) DERIVADOS DO PETRÓLEO

A Tabela 1.3 apresenta dados consolidados para os derivados de Petróleo. Em julho de 2019, diante de preços internacionais mais amenos, a importação de todos os derivados analisados registrou alta no período. Houve também aumento do consumo, vinculado a preços mais estáveis nos combustíveis. O Gráfico 1.3 confronta os preços de realização interna com os de referência internalizados.

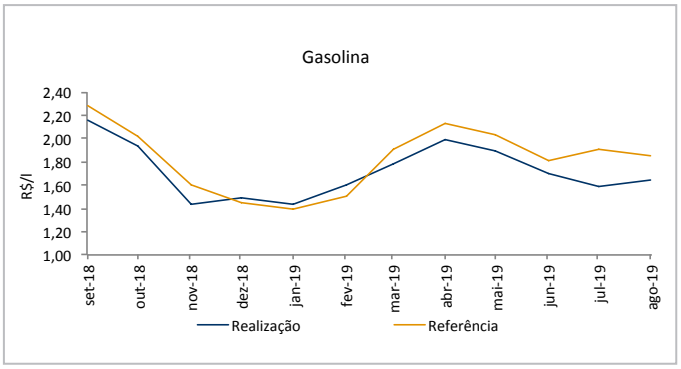
[11] São eles: REC-T-32_R12, REC-T40_R12, REC-T-50_R12, REC-T-51_R12, REC-T-52_R12, REC-T-60_R12, REC-T-61_R12 e RECT-70_R12.
[12] São eles: Lagoa Parda, Lagoa Parda Norte e Lagoa Piabanha.
[13] https://valor.globo.com/empresas/noticia/2019/10/02/petrobras-acelera-programa-de-venda-de-ativos.ghtml

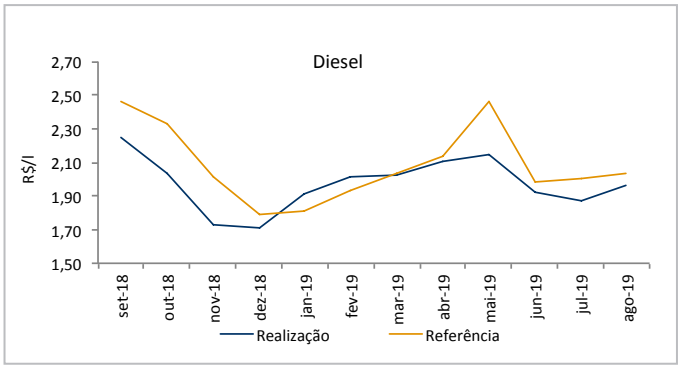
Tabela 1.4: Contas Agregadas de derivados (Bbl/d)

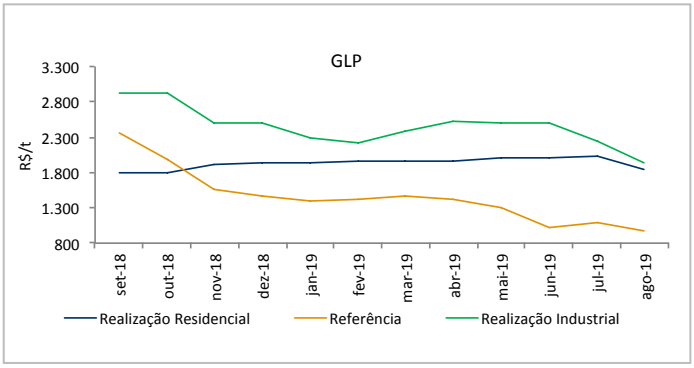
Combustível	Agregado	ago-19	MoM	Acumulado*
Gasolina A	Produção	444.765	-0,1%	101.164.546
	Consumo	508.462	6,4%	115.445.083
	Importação	64.989	-43,8%	19.835.201
	Exportação	53.803	-32,3%	12.288.978
Diesel S10	Produção	731.823	3,8%	172.383.722
	Consumo	954.014	0,7%	529.202.915
	Importação	207.217	-6,3%	46.620.250
	Exportação	581	107,3%	142.802
GLP	Produção	138.484	-3,4%	30.763.022
	Consumo	240.018	-3,2%	55.196.934
	Importação	51.524	-8,5%	1.597.255
	Exportação	8	-9,7%	2.097
QAV	Produção	101.491	-6,1%	26.183.127
	Consumo	116.787	-5,4%	29.379.298
	Importação	29.026	-	4.206.349
	Exportação	28.630	-21,1%	8.853.962
Óleo Combustível	Produção	199.132	26,2%	44.829.255
	Consumo	31.266	-16,7%	8.333.427
	Importação	0	-	353.408
	Exportação	98.158	-22,3%	29.699.724

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

Gráfico 1.3: Preço Real dos combustíveis X referência internacional (R$/l)







Fonte: Elaboração própria a partir de dados da ANP.

Sobre o mercado de *downstream*, a Petrobras anunciou a assinatura de um memorando de entendimento ("MOU") com a norueguesa Equinor com o objetivo de desenvolver negócios conjuntos voltados para a cadeia de gás natural. As empresas esperam maximizar valor no segmento de *downstream*, por meio de estudos para geração termelétrica a gás natural, processamento de gás e escoamento de líquidos, principalmente em regiões próximas ao Terminal de Cabiúnas, em Macaé, e o COMPERJ, em Itaboraí, ambos no estado do Rio de Janeiro (Investidor Petrobras, 2019)[14].

Uma outra questão relevante trata da flexibilização do monopólio no segmento de downstream. A Petrobras, quando da criação da lei do Petróleo (9.478/97), foi obrigada a criar uma subsidiária (a Transpetro) que fosse responsável pela operação e construção de dutos, terminais marítimos e embarcações. Entretanto, quando a empresa (Petrobras) opta por incluir parte da infraestrutura ligada às refinarias que coloca à venda em seu processo de desinvestimento, ela põe em cheque a questão da responsabilidade pelos dutos, subordinados à Transpetro (por imposição legal) ou com autonomia de operação própria. A Lei não é clara quanto a isso e a discussão é se essa deve ser alterada ou se a empresa adquirente dos ativos terá autonomia da infraestrutura completa.

[14] https://www.investidorpetrobras.com.br/ptb/15842/9512_715419.pdf..pdf