

Novembro/2019 | Boletim Trimestral de Preços e Volumes de Combustíveis  
Superintendência de Defesa da Concorrência, Estudos  
e Regulação Econômica



**anp**  
Agência Nacional  
do Petróleo,  
Gás Natural e Biocombustíveis

# Boletim Trimestral de Preços e Volumes de Combustíveis

Análise trimestral da evolução dos preços e volumes comercializados dos principais combustíveis no mercado nacional (gasolina C, etanol hidratado, óleo diesel e GLP) e dos preços do petróleo e do gás natural no mercado internacional.

## Destaques do 3º trimestre de 2019:

### Tema 1:

O impacto das novas especificações de bunker marítimo sobre os mercados de derivados internacional e nacional

### Tema 2:

Impactos dos ataques às instalações petrolíferas da Arábia Saudita

### Gasolina:

Volume total importado de gasolina A no trimestre representa crescimento de 187% em relação ao mesmo período de 2018

### Etanol Hidratado

Vendas de Etanol Hidratado se mantêm no maior nível dos últimos 5 anos pelo décimo quarto mês consecutivo

### Óleo diesel

Volume importado de diesel A no trimestre apresenta aumento de 74,70% em relação ao mesmo período de 2018

### GLP

Preço do GLP P-13 na etapa de revenda sofre variação negativa 0,55% no trimestre, comercializado a R\$ 68,86/13kg

### Petróleo

Preços do petróleo encerram o terceiro trimestre abaixo daqueles praticados no mesmo período do ano anterior, mesmo após os ataques às refinarias da Arábia Saudita

### Gás Natural

Preços do Gás Natural registram baixas históricas nos três principais mercados de referência internacional

## O Impacto das novas especificações de bunker marítimo sobre os mercados de derivados internacional e nacional

Com o objetivo de promover a diminuição da poluição atmosférica, em 2008 a Associação Marítima Internacional (IMO, na sigla em inglês), por meio da introdução do Anexo VI<sup>1</sup> da Marpol<sup>2</sup>, estipulou que a partir de 1º de janeiro de 2020 os combustíveis marítimos de longo curso deverão passar a conter até 0,5% de teor de enxofre, contra 3,5% permitido atualmente.

O transporte marítimo de cargas tem grande influência na economia global, sendo responsável pela movimentação de 80% das cargas de comércio internacional e de 4% da demanda global de petróleo<sup>3</sup>. Segundo estimativas da Agência Internacional de Energia (IEA, na sigla em inglês), a entrada em vigor da nova regulação deve levar a uma redução na demanda de óleo combustível de alto teor de enxofre dos atuais 3,5 milhões b/d para 1,4 milhão b/d em apenas um ano<sup>4</sup>. Por outro lado, a capacidade de refino global atual de óleo combustível de baixo teor de enxofre é de 1,5 milhão b/d<sup>5</sup>.

Neste contexto, esta análise tem por objetivo expor as principais incertezas e possíveis impactos nos mercados internacional e doméstico decorrentes da entrada em vigor das novas exigências trazidas pela Marpol – em especial sobre o mercado de óleo diesel. Para tanto, trataremos a seguir das variáveis envolvidas nos processos de decisão tanto de armadores<sup>6</sup> como de produtores, como questões regulatórias, técnicas e econômicas – que incluem, principalmente, a resposta dos demais participantes do mercado e seus impactos na demanda e nos preços dos diferentes combustíveis.

Pelo lado da demanda do combustível, a adequação à nova regra impõe basicamente três alternativas aos armadores dos navios:

- Aquisição de combustíveis com menor teor de enxofre, tais como destilados médios (*marine gasoil* – MGO) e óleo combustível com baixo teor de enxofre (*low-sulfur fuel oil* – LSFO);
- Instalação de sistema de tratamento de gases (*scrubbers*) para a remoção dos poluentes expelidos pelo escape dos navios, permitindo, assim, a utilização de óleo combustíveis com alto teor de enxofre (*high-sulfur fuel oil* – HSFO); e
- Aquisição de novas embarcações (mais dispendiosas) movidas a Gás Natural Liquefeito (GNL).

Em relação aos armadores, a escolha idealmente é feita a partir de um processo de otimização com restrições decorrentes de condições operacionais envolvidas para a utilização de combustível marítimo de baixo teor de enxofre, tais como a idade de seus navios, rotas comerciais e disponibilidade local das várias opções de combustível. Ademais, a escolha entre abastecer com o combustível com baixo teor de enxofre e a instalação dos custosos sistemas *scrubbers* para continuar a utilizar o bunker atual mais poluente depende essencialmente do diferencial de preços entre estes produtos. Diante desse quadro incerto sobre a evolução dos preços relativos entre essas duas opções de combustível, diversos agentes têm adotado a estratégia *wait-and-see*, esperando o início de 2020 para observar os diferenciais de preços e comportamento do mercado de bunker para a tomada de decisão acerca da instalação de *scrubbers* em suas respectivas frotas.

De acordo estimativa da Clarksons, reconhecida líder como *broker* no segmento de transporte marítimo, em 2019 apenas 10% da frota marítima internacional por capacidade de carga, ou 2500 embarcações, já havia instalado sistemas de *scrubbers*. A

<sup>1</sup>Para consultar a versão da traduzida do anexo, acessar [https://www.ccaimo.mar.mil.br/sites/default/files/marpol\\_anexo6-12fev.pdf](https://www.ccaimo.mar.mil.br/sites/default/files/marpol_anexo6-12fev.pdf).

<sup>2</sup> Marpol (73/78) é a Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios. Criado em 1973 e alterado pelo Protocolo de 1978, a sigla representa a abreviação da expressão "*marine pollution*", em inglês, enquanto que 73/78 consiste numa abreviação para os anos 1973 e 1978.

<sup>3</sup> EIA (2019). The Effects of Changes to Marine Fuel Sulfur Limits in 2020 on Energy Markets. March 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/studies/imo/pdf/IMO.pdf>.

<sup>4</sup> IEA (2019). Oil 2019 – Analysis and forecasts to 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/oil2019/>

<sup>5</sup> Woodmac (2019). Shipping fuels, crude oil markets and the environment. 22 Oct 2019. Disponível em: <https://www.woodmac.com/news/the-edge/shipping-fuels-crude-oil-markets-and-the-environment/>.

<sup>6</sup> Representa a pessoa física ou jurídica que promove tanto a equipagem quanto a exploração de navio comercial, independente de deter a propriedade da embarcação.

expectativa, todavia, é de que o número de adesões aumente significativamente com a entrada em vigor do anexo VI da Marpol, chegando a 15% no final de 2020<sup>7</sup>.

Por outro lado, existem incertezas regulatórias sobre a utilização dos *scrubbers*. Com o crescimento do número de embarcações utilizando o sistema de *open loop scrubbers*<sup>8</sup>, autoridades locais dos principais portos no comércio global, como Singapura, China, Emirados Árabes e de diversos países europeus, estão limitando o uso destes sistemas em suas águas<sup>9</sup>.

Em relação à possibilidade de adoção do novo óleo combustível de baixo teor de enxofre, em adição à incerteza sobre a capacidade global no fornecimento deste combustível e sua disponibilidade nas principais rotas de comércio, persiste ainda a preocupação sobre a homogeneidade deste combustível, na medida em que ainda não foram definidas especificações de qualidade em nível internacional<sup>10</sup>.

Em relação ao *marine gasoil* (MGO), apesar do preço mais elevado, os motores dos navios podem ser convertidos para a utilização deste derivado apenas com pequenas e pouco custosas adaptações operacionais. Adicionalmente, o combustível tem como diferencial sua homogeneidade e disponibilidade nas diversas rotas marítimas.

Por fim, a conversão para GNL não parece ser uma opção factível em curto prazo, devido ao alto custo envolvido na adaptação e à incerteza na disponibilidade de pontos de abastecimento nas principais rotas de comércio global.

Já pelo lado da oferta, as opções disponíveis para suprimento do combustível pelas refinarias, em síntese, são:

- a) Instalação de equipamentos para dessulfurização de HSFO;
- b) Produção de LSFO por meio da mistura (blending) de combustível de alto teor de enxofre com resíduos e derivados com baixo teor de enxofre, e;
- c) Aumento da produção de derivados médios.

Sob a ótica das refinarias de petróleo, a instalação de equipamentos para remoção de enxofre de óleos residuais envolve custos significativos em investimento de unidades de hidrotreatamento e outros processos, além do longo período necessário para sua instalação. Apenas uma fração pequena da capacidade de refino mundial possui equipamentos para a dessulfurização, uma vez que o custo de aquisição e implantação de *resid hydrocracker* para uma refinaria com capacidade de 200 mil b/d, por exemplo, custa cerca de US\$ 1 bilhão, enquanto que o investimento em novas unidades de craqueamento a fim de elevar a produção de derivados leves e médios, é estimado entre US\$600 e US\$800 milhões<sup>11</sup>. Ademais, a incerteza gerada pela possibilidade da instalação de *scrubbers* pelos armadores, possibilitando a continuidade da utilização de bunker com alto teor de enxofre, tende a desestimular o *revamp* das refinarias de petróleo<sup>12</sup>.

Outra opção que vem sendo adotada pelas refinarias para o suprimento de combustível dentro das especificações é por meio da mistura (*blending*) de óleo combustível de alto teor de enxofre com derivados com baixo teor de enxofre. Nestes processos, o LSFO pode ter como origem a mistura com resíduos provenientes do refino de óleos com baixo teor de enxofre, assim como a mistura com *vacuum gasoil* (VGO), um derivado utilizado principalmente na produção de gasolina.

<sup>7</sup> HELLENIC SHIPPING NEWS. Scrubbers' Share Reaches 10% of Existing Fleet and 31% of World's Orderbook Says Clarkson. 21 fev. 2019. Disponível em: <https://www.hellenicshippingnews.com/scrubbers-share-reaches-10-of-existing-fleet-and-31-of-worlds-orderbook-says-clarkson/>.

<sup>8</sup> Os sistemas de tratamento de gases podem ser de três tipos: i) *open loop*, no qual o enxofre retirado é despejado na água; ii) *closed loop*, no qual o enxofre retirado é armazenado após tratamento químico, e; iii) sistema híbrido, no qual o enxofre retirado pode ser descartado ou armazenado.

<sup>9</sup> Shell (2019). IMO 2020 Ready – Shell Marine. Disponível em: <https://www.shell.com/business-customers/marine/imo-2020.html>.

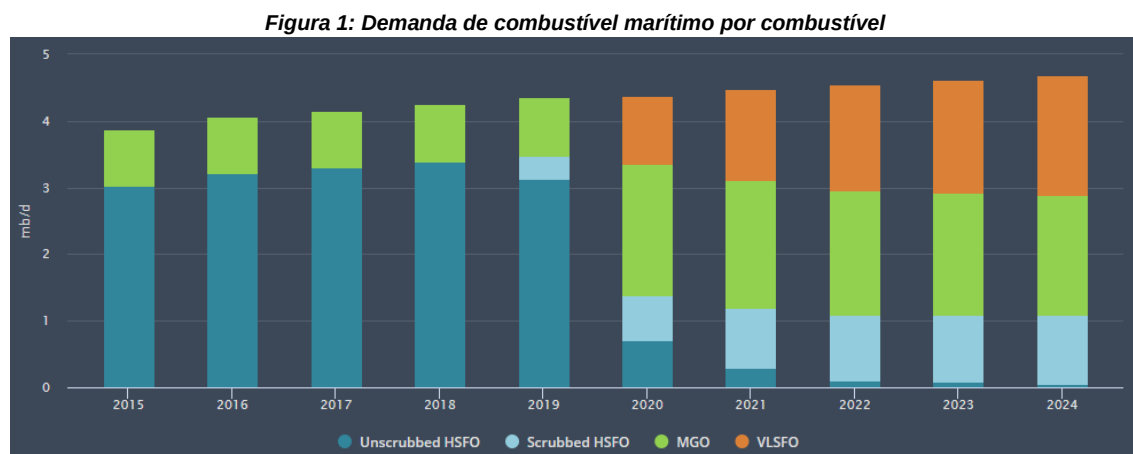
<sup>10</sup> Petroleum Economist (2019). IMO 2020: The calm before the storm. 23 July 2019. Disponível em: <https://www.petroleum-economist.com/articles/midstream-downstream/transport/2019/imo-2020-the-calm-before-the-storm>.

<sup>11</sup> ODEY, F. M. LACEY SCHRODERS. IMO 2020 – Short-term implications for the oil market. August 2018. Disponível em: <https://www.schroders.com/getfunddocument/?oid=1.9.3060731>.

<sup>12</sup> EIA/DoE. The Effects of Changes to Marine Fuel Sulfur Limits in 2020 on Energy Markets. March 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/studies/imo/pdf/IMO.pdf>.

Deste modo, a expectativa da IEA<sup>13</sup>, assim como de outros analistas do mercado<sup>14,15,16</sup>, é que, em um primeiro momento, apesar do custo mais elevado, o MGO seja adotado como o combustível preferencial para abastecer as embarcações até que estejam reduzidas as incertezas quanto à disponibilidade e homogeneidade do óleo combustível com baixo teor de enxofre. Para o médio e longo prazo, o diferencial de preços entre os dois combustíveis terá papel relevante nas adaptações tecnológicas nas embarcações e na participação do óleo combustível mais poluente nas vendas totais de bunker<sup>17</sup>, uma vez que quanto maior esse diferencial de preços, maior tende a ser o incentivo para o investimento pelos armadores em *scrubbers*.

A Figura 1 apresenta a expectativa da EIA em relação ao suprimento de combustível marítimo nos próximos anos, onde pode-se observar que, inicialmente, grande parte da demanda atual de HSFO deve se deslocar para o MGO, enquanto a oferta de LSFO não se estabelecer no mercado.



Fonte: EIA.

Em relação aos impactos da nova regulação no diferencial dos preços, para a consultoria Drewry, especialista na realização de estudos sobre transporte marítimo, o prêmio médio de preço do LSFO sobre o HSFO deve alcançar US\$ 240/mt (dólares por tonelada métrica) em 2020, diminuindo gradualmente a partir deste ponto, para perto de US\$ 80/mt até 2023, à medida que a oferta de LSFO se expanda.

Já de acordo com a agência de preços S&P Global Platts, a previsão é de que os *spreads* de preço entre MGO e do HSFO atinjam o pico de pouco no primeiro semestre de 2020, com tendência posterior de declínio ao longo do ano (Figura 2). Com base nisso, de acordo com a Platts, existe um crescente consenso de que o *very low sulfur fuel oil* (VLSFO) será uma das principais opções de combustível marítimo em 2020<sup>18</sup>.

<sup>13</sup> IEA (2019). Oil 2019 – Analysis and forecasts to 2024. Disponível em: <https://www.iea.org/oil2019/>

<sup>14</sup> McKinsey & Company (2019). IMO 2020 and the outlook for marine fuels. Disponível em: <https://www.mckinsey.com/industries/oil-and-gas/our-insights/imo-2020-and-the-outlook-for-marine-fuels>.

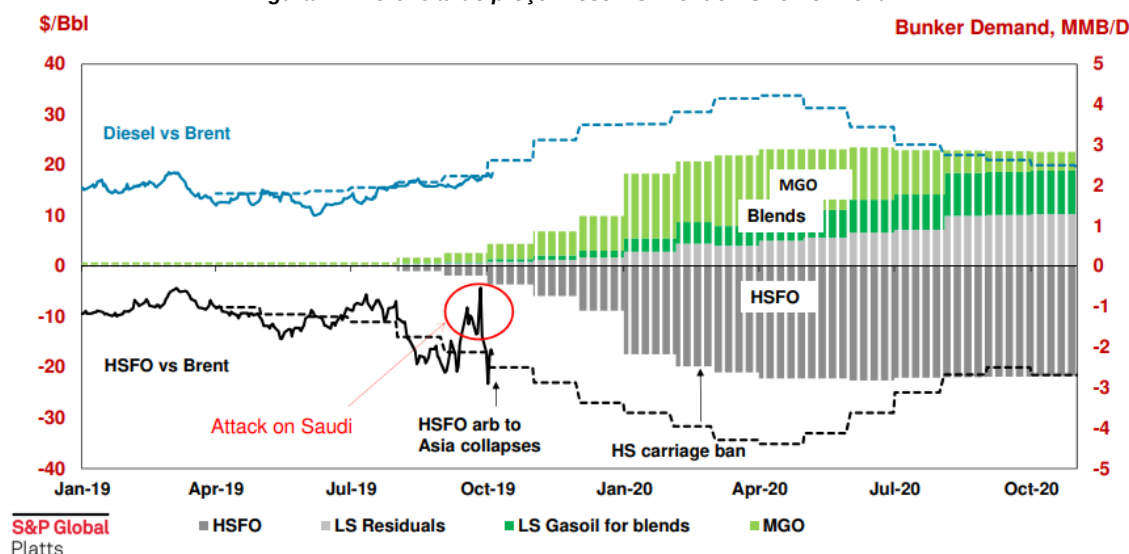
<sup>15</sup> Petroleum Economist (2019). IMO 2020: The calm before the storm. 23 July 2019. Disponível em: <https://www.petroleum-economist.com/articles/midstream-downstream/transport/2019/imo-2020-the-calm-before-the-storm>.

<sup>16</sup> Argus (2019). <http://view.argusmedia.com/IMO-blog-2019.html>. Disponível em: <http://view.argusmedia.com/IMO-blog-2019.html>.

<sup>17</sup> Isso se torna ainda mais relevante considerando as incertezas com relação à disponibilidade de bunker com alto teor de enxofre no futuro.

<sup>18</sup> PLATTS. As IMO 2020 deadline nears, shipping sector makes final push to adapt. August 28th, 2019. Disponível em: <https://www.spglobal.com/en/research-insights/articles/as-imo-2020-deadline-nears-shipping-sector-makes-final-push-to-adapt>.

Figura 2: Diferencial de preço Diesel vs Brent e HSFO vs Brent



Fonte: Platts.

No tocante às perspectivas para o aumento do diferencial do preço do diesel em relação ao preço do barril de petróleo no início de 2020, vale apontar que os preços do petróleo possuem o pendão de amortecer o impacto da entrada da regra da Marpol ou de atuar como amplificador do impacto. Em face do atual contexto de elevada volatilidade dos preços da commodity, torna-se ainda mais difícil realizar qualquer espécie de prognóstico. Fatores macroeconômicos, com o acirramento da guerra comercial e tecnológica entre EUA e China e decorrentes impactos já sentidos sobre a atividade econômica mundial, podem contribuir para reduzir os impactos sobre o mercado de combustíveis.

No que diz respeito ao mercado nacional, destaca-se primeiramente que, em atendimento à Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (Marpol), da qual o Brasil é signatário<sup>19</sup>, a ANP publicou em 25 de maio deste ano a Resolução nº 789/2019<sup>20</sup>, que reduz o limite máximo do teor de enxofre dos óleos combustíveis marítimos para as embarcações que não dispuserem de sistema de limpeza de gases de escape.

Quanto às perspectivas de oferta do produto, a Petrobras encontra-se numa posição privilegiada para assegurar o abastecimento, uma vez que os investimentos passados no parque de refino para a adoção do diesel S10 (para o atendimento dos novos dispositivos legais), associados à maior oferta de petróleo com maior grau API proveniente das reservas do pré-sal utilizados nas unidades de destilação atmosférica e a vácuo, criaram as condições para que a companhia pudesse ambicionar a ampliação das suas exportações de óleo combustível, voltando inclusive a operar em Singapura, maior *hub* de comercialização de óleo combustível em nível internacional. Atualmente, além de ser a principal fornecedora do combustível para navios no Brasil, produz na atualidade cerca de 2% do bunker comercializado no mercado internacional<sup>21</sup>.

No que diz respeito à adaptação da frota marítima brasileira, a Transpetro, responsável por 4% da carga marítima do sistema em 2018<sup>22</sup>, descartou a possibilidade de adoção de *scrubbers* na sua frota. O principal motivo alegado, segundo o diretor de transporte marítimo, Rogério Figueiró, é de que “o *scrubber* traz um nível de incerteza maior e o resíduo produzido pelo equipamento é um problema para se encontrar onde descartá-lo”, sendo que “(...) a maior parte dos países não aceita”. Desta maneira, a decisão da

<sup>19</sup> A ratificação da Convenção Marpol pelo Brasil se deu pelo Decreto Legislativo nº 499/2009.

<sup>20</sup> BRASIL. Resolução ANP nº 789, de 22 de maio de 2019. Disponível em: < <http://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-789-de-22-de-maio-de-2019-122631742>>. Acesso em: 4 set. 2019.

<sup>21</sup> PORTOS E NAVIOS. Petrobras considera possível expandir venda de bunker no mercado mundial. 22 fev. 2019. Disponível em: < <https://www.promare.adv.br/noticia.php?identificador=167>>. Acesso em: 4 set. 2019.

<sup>22</sup> A referida subsidiária da Petrobras possui 59 navios com capacidade total de 4,8 milhões de toneladas e idade média de 13,9 anos. PORTOS E NAVIOS. Transpetro descarta uso de 'scrubbers' em sua frota. 14 ago. 2019. Disponível em: < <https://www.portosenavios.com.br/noticias/navegacao-e-marinha/transpetro-descarta-uso-de-scrubbers-em-sua-frota>>. Acesso em: 4 set. 2019.

Transpetro “(...) é confiar na disponibilidade do combustível e fazer pequenos ajustes na frota para o novo bunker”, uma vez que “(...) operação [da empresa] é majoritariamente de cabotagem e a Petrobrás já produz combustível com baixo teor”<sup>23</sup>. Já a Vale adotará trajetória diversa, com a adoção de *scrubbers* nos seus navios Panamax, uma vez que a empresa segue rotas bem definidas e com poucos pontos de carregamento, sendo assim possível a celebração de acordos com as autoridades públicas desses locais para o descarte dos resíduos<sup>24</sup>.

No entanto, mesmo diante das perspectivas positivas em relação à oferta do produto, cabe frisar que como a atual política de preços dos combustíveis segue a dinâmica ditada no mercado internacional, isso significa que eventual escassez de oferta em outros países tende a impactar nos preços internacionais, com consequentes reflexos sobre os preços domésticos.

Outro efeito adicional sobre o mercado de combustíveis nacional é que o custo de transporte de derivados importados tende a apresentar elevação, conferindo aos players domésticos maior poder de mercado frente à contestação do mercado pelos agentes importadores. Com isso, o *spread* de preços entre o mercado doméstico e internacional deverá ser maior para estimular o ingresso de importações.

Ademais, frise-se a entrada em vigor do B12, com o diesel passando a conter 12% de biodiesel. De acordo com o cronograma estipulado pela Resolução CNPE nº16/2018<sup>25</sup>, essa mudança deverá ocorrer em 1º de março de 2020, sem que haja a coincidência com a entrada em vigor da nova especificação do bunker que deve impactar os preços do diesel no mercado internacional<sup>26</sup>. A explicação disso é que a partir do referido mês se inicia a safra de soja no Brasil, o que tende a diminuir as chances de escassez de produto no mercado (e consequentes impactos sobre os preços do biodiesel e diesel) em função do patamar mais alto de mistura obrigatória.

Por fim, lembrando o período crítico vivenciado durante a paralisação dos caminhoneiros ocorrida em maio de 2018, que teve relação também com o aumento do preço do diesel no Brasil, destaca-se que eventual elevação dos preços desse derivado no mercado internacional em decorrência do indicado anteriormente pode refletir-se no preço doméstico, reforçando a necessidade de acompanhamento e de avaliação, por exemplo, de possíveis consequências negativas para a logística interna.

<sup>23</sup> PORTOS E NAVIOS. Transpetro descarta uso de 'scrubbers' em sua frota. 14 ago. 2019. Disponível em: <<https://www.portosenavios.com.br/noticias/navegacao-e-marinha/transpetro-descarta-uso-de-scrubbers-em-sua-frota>>. Acesso em: 4 set. 2019.

<sup>24</sup> PORTOS E NAVIOS. Transpetro descarta uso de 'scrubbers' em sua frota. 14 ago. 2019. Disponível em: <<https://www.portosenavios.com.br/noticias/navegacao-e-marinha/transpetro-descarta-uso-de-scrubbers-em-sua-frota>>. Acesso em: 4 set. 2019.

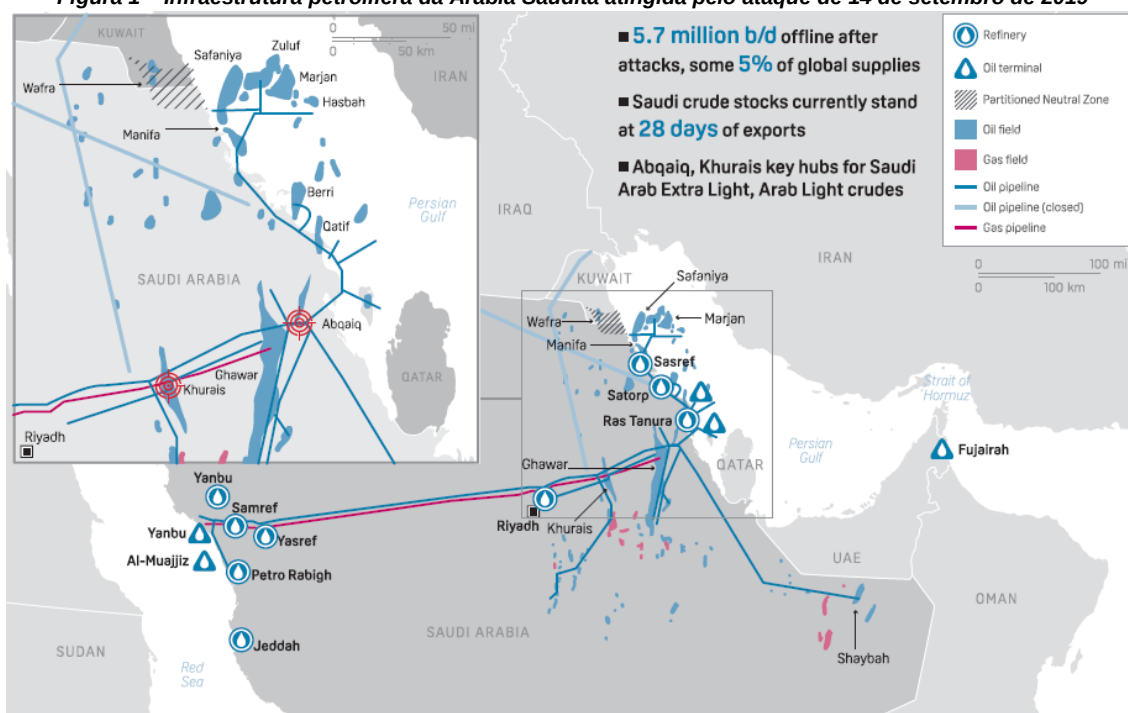
<sup>25</sup> BRASIL. Conselho Nacional de Política Energética. Resolução nº 16, de 29 de outubro de 2018. Disponível em: <[http://www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolucao\\_16\\_CNPE\\_29-10-18.pdf](http://www.mme.gov.br/documents/10584/71068545/Resolucao_16_CNPE_29-10-18.pdf)>. Acesso em: 4 set. 2019.

<sup>26</sup> Tal escolha se deve ao fato de março ter início a safra de soja no Brasil, contribuindo para evitar movimentos abruptos nos preços em função da menor disponibilidade de estoque no primeiro bimestre do ano.

## Impactos dos ataques às instalações petrolíferas da Arábia Saudita

Em 14 de setembro de 2019, ataques com drones contra instalações petrolíferas da Arábia Saudita atingiram a planta de processamento de Abqaiq<sup>27</sup> e o campo de Khurais<sup>28</sup>, resultando em uma interrupção de mais de 5,7 milhões de b/d, equivalente a mais de 50% da produção de petróleo do Reino e 5% da produção global. A Figura 1 apresenta o mapa com a localização das instalações afetadas pelo ataque.

**Figura 1 – Infraestrutura petrolífera da Arábia Saudita atingida pelo ataque de 14 de setembro de 2019**



Fonte: S&P Global Platts, 2019<sup>29</sup>

Rebeldes Houthis, do Iêmen, reivindicaram a autoria dos ataques, supostamente em retaliação ao envolvimento saudita na guerra civil travada entre os rebeldes e o poder central do país, apoiado pela Arábia Saudita. No entanto, imediatamente após o ataque, autoridades sauditas e norte-americanas culpavam o Irã pelo ocorrido, em virtude de sua aproximação com os rebeldes iemenitas. O Box 1 apresenta um resumo do conflito interno no Iêmen.

Nas primeiras declarações sobre os impactos do ataque no mercado internacional de petróleo, ainda no final de semana, o Secretário da OPEP, General Mohammed Barkindo, após conversas com o Diretor Executivo da Agência Internacional de Energia, Fatih Birol, informou que, em relação ao acordo da OPEP+, qualquer alteração nos limites de produção pré-estabelecido seriam prematuras sem a obtenção de maiores informações sobre os danos causados pelo ataque<sup>30</sup>. Já o Ministro da Energia da Rússia,

<sup>27</sup> Abqaiq é maior planta de processamento de petróleo do mundo com capacidade de despressurizar, dessulfurizar e retirar gás natural de 7 milhões b/d de petróleo, tornando-o seguro para transporte por dutos. A produção de 5 milhões b/d dos campos de Ghawar field, Shaybah and Khurais é processada em Abqaiq.

<sup>28</sup> Localizado a 250km da cidade de Dhahran, o campo de Khurais é o segundo maior do país, com capacidade de produção de 1,5 milhão b/d do petróleo Arab Light.

<sup>29</sup> Fonte: S&P Global Platts (2019). OPEC calls for calm as impact of Saudi oil attack unfolds. Oilgram News. Vol 97 – Issue 183. 17/09/19.

<sup>30</sup> S&P Global Platts (2019). OPEC calls for calm as impact of Saudi oil attack unfolds. Oilgram News. Vol 97 – Issue 183. 17/09/19.



Alexander Novak, reiterou a necessidade de mais informações, porém, não descartou a possibilidade da realização de reunião extraordinária do Comitê Ministerial de Monitoramento<sup>31</sup>.

#### Box 1: A Guerra Civil no Iêmen

Entende-se que o ambiente engendrado pelos ataques às instalações da Saudi Aramco se insere nas disputas internas pelo poder e na importância estratégica do Iêmen, que culminaram na guerra civil que se desenvolve no país árabe.

A importância estratégica deve-se em parte à localização geográfica do Iêmen. O país fica no sudoeste da península arábica e na costa leste do estreito de Bab-el-Mandeb, às margens do canal que separa a África do Oriente Médio. Em conjunto com o Canal de Suez, a passagem marítima liga o Mar Mediterrâneo ao Oceano Índico. Em 2016, estimou-se que 3,8 milhões de barris de petróleo refinado e produtos derivados transcorreram diariamente para os diferentes destinos do globo através do estreito.



A guerra civil, por sua vez, foi resultado de uma convulsão política iniciada ainda em 2011, quando o então presidente Ali Abdullah Saleh deixou o poder em meio à Primavera Árabe. Entre 2013 e 2014, o vice e sucessor de Saleh, Abdu Rabbu Mansour Hadi, tentou restabelecer o poder central sobre os diferentes grupos em disputa. O governo propôs um sistema federativo, que, na leitura dos *houthis*, significava o seu enfraquecimento político e econômico. Eles são uma minoria xiita que habita o Norte, rico em petróleo e gás natural.

O conflito intensificou-se em janeiro de 2015, quando os *houthis* tomaram a capital do país, destituindo o presidente Hadi. Entretanto, as forças leais ao governo retomaram o poder com o apoio de uma coalizão militar liderada pela Arábia Saudita. A monarquia saudita tem o objetivo de conter o grupo rebelde e evitar que o Irã se beneficie de uma possível alteração nos rumos da política iemenita. A República Islâmica do Irã, por seu turno, aproveita-se das divisões religiosas entre xiitas e sunitas, visando seus interesses estratégicos na região.

Na segunda-feira, dia 16 de setembro, primeiro dia de negociação de contratos depois do ataque do final de semana, as cotações dos principais óleos de referência global, Brent e WTI, após apresentarem elevação de quase 20% na abertura dos mercados, encerraram o pregão com as maiores variações diárias na década<sup>32</sup>, com aumentos de 11,82% e 13,69%, respectivamente para o Brent 1st month e WTI 1st month.

Três dias após o ataque, na terça-feira, dia 17 de setembro, oficiais sauditas divulgaram as primeiras informações sobre os ataques. Em comunicado oficial, o presidente da estatal Saudi Aramco, Amin Nasser, anunciou que a produção do campo de Khurais foi

<sup>31</sup> Argus Media (2019). Rússia: É cedo para revisar acordo da Opep+. Argus Brasil Combustíveis. Edição 19-117. 16/09/19.

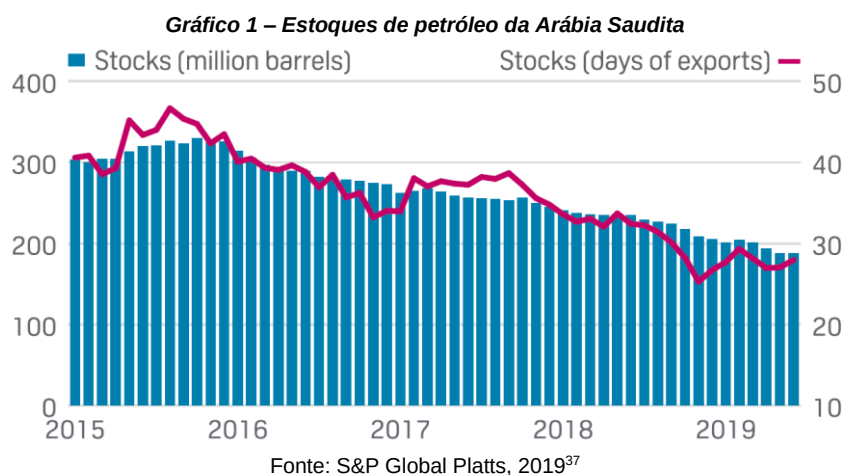
<sup>32</sup> EIA (2019). Saudi Arabia crude oil production outage affects global crude oil and gasoline prices. Today in Energy. Sep 23, 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41413&src=email>.



retomada 24 horas após o ataque e que a planta de Abqaiq já estava processando 2 milhões b/d, sendo esperado o reestabelecimento total da capacidade produtiva até o final de setembro<sup>33</sup>. O comunicado reiterou ainda a garantia do cumprimento dos contratos de exportação de petróleo, por meio da utilização de estoques e a entrega de petróleo proveniente de outros campos. Outra medida adotada para aumentar a oferta de petróleo destinada à exportação foi a redução do nível de atividade das refinarias locais em cerca de 1 milhão b/d<sup>34</sup>.

Adicionalmente, declarações do ministro do Petróleo saudita, príncipe Abdulaziz bin Salman, informaram que metade da produção interrompida com o ataque seria retomada até o fim da semana subsequente, e que a capacidade de produção da Saudi Aramco aumentaria para 11 milhões b/d até o final de setembro e para 12 milhões b/d até o fim de novembro<sup>35</sup>.

Os estoques globais de petróleo são a fonte alternativa de suprimento mais prontamente disponível durante uma interrupção não programada no fornecimento. Segundo dados da plataforma JODI, ao final de agosto, a Arábia Saudita apresentava estoques de 188 milhões de barris, equivalente à exportação de 27 dias, estando estas reservas armazenadas no território saudita, assim como no Egito, Japão e Holanda<sup>36</sup>.



Alívio adicional para o mercado internacional ocorreu com o anúncio do presidente dos Estados Unidos, Donald Trump, referente à autorização para utilização de volume superior a 2 milhões b/d das reservas estratégicas de petróleo do país, “se necessário”, para manter o abastecimento do mercado. Dados da EIA do dia anterior ao ataque indicavam que os estoques comerciais correspondiam a 24 dias da capacidade de refino dos Estados Unidos, enquanto as reservas estratégicas poderiam suprir 37 dias adicionais. Além disso, estimativas do EIA do início de setembro indicavam que os estoques dos países da OCDE eram suficientes para abastecer a demanda dos países membros por mais de dois meses<sup>38</sup>.

Assim, após a forte alta observada na segunda-feira após o ataque, o impacto nos preços foi relativamente contido, com as cotações encerrando a semana apenas US\$ 4,66/b e US\$ 3,24 acima das cotações da sexta-feira anterior ao ataque<sup>39</sup>, respectivamente para o Brent 1st month e WTI 1st month.

<sup>33</sup> Saudi Aramco (2019). *Aramco CEO: Saudi Aramco rapidly restores production capacity, expects stabilization of global supply*. News. Sep 17, 2019. Disponível em: <https://www.saudiaramco.com/en/news-media/news/2019/saudi-aramco-swiftly-restores-production-capacity>.

<sup>34</sup> World Oil (2019). *Saudi Arabia partially restores output at damaged oil plant*. Sep 17, 2019. Disponível em: <https://www.worldoil.com/news/2019/9/17/saudi-arabia-partially-restores-output-at-damaged-oil-plant>.

<sup>35</sup> Argus Media (2019). *Arábia Saudita retomará parte da produção*. Argus Brasil Combustíveis. Edição 19-118. 17/09/19.

<sup>36</sup> S&P Global Platts (2019). *OPEC calls for calm as impact of Saudi oil attack unfolds*. Oilgram News. Vol 97 – Issue 183. 17/09/19.

<sup>37</sup> Fonte: S&P Global Platts (2019). *OPEC calls for calm as impact of Saudi oil attack unfolds*. Oilgram News. Vol 97 – Issue 183. 17/09/19.

<sup>38</sup> EIA (2019). *Saudi Arabia crude oil production outage affects global crude oil and gasoline prices*. Today in Energy. 23/09/19. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=41413&src=email>

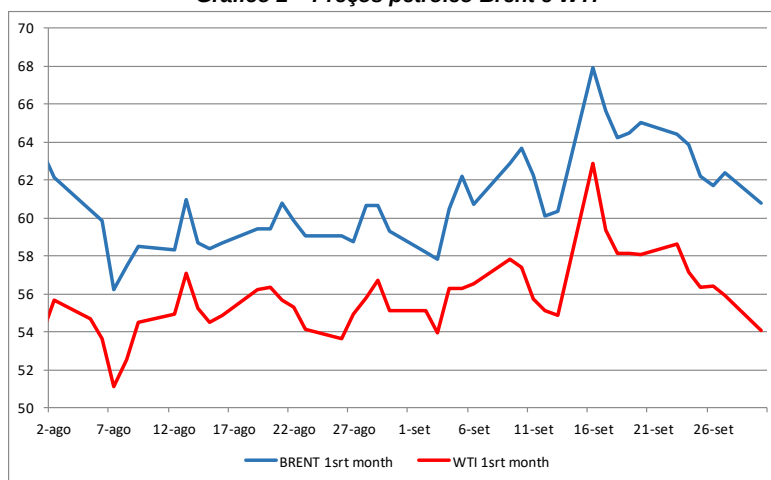
<sup>39</sup> Argus Media (2019). *Geopolítica ganha peso em formação de preço*. Argus Brasil Combustíveis. Edição 19-122. 23/09/19.

Na semana seguinte ao ataque, prevaleceu no mercado a expectativa quanto à real capacidade da Arábia Saudita de retomar a capacidade de produção<sup>40</sup>. Finalmente, na segunda-feira, dia 30 de setembro, duas semanas após o ataque, o executivo-chefe da subsidiária de trading da Saudi Aramco, Ibrahim Al-Buainain, anunciou que a empresa já havia retomado a produção ao nível anterior à interrupção desde o dia 25 de setembro<sup>41</sup>, de 9,7 milhões b/d, ou até um pouco acima, de modo a restabelecer os níveis de estoque.

Com isso, as cotações retomaram os patamares anteriores ao ataque, com o preço do barril negociado em 30 de setembro somente US\$ 0,39/b acima do valor do dia anterior ao ataque para o Brent 1st month, enquanto o WTI foi cotado US\$ 0,76/b abaixo (Gráfico 2).

Por fim, cabe ressaltar que a redução nos preços também foi influenciada pelas expectativas negativas sobre o crescimento da demanda, após a divulgação de dados econômicos aquém do esperado para a Europa e China<sup>42</sup>.

**Gráfico 2 – Preços petróleo Brent e WTI**



Fonte: S&P Global Platts data

### **Mudanças na percepção risco e no papel da Arábia Saudita**

No tocante às mudanças na percepção de risco, mesmo com o limitado impacto nos preços, os recentes ataques expuseram a vulnerabilidade das instalações produtoras de petróleo da Arábia Saudita, as quais, associadas à reduzida capacidade ociosa global atual e o aumento das tensões políticas regionais, aumentaram a sensação de risco de desabastecimento global na ocorrência de nova interrupção de produção não planejada na mesma magnitude.

Em função das volumosas reservas, da grande participação na produção e nas exportações globais e do expressivo excedente de capacidade de produção, desde o início da década de 1980, a Arábia Saudita assumiu o papel de *swing producer* do mercado internacional de petróleo, amortecendo choques de oferta e de demanda e reduzindo a volatilidade dos preços.

Historicamente, interrupções não planejadas na produção decorrentes de tensões geopolíticas apresentam impactos significativos nos preços, porém, de curta duração, na medida em que a produção é compensada com o aumento na produção em outra região, principalmente com a utilização de capacidade ociosa<sup>43</sup>.

<sup>40</sup> OilPrice (2019). Is Aramco Lying About Its Damaged Oil Infrastructure? Sep 23, 2019. Disponível em: <https://oilprice.com/Energy/Energy-General/Is-Aramco-Lying-About-Its-Damaged-Oil-Infrastructure.html>.

<sup>41</sup> Reuters (2019). Saudi Aramco restored oil output to pre-attack level: trading unit chief. Sep 30, 2019. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-saudi-security-oil-aramco/saudi-aramco-restored-full-oil-capacity-to-pre-attack-level-trading-unit-chief-idUSKBN1WF1T0>.

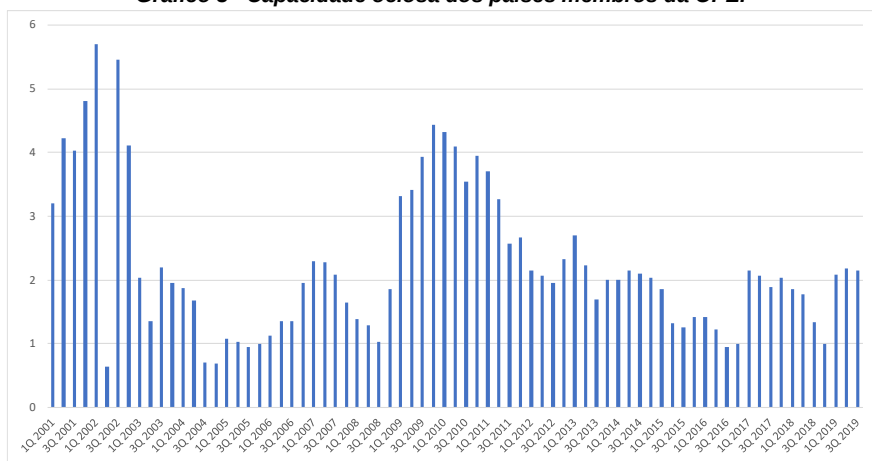
<sup>42</sup> Marketwatch (2019). Oil prices drop after reports Saudi Aramco has restored output capacity to pre-attack levels. Sep 30, 2019. Disponível em: <https://www.marketwatch.com/story/oil-extends-slump-but-remains-on-track-for-a-monthly-gain-2019-09-30>.

<sup>43</sup> Fattouh. B. & Economou, A. (2019). *Demand shocks, Supply Shocks and Oil Prices: Implications for OPEC*. Oxford Institute for Energy Studies. Oxford – UK. 26 June 2019.

Neste sentido, a Arábia Saudita, em razão da grande capacidade ociosa e da aparente segurança na sua produção, desempenhava o papel de garantidor de última instância, suprimindo o mercado em diversos eventos que reduziram a oferta global de forma abrupta, como na invasão do Iraque em 2003, na guerra civil na Líbia em 2011 e 2013, nas sanções ao Irã em 2011 e 2018 e na crise venezuelana de 2016.

O nível de capacidade ociosa dos países da OPEP é utilizado como um indicador de equilíbrio no mercado de petróleo, bem como do nível de interferência da OPEP nos preços e da capacidade de resposta para choques de oferta. Atualmente, mesmo com as quotas de produção definidas no âmbito do acordo OPEP+, segundo estimativas do EIA para o mês de agosto, a capacidade ociosa<sup>44</sup> dos países membros da OPEP era de 2,2 milhões b/d, sendo quase metade retida pela Arábia Saudita<sup>45</sup> (Gráfico 3). Corroborando esse dado, a S&P Global Platts Analytics estimou que, antes do ataque do dia 14 de setembro, a capacidade de produção ociosa global estava em 2,3 milhões b/d, sendo 1,6 milhão b/d mantido pela Arábia Saudita<sup>46</sup>.

**Gráfico 3 –Capacidade ociosa dos países membros da OPEP**



Fonte: EIA<sup>47</sup>

Assim, a incapacidade do sistema de defesa da Arábia Saudita para conter os ataques por drones, associada à facilidade de acesso a este tipo de armamento por grupos rebeldes e os avanços na tecnologia para o direcionamento mais preciso contra alvos específicos, tornou mais evidentes as vulnerabilidades das infraestruturas de produção de petróleo<sup>48</sup>, impactando não somente a capacidade de produção do Reino, mas também sua posição estratégica como supridor de última instância do mercado de petróleo e sua reputação como fornecedor regular e confiável<sup>49</sup>.

Deste modo, o aumento do risco de novas interrupções na produção e a limitada capacidade de incremento na produção no curto prazo configuram-se como potencial ameaça para o suprimento global.

Por fim, outra preocupação do mercado é a possibilidade da escalada das tensões na região, podendo acarretar em interrupções na produção mais severas e duradouras. Na segunda-feira, dia 30 de setembro, o príncipe saudita, Mohammad bin Salman, reforçou a visão de que o Irã seria o responsável pelos ataques sofridos e declarou que se nenhuma ação concreta fosse tomada contra o país persa, as disputas entre os países poderiam acarretar um aumento sem precedentes nos preços do petróleo, com significativos impactos na economia global<sup>50</sup>.

<sup>44</sup> Na definição do EIA, capacidade ociosa equivale ao volume de produção que pode ser adicionado ao mercado em até 30 dias e mantido por no mínimo três meses.

<sup>45</sup> EIA (2019). *Short Term Energy Outlook*. September 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/steo/>.

<sup>46</sup> S&P Global Platts (2019). *Asia's crude stocks, flexible imports may cover Saudi supply risk*. Oilgram News. Vol 97 – Issue 183. 17/09/19.

<sup>47</sup> EIA (2019). *What Drives Oil Prices*. Disponível em: <https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/supply-opec.php>.

<sup>48</sup> S&P Global Platts (2019). *Saudi conflict shows vulnerabilities to key oil infrastructure*. Oilgram News. Vol 97 – Issue 183. 17/09/19.

<sup>49</sup> World Oil (2019). *Saudi attack damages kingdom's role as guardian of the oil market*. Sep 18, 2019. Disponível em: <https://www.worldoil.com/news/2019/9/18/saudi-attack-damages-kingdom-s-role-as-guardian-of-the-oil-market>.

<sup>50</sup> MarketsInside (2019). *Saudi Arabia's crown prince says oil prices could go 'unimaginably high' unless 'firm action' is taken on Iran*. Sep 30, 2019. Disponível em: <https://markets.businessinsider.com/news/stocks/mohammed-bin-salman-says-oil-prices-could-skyrocket-over-iran-dispute-2019-9-1028562257>.

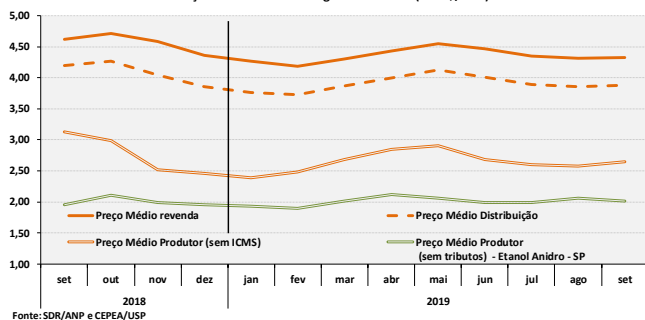
## GASOLINA C

**Volume total importado de gasolina A no trimestre representa crescimento de 187% em relação ao mesmo período de 2018**

No terceiro trimestre de 2019, o preço médio de revenda da gasolina comum apresentou queda de 3,18% em relação ao 2º trimestre de 2019, para R\$ 4,326 /litro. Houve recuo nos meses de julho (-2,62%, para R\$ 4,351/litro) e agosto (-0,80%, para R\$ 4,316/litro) e variação positiva de 0,23% em setembro, tendência similar à verificada para os preços médios de distribuição e de produção (da gasolina A). Na comparação anual, isto é, na comparação entre os preços médios de revenda nos meses de setembro de 2018 e de 2019, houve queda de 6,46%

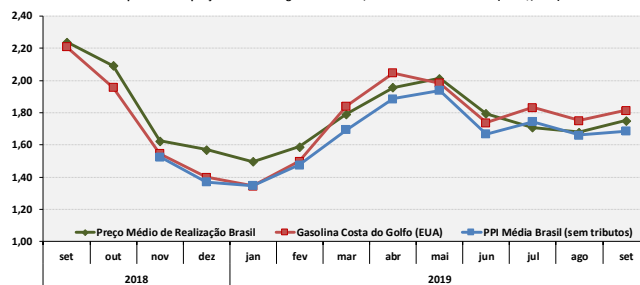
Na etapa de distribuição, houve queda de 3,15% do preço médio da gasolina comum no terceiro trimestre, para R\$ 3,878/litro. Houve recuo nos meses de julho (-2,77%) e agosto (-0,80%), e alta em setembro (0,41%). Na comparação com setembro de 2018, houve queda de 7,60%. Em relação ao preço dos produtores e importadores, o preço médio da gasolina A apresentou queda de 2,86% na comparação com o registrado no segundo trimestre de 2019, e de 16,70% na comparação anual. Os preços recuaram 3,14% em julho, 1,11% em agosto e alta de 1,42% em setembro.

Preços médios mensais da gasolina - Brasil (em R\$/litro)



Fonte: SDR/ANP e CEPEA/USP

Comparativo dos preços de refino da gasolina - Brasil, Costa do Golfo - EUA e PPI (em R\$/litro)



Fonte: SDR/ANP e Platts

Quanto ao etanol anidro, adicionado na proporção de 27% na gasolina C, os preços médios registraram alta de 1,25% na comparação de setembro com junho de 2019, encerrando o trimestre em R\$ 2,0117/litro. Houve recuos nos meses de julho (-0,07%) e setembro (-2,21%), intercalados por uma elevação de 3,62% em agosto. Na comparação com setembro de 2018, o preço médio do biocombustível na etapa de produção registrou variação positiva de 2,70%. Ressalte-se que, desde 1º de agosto, a Petrobrás divulga o reajuste do preço médio da gasolina em seus pontos de abastecimento. Esta divulgação por parte da estatal atende ao disposto na Resolução ANP nº 795/2019, que exige a apresentação de dados de preços relativos à comercialização de derivados de petróleo e biocombustíveis por produtores, importadores e distribuidores.

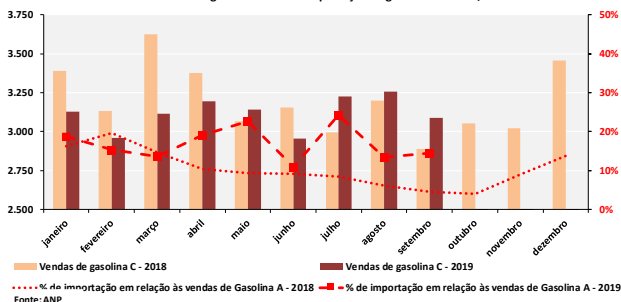
Com relação aos Preços de Paridade Internacional (PPI) da gasolina importada, o preço médio PPI nacional, apresentou variação positiva de 1,00% no terceiro trimestre, na comparação com o trimestre anterior. Houve elevação de 4,60% no preço médio PPI em julho (para R\$ 1,7445/litro), recuo em agosto (-4,82%, para R\$ 1,6605/litro) e nova elevação em setembro (1,45%, para R\$ 1,6846/litro). A partir de agosto a metodologia utilizada para o cálculo do preço médio foi alterada, incluindo, além dos portos de Itaquí, Suape, Aratu, Santos e Paranaguá, também os portos de Manaus e Tramandaí. Com exceção do mês de julho, os preços médios PPI ficaram abaixo dos preços médios de realização (sem tributos).

Com relação à composição do preço da gasolina ao consumidor final, foram verificados recuos na margem média bruta de revenda, nos tributos estaduais e no preço médio do produtor de gasolina A, ao passo que a margem bruta de distribuição e o preço médio do produtor do etanol anidro apresentaram elevação. A margem média bruta de revenda encerrou o trimestre em 10,42% do preço de revenda da última semana de setembro, enquanto que a margem média bruta de distribuição ficou em 4,85% no mesmo período. Já no que concerne à parcela dos impostos, ela encerrou o trimestre em 43,98% do preço de revenda, e a soma das parcelas relativas aos preços de produção do etanol anidro e gasolina A contidos em um litro de combustível, em 40,76%.

O volume total comercializado de gasolina C no terceiro trimestre de 2019 (9.573 mil m³) foi 5,41% superior ao total de vendas no mesmo período de 2018. No acumulado do ano, as vendas de gasolina C foram 2,65% menores que no mesmo período de 2018, o que contrasta com o crescimento de 22,88% nas vendas de etanol hidratado na mesma base de comparação. Esta diferença entre a evolução das vendas da gasolina C e do etanol hidratado se explica pela vantagem competitiva dos preços relativos do biocombustível sobre a gasolina C, que persiste desde meados de abril de 2018.

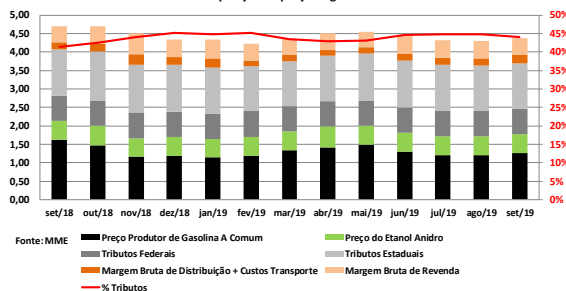
Com relação às importações de gasolina A, o volume total importado no 3º trimestre de 2019 foi de 1,21 milhão m³, volume 187,73% superior ao registrado no 3º trimestre de 2018 (422 mil m³) e 1,5% superior ao registrado no segundo trimestre de 2019 (1.197 mil m³). No acumulado do ano, o total importado de gasolina A foi 48,88% maior que o registrado no mesmo período de 2018. As razões entre o volume importado de gasolina A e o volume de vendas foram de 24,22% em julho, 13,47% em agosto e 14,37% em setembro.

Venda mensal de gasolina C e % de importação de gasolina A - 2018/2019



Fonte: ANP

Composição do preço da gasolina C



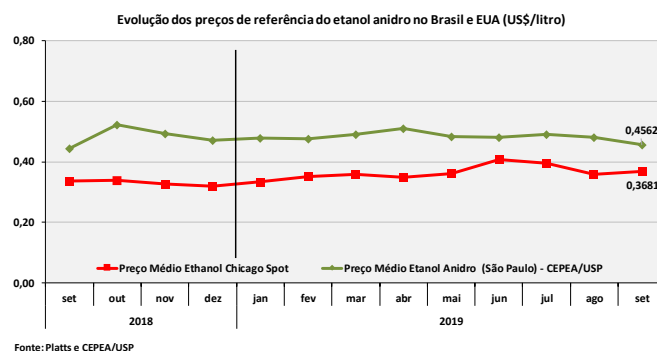
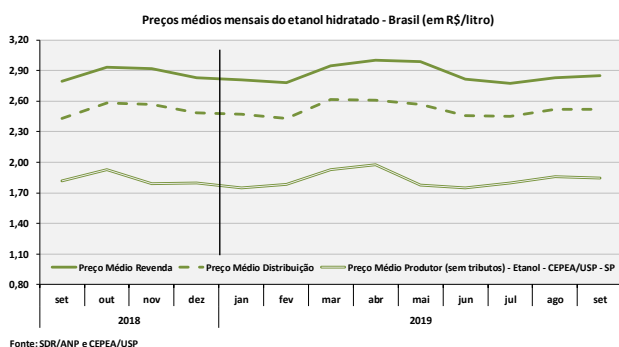
Fonte: MME

## ETANOL HIDRATADO

## Vendas de Etanol Hidratado se mantém no maior nível dos últimos 5 anos pelo décimo quarto mês consecutivo

Na etapa de revenda, o preço médio do etanol hidratado variou positivamente em 1,14% ao longo do terceiro trimestre de 2019, tendo saído de R\$2,819/litro em junho para um valor de R\$2,851/litro em setembro. Houve queda no preço do biocombustível em julho (-1,53%, para R\$ 2,776/litro), e avanço nos dois meses subsequentes (alta de 1,91% em agosto, para R\$ 2,829/litro; e de 0,78% em setembro), tendência similar à observada nos preços de distribuição. Na comparação anual, o preço do biocombustível registrou variação positiva de 1,89%, enquanto que na comparação da média do trimestre com a do mesmo período do ano anterior, houve queda de 4,03%.

Na etapa de distribuição, o preço médio do etanol hidratado apresentou alta de 2,56%, tendo passado de R\$2,458/litro em junho para R\$2,521/litro em setembro. O mês de julho registrou variação negativa de 0,20%, enquanto que os meses de agosto e setembro apresentaram tendência de alta, obtendo variações positivas de 2,61% e 0,16%. Na comparação anual, o preço do biocombustível registrou aumento de 3,83% ao longo do ano, passando de R\$2,428/litro em setembro de 2018 para R\$2,521/litro em setembro de 2019.

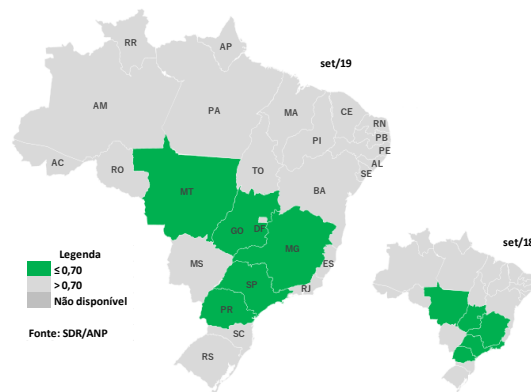
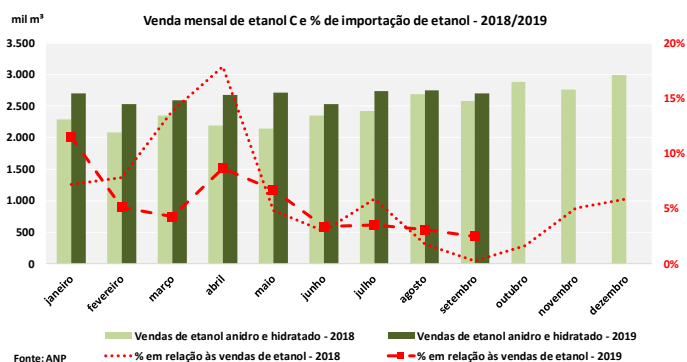


Já na etapa de produção, segundo o CEPEA/USP, o preço médio do biocombustível registrou aumento de 5,50% ao longo do terceiro trimestre de 2019, passando de R\$1,751/litro em junho para R\$1,847/litro em setembro. Em julho, a variação registrada foi de 2,73% (para R\$ 1,799/litro), em agosto, foi de 3,19% (R\$ 1,856/litro), e em setembro, foi registrado recuo de 0,48%. Na comparação anual, o preço médio de produção do etanol hidratado passou de R\$1,816/litro em setembro de 2018 para R\$1,847/litro em setembro de 2019, crescimento de 1,71%.

O movimento crescente do preço do etanol hidratado na etapa de produção no mês de julho é explicado pela presença de chuvas no Centro-Sul que impediram a moagem da cana-de-açúcar em algumas unidades e pela demanda crescente dos distribuidores pelo biocombustível, com aumento de 13% no volume comercializado de etanol hidratado em relação a junho. Em agosto, apesar do período de pico da colheita na região Centro-Sul e da retração de 33% no volume comercializado por conta da demanda abastecida, as usinas mantiveram o preço de produção. Segundo o Relatório Quinzenal da UNICA<sup>51</sup>, no Centro-Sul a moagem de cana-de-açúcar acumulada até o final de setembro foi de 472,8 milhões toneladas, sendo 21,8 milhões destinadas a produção de açúcar e o restante para a produção de etanol, correspondente a 25,2 milhões de m<sup>3</sup>, sendo 7,6 milhões de m<sup>3</sup> de etanol anidro e 17,6 milhões de m<sup>3</sup> de etanol hidratado.

O volume de etanol hidratado comercializado no terceiro trimestre de 2019 foi de 5,61 milhões de litros frente a 5,23 milhões de litros do biocombustível vendidos de julho a setembro de 2018, contabilizando uma alta de 7,2% na comparação anual. As vendas de etanol hidratado se mantêm no maior nível dos últimos cinco anos pelo décimo quarto mês consecutivo. A expansão do período de pico da colheita na região Centro-Sul e da retração de 33% no volume comercializado por conta da demanda abastecida, as usinas mantiveram o preço de produção. Segundo o Relatório Quinzenal da UNICA<sup>51</sup>, no Centro-Sul a moagem de cana-de-açúcar acumulada até o final de setembro foi de 472,8 milhões toneladas, sendo 21,8 milhões destinadas a produção de açúcar e o restante para a produção de etanol, correspondente a 25,2 milhões de m<sup>3</sup>, sendo 7,6 milhões de m<sup>3</sup> de etanol anidro e 17,6 milhões de m<sup>3</sup> de etanol hidratado.

A importação de etanol anidro durante o terceiro trimestre de 2019 alcançou 246,4 mil m<sup>3</sup>, aumento de 25,9% em relação ao volume importado no terceiro trimestre de 2018, de 195,7 mil m<sup>3</sup>, e volume 31% acima da nova quota de importação. Em julho o volume importado de etanol anidro foi de 96 mil m<sup>3</sup>, no mês de agosto foi de 84 mil m<sup>3</sup> e em setembro foi de 66 mil m<sup>3</sup>. No dia 31/08/2019, a política brasileira de importação de etanol estabelecida em 2017, que permitia a importação advinda dos Estados Unidos de 150 milhões de litro de etanol anidro por trimestre (600 milhões de litro por ano) sem a taxa de 20% foi modificada. A nova política aumentou a quota para 187,5 milhões de litro por trimestre (750 milhões de litros) e a taxa de 20% foi mantida.



<sup>51</sup> Única (2019). Acompanhamento quinzenal da safra na região Centro-Sul (Posição até 01/11/19). Disponível em: <http://unicadata.com.br/>.

**ÓLEO DIESEL S500**

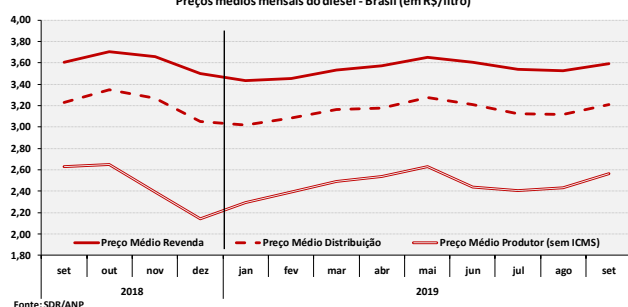
**Volume importado de diesel A no trimestre apresenta aumento de 74,70% em relação ao mesmo período de 2018**

No terceiro trimestre de 2019, os preços médios de revenda do óleo diesel S500 apresentaram recuo de 0,44%, para R\$ 3,608/litro, no final do mês de setembro. Essa variação foi composta de recuos nos meses de julho (-1,80%, para R\$ 3,543/litro) e agosto (-0,54%, para R\$ 3,524/litro) e elevação no mês de setembro (1,93%), tendência similar à verificada para os preços médios de distribuição. Na comparação com setembro de 2018, houve variação negativa de 0,36%. Na média trimestral, o preço de revenda entre julho e setembro, igual R\$ 3,553/litro, apresentou queda de 1,58% ante o período de abril a junho, quando negociado a R\$ 3,610/litro.

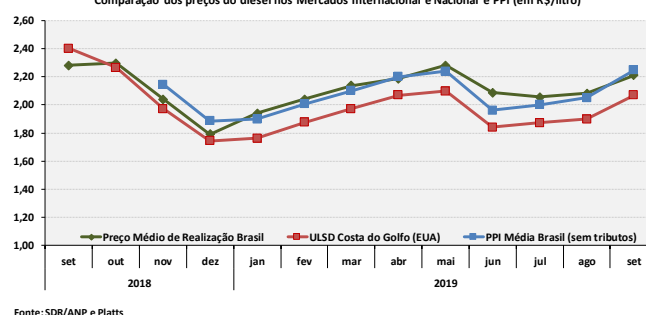
Na etapa de distribuição, o preço médio do óleo diesel apresentou variação positiva de 0,09% no trimestre, tendo passado de R\$ 3,210/litro em junho para R\$ 3,213/litro em setembro. Os meses de julho e agosto apresentaram variações mensais negativas (de 2,74% e 0,06%, com preços de comercialização de R\$ 3,122/litro e R\$ 3,120/litro, respectivamente), enquanto que o mês de setembro apresentou variação positiva de 2,98%. No comparativo entre set/2019 e set/2018 (R\$ 2,232/litro), o preço médio de distribuição apresentou recuo de 0,59%, equivalente a um recuo de R\$ 0,019/litro. Comparando-se a média trimestral de julho a setembro com a média entre abril e junho, houve recuo de 2,17% no preço médio de comercialização do combustível, de R\$ 3,222/litro para R\$ 3,152/litro.

O preço de produção do óleo diesel, na média nacional, passou de R\$ 2,449/litro em junho para R\$ 2,530/litro em setembro, registrando crescimento de 3,30% ao longo deste terceiro trimestre de 2019. No mês de julho, houve variação mensal negativa (de 1,15%, para R\$ 2,420/litro) e variação positiva nos meses de agosto (de 1,06%, para R\$ 2,446/litro) e setembro (de 3,41%, para R\$ 2,530/litro). Na comparação anual, o preço de produção em setembro variou negativamente em 4,35%, com baixa de R\$ 0,115/litro em relação ao mês de setembro de 2018 (R\$ 2,644/litro). Na média trimestral, o preço entre julho e setembro, de R\$ 2,465/litro, recuou 3,26% quando comparado com o 2º trimestre de 2019 (R\$ 2,548/litro).

Preços médios mensais do diesel - Brasil (em R\$/litro)



Comparação dos preços do diesel nos Mercados Internacional e Nacional e PPI (em R\$/litro)



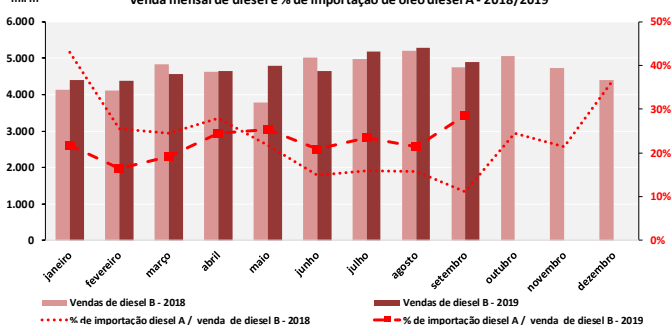
Com relação aos Preços de Paridade Internacional (PPI) do óleo diesel importado, o preço médio PPI nacional, calculado a partir da média simples dos preços médios PPI praticados nos diversos portos considerados, apresentou elevação de 14,52% no terceiro trimestre, na comparação com o trimestre anterior. Houve elevação do preço médio PPI de 1,94% em julho (para R\$ 2,000/litro), de 2,51% em agosto (para R\$ 2,0504/litro) e de 9,59% em setembro (para R\$ 2,2470/litro). A partir de agosto a metodologia utilizada para o cálculo do preço médio foi alterada, incluindo, além dos portos de Itaqui, Suape, Aratu, Santos e Paranaguá, também os portos de Manaus e Tramandaí. Importante observar que os preços médios PPI ficaram abaixo dos preços médios de realização (sem tributos), exceto nos meses de abril e setembro.

No que tange a composição do preço do diesel ao consumidor final, as margens brutas médias de revenda, de distribuição e as parcelas destinadas aos tributos federais e estaduais sofreram redução ao longo do terceiro trimestre. Por outro lado, as parcelas relativas aos preços de produção de óleo diesel A S500 e biodiesel registraram elevação. A margem bruta média de revenda encerrou o trimestre em 10,27% do preço final de comercialização na última semana do mês, enquanto que a margem bruta média de distribuição correspondia a 5,60% desse mesmo total no mesmo período. As parcelas de tributos federais e estaduais corresponderam a 22,57% do preço de revenda em setembro do ano corrente, e a soma dos preços de produção do óleo diesel A S500 e biodiesel contidos em 1 litro de combustível, a 61,57%.

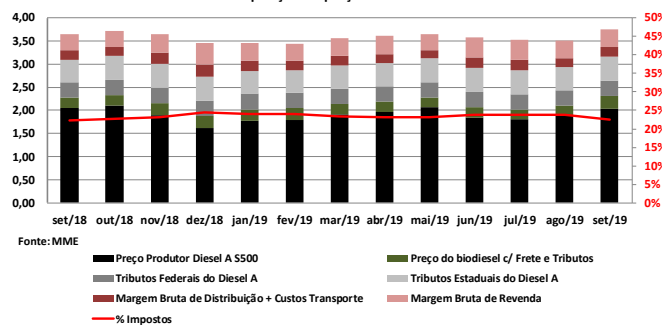
O volume total comercializado de diesel no terceiro trimestre de 2019 (15.362 mil m³) foi 8,92% superior ao registrado no trimestre imediatamente anterior (14.104 mil m³), e 2,83% superior ao observado no terceiro trimestre 2018 (14.940 mil m³).

O volume total importado de diesel A apresentou crescimento de 74,70% na comparação do terceiro trimestre de 2019 com o mesmo período do ano anterior. As importações corresponderam a 28,23% do diesel vendido em setembro de 2019, percentual superior ao verificado em junho de 2019 (20,95%) e em setembro de 2018 (10,80%).

Venda mensal de diesel e % de importação de óleo diesel A - 2018/2019



Composição do preço do diesel S500





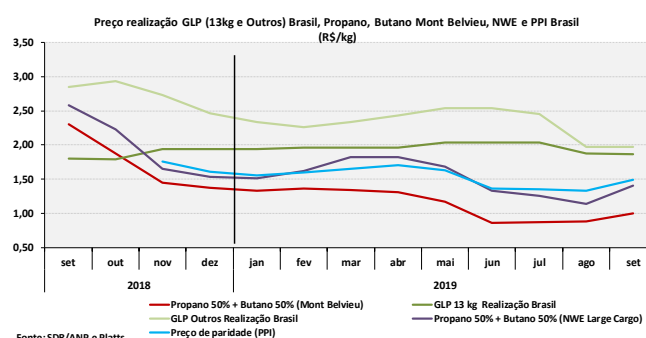
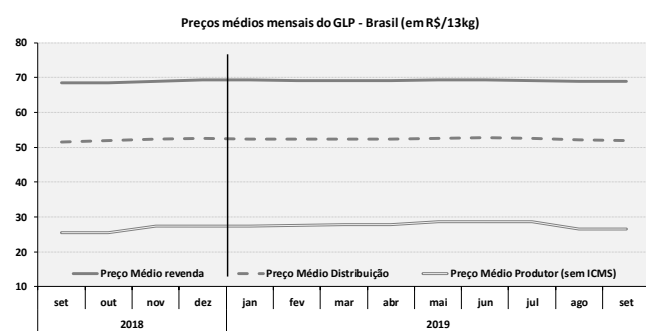
## GLP

**Preço do GLP P-13 na etapa de revenda sofre variação negativa 0,55% no trimestre, comercializado a R\$ 68,86/13kg**

O preço médio de revenda do GLP P-13 foi de R\$ 68,86/13kg no terceiro trimestre de 2019, variação negativa de 0,55% na comparação com o trimestre anterior. Os meses de julho e agosto registraram variações mensais negativas de 0,24% e 0,37%, respectivamente, e o mês de setembro, variação positiva de 0,05%. Na comparação anual, o preço de comercialização do GLP de uso residencial variou positivamente em 0,56% em relação a setembro de 2018. Em termos de médias trimestrais, houve um recuo de 0,41% no preço médio de revenda, negociado a R\$ 68,92/13kg no trimestre em análise, ante R\$ 69,20/13kg no trimestre imediatamente anterior.

O preço médio de distribuição do derivado apresentou queda de 1,43% na comparação do terceiro trimestre de 2019 com o trimestre imediatamente anterior, para R\$ 51,96 em setembro. Houve variações mensais negativas em julho (-0,29%), agosto (-0,65%) e setembro (-0,5%). Em termos de médias trimestrais, na comparação da média do terceiro trimestre de 2019 (R\$ 52,24/13kg) com a registrada para o trimestre imediatamente anterior (R\$ 52,53/13kg) houve variação negativa de 0,54%.

Na etapa de produção, o preço médio nacional do GLP comercializado no vasilhame de 13kg recuou de R\$ 28,68/13kg no mês de junho para R\$ 26,52/13kg em setembro, registrando queda de 7,54% no período. Na comparação mensal, o preço do produtor apresentou baixas de 0,13% em julho e de 7,35% em agosto, e relativa estabilidade em setembro, (-0,07%). Em 05 de agosto de 2019, a Petrobras anunciou que sua Diretoria Executiva aprovou revisão de sua política de preços do GLP de uso residencial, tendo como referência o preço de paridade de importação, que inclui o preço do GLP no mercado internacional (Golfo do México, por exemplo) acrescido dos custos do frete marítimo, despesas internas de transporte e uma margem para remuneração dos riscos inerentes à operação, e sem uma periodicidade definida.



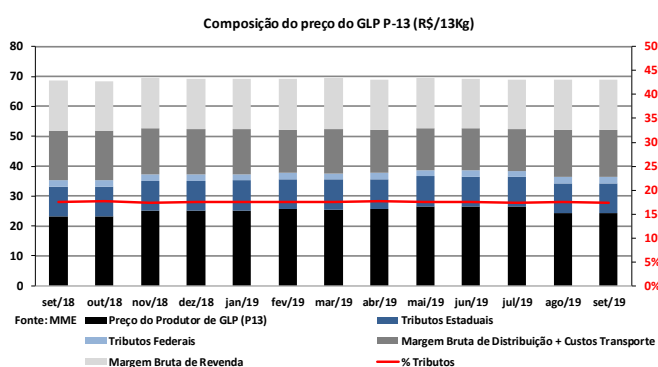
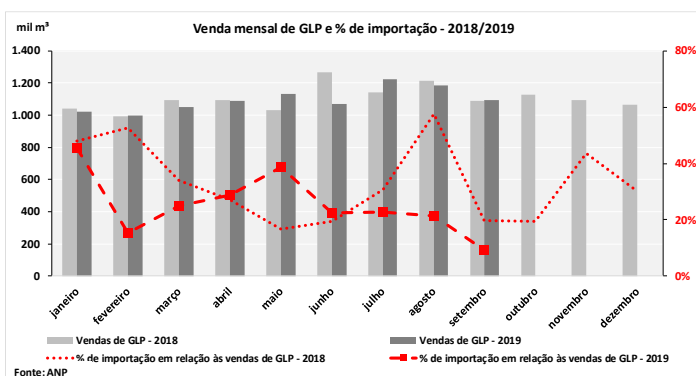
O preço de realização do GLP-13, que é o preço do produtor sem impostos, foi de R\$ 24,34/13kg para o mês de setembro de 2019 com uma variação negativa de -8,16% ao longo do trimestre (R\$ 26,50/13kg em junho). Quanto ao preço de paridade de importação (PPI), que leva em conta os terminais de Suape e Santos, em setembro o valor médio foi de R\$ 19,2043/13kg, 8,80% acima do valor de junho de 2019.

O preço de realização do GLP residencial em setembro no mercado nacional foi de R\$ 1,87/kg, enquanto que o preço do butano/propano no mercado europeu mais a margem 5% no mesmo período foi de R\$ 1,47/kg, o que representa um diferencial de 27,33%. Dessa forma, o preço de realização do GLP P-13, em setembro, foi 78,81% superior ao preço do butano/propano no mercado americano acrescido da margem de 5% (1,04/kg).

Houve redução da diferença entre o preço de GLP residencial e o preço do GLP industrial e comercial no trimestre. Em junho, o preço do GLP industrial e comercial se encontrava 20,40% (R\$ 0,4973/kg) acima do preço de realização do GLP P-13, em R\$/kg. Já em setembro, o diferencial registrado foi de 5,49%, equivalente a R\$ 0,103/kg.

Quanto à composição dos preços do GLP P-13, a margem bruta média de revenda variou em 2,62%, ao passo que a margem bruta média de distribuição registrou alta de 11,94% e os tributos estaduais apresentaram baixa de 0,98%. No mês de junho de 2019, a margem bruta de revenda representou 23,86% do preço final de comercialização e a margem bruta de distribuição representou 20,26% do mesmo, ao passo que os tributos federais e estaduais representaram 17,50% do preço final ao consumidor. Em setembro, as margens brutas de revenda e distribuição representaram, respectivamente, 22,73% e 24,54% do preço final de comercialização, enquanto que os tributos federais e estaduais corresponderam a 17,39% desse mesmo total.

O volume comercializado de GLP P-13 no terceiro trimestre de 2019 totalizou 2.449,1 mil m³, variação positiva de 3,22% em relação ao trimestre imediatamente anterior e variação negativa de 0,45% em relação ao terceiro trimestre de 2018. O total de vendas de GLP residencial no mês de setembro de 2019 recuou 7,81% na comparação com o mesmo período de 2018, atingindo menor valor dos últimos cinco anos para meses de setembro.





## PETRÓLEO

**Preços do petróleo encerram o terceiro trimestre abaixo daqueles praticados no mesmo período do ano anterior, mesmo após os ataques às refinarias da Arábia Saudita**

Conforme destacado no tema 2 deste Boletim, no dia 14 de setembro de 2019, o mercado de óleo bruto foi surpreendido pelo ataque às unidades de produção petrolíferas da Arábia Saudita, a qual afetou mais de 50% da produção do Reino e levou a disparada na cotação do barril de 11,82% e 13,69%, respectivamente para o Brent e o WTI, no primeiro dia de negociação após o ataque. Nos dias seguintes, na medida em que surgiam informações sobre a manutenção dos compromissos de exportação e da retomada da produção pela Saudi Aramco, os preços retornaram aos patamares anteriores ao ataque.

Por outro lado, incertezas sobre o crescimento econômico global devido a guerra comercial entre os Estados Unidos e a China pressionou o mercado de petróleo, aumentando o pessimismo em relação à demanda futura. Em 23/07, as previsões de crescimento da economia global para 2019 e 2020 foram revistas para baixo pelo FMI<sup>52</sup> pela quarta vez. A projeção de crescimento do PIB brasileiro para o ano de 2019 caiu de 2,1% para 0,8%, ao passo que a projeção para o ano de 2020 recuou de 2,5% para 2,4%. Já a previsão de crescimento para a economia mundial foi reduzida de 3,3% para 3,2% para 2019, e de 3,6% para 3,5% para 2020.

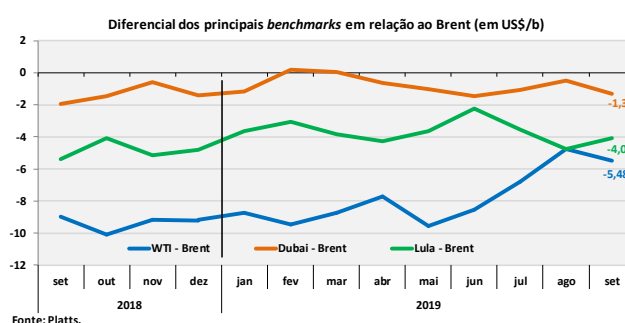
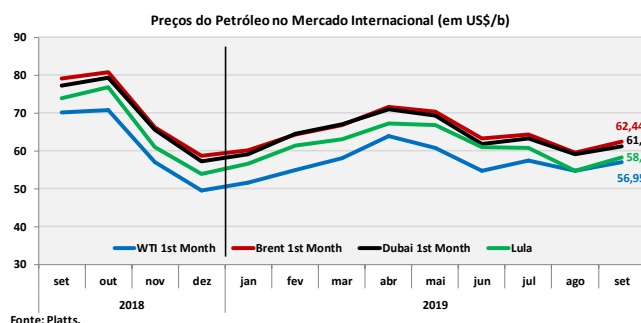
Ademais, no início de julho, os 24 países membros da OPEP e seus aliados (que inclui a Rússia), no grupo conhecido como OPEC+, anunciou que prolongou o acordo de limite de produção assinado em 2016 por mais nove meses, com o objetivo de reduzir a oferta acumulada de 1,2 milhão b/d em relação a outubro de 2018. Em julho, a produção total dos países membros da OPEP foi de 29,6 milhões b/d, com um corte de 246 mil b/d em relação ao mês de junho. Os maiores cortes da produção entre os membros da OPEP ocorreram na Arábia Saudita (-134 mil b/d) e Irã (-47 mil b/d)<sup>53</sup>.

Assim, no mês de julho, o preço médio do Brent apresentou aumento de 1,7% em relação ao mês anterior, enquanto o WTI teve uma elevação de 5,2% no mesmo período. No mês de agosto, as cotações do Brent e do WTI apresentaram recuo acentuado de 7,4% e 4,7%, respectivamente, atingindo a menor média em 7 meses. China e Estados Unidos buscaram uma reaproximação, em uma tentativa de reduzir as tensões provocadas pela guerra comercial entre os dois países. Contudo, esse arrefecimento nas disputas entre as duas potências não melhorou as perspectivas de um futuro sem conflitos comerciais e causou queda nos preços do petróleo.

Se os preços tiveram uma forte queda em agosto, na comparação com o mês anterior, esse panorama foi modificado com o choque de oferta ocorrido após o ataque terrorista na Arábia Saudita. Com isso, os preços do Brent e WTI, na média mensal de setembro, tiveram um aumento de 4,8% e 3,9%, respectivamente. Na segunda-feira, dia 16 de setembro, logo após a abertura do mercado londrino, a cotação do Brent chegou a subir mais de 18%, mas fechou o dia com uma elevação de 12,5%. Já no mercado norte-americano, o índice da cotação WTI no mercado encerrou o dia com um aumento de 14,7%, atingindo US\$ 62,9/barril<sup>54</sup>. Nos dias seguintes, os preços foram se estabilizando e já no último dia de setembro tinham alcançado cotações ligeiramente inferiores aos preços do dia 13 de setembro, dia útil anterior ao ataque terrorista.

Em relação ao mercado nacional, no terceiro trimestre de 2019, a produção nacional de petróleo foi de 2,9 milhões b/d, uma elevação de 14,6% em comparação ao mesmo período de 2018, quando alcançou 2,53 milhões b/d. As importações nacionais de petróleo foram de 195,11 mil b/d no terceiro trimestre de 2019, uma queda de 3,5% em relação ao mesmo período do ano anterior, quando alcançaram a marca de 202,13 mil b/d. Já as exportações caíram 22% nesse mesmo período, passando de 1,37 milhões de b/d em 2018 para 1,07 milhões de b/d em 2019. Vale ressaltar que o mês de setembro foi o único mês do trimestre a registrar variações anuais negativas em importações (-24%) e exportações (-6,9%).

No mês de julho, enquanto as outras cotações internacionais apresentavam variação positiva, o preço no campo de Lula<sup>55</sup> recuou 0,3%. Em agosto, todas as cotações apresentaram quedas elevadas, mas Lula teve a maior, com uma redução de preços de 9,8% em comparação ao mês anterior. Da mesma forma, no mês de setembro, quando todas as cotações subiram, o preço médio mensal em Lula apresentou variação superior aos outros indicadores, com 6,5% de alta. Ainda assim, em comparação com o mês de setembro de 2018, apesar do expressivo aumento mensal, a cotação média do campo de Lula recuou 20,9%. Com exceção do mês de agosto de 2019, quando a cotação média mensal de Lula esteve ligeiramente abaixo do WTI, ao longo dos últimos 12 meses, esta sempre esteve no intervalo acima do WTI e abaixo Brent e Dubai.



<sup>52</sup> FMI faz corte brusco na estimativa de crescimento da economia do Brasil em 2019, para 0,8%.

Expectativas para o crescimento mundial tiveram quarta queda, para 3,2%. Disponível em: <https://g1.globo.com/economia/noticia/2019/07/23/fmi-faz-corte-brusco-na-estimativa-de-crescimento-da-economia-do-brasil-em-2019-para-08percent.ghtml>.

<sup>53</sup> Produção de petróleo volta a cair em julho. Disponível em: [https://www.em.com.br/app/noticia/internacional/2019/08/16/interna\\_internacional.1077739/producao-de-petroleo-volta-a-cair-em-julho.shtml](https://www.em.com.br/app/noticia/internacional/2019/08/16/interna_internacional.1077739/producao-de-petroleo-volta-a-cair-em-julho.shtml).

<sup>54</sup> Baixa na produção: Ataques na Arábia Saudita provocam alta nos preços do petróleo. Disponível em: <http://agenciabrasil.ebc.com.br/internacional/noticia/2019-09/ataques-na-arabia-saudita-provocam-alta-nos-precos-do-petroleo>.

<sup>55</sup> Para este boletim, está sendo utilizado o preço de referência do petróleo extraído do campo de Lula para servir como parâmetro para os preços para Brasil.

## GÁS NATURAL

## Preços do Gás Natural registram baixas históricas nos três principais mercados de referência internacional

No terceiro trimestre de 2019, as cotações médias dos três principais mercados globais de gás natural alcançaram mínimas históricas: Henry Hub (EUA), US\$ 2,34/MMBTU; NBP (Reino Unido), US\$ 3,87/MMBTU, e; GNL Spot Japão/Coreia do Sul, US\$ 4,70/MMBTU. Em agosto, as cotações do Henry Hub e do GNL spot Japão/Coreia do Sul atingiram o menor valor médio mensal desde junho e maio de 2016, respectivamente, enquanto em junho, o NBP index alcançou a menor cotação média desde janeiro de 2010.

No mês de julho, essas cotações comportaram-se de maneira distinta em relação ao mês de junho. A média mensal do preço nos indicadores Henry Hub e GNL spot Japão/Coreia do Sul caiu 1,6% em relação ao mês anterior, enquanto que para o NBP index, houve um aumento de 1,9% no mesmo período. Ao compararmos os preços do terceiro trimestre de 2019 com aqueles do mesmo período de 2018, contudo, fica evidente uma queda acentuada nas cotações que o gás natural vem sofrendo.

Com relação ao mercado americano, a cotação do Henry Hub no mês de julho foi a menor em três anos até o momento, causando perdas para os produtores. Apesar de um ligeiro aumento na demanda por aquecimento no inverno 2018/19 em relação aos três anos anteriores, o preço do gás natural nos Estados Unidos recuou devido aos estoques elevados. No final do mês de junho, estoques subterrâneos de gás natural cresceram mais rapidamente, ou caíram mais lentamente, do que a média sazonal dos últimos cinco anos por 15 semanas consecutivas desde a metade de março. Pelo lado da demanda, um verão com temperaturas que não foram tão altas reduziu a procura por gás natural tanto para refrigeração como para a geração de energia. No primeiro trimestre de 2019, enquanto a produção de gás natural no mercado americano cresceu quase 13%, o consumo para a geração de energia cresceu abaixo de 7% em relação ao mesmo período do ano anterior<sup>56</sup>. Com a queda no preço do petróleo, a expectativa é que o número de sondas de perfuração diminua, conforme mostram os dados da Baker Hughes, reduzindo a produção de gás associado no futuro. Espera-se ainda que esse fenômeno, associado à redução da perfuração de novos poços de gás, ajude a reequilibrar o mercado no futuro e enxugar o excesso de oferta.

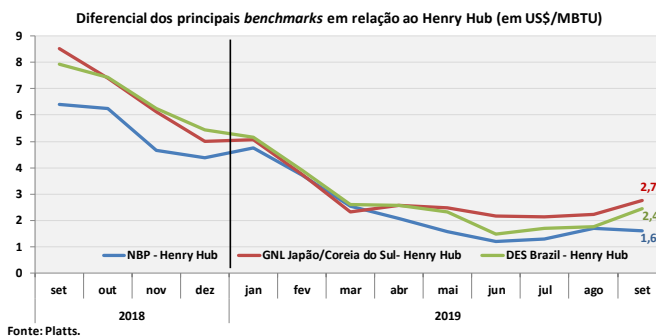
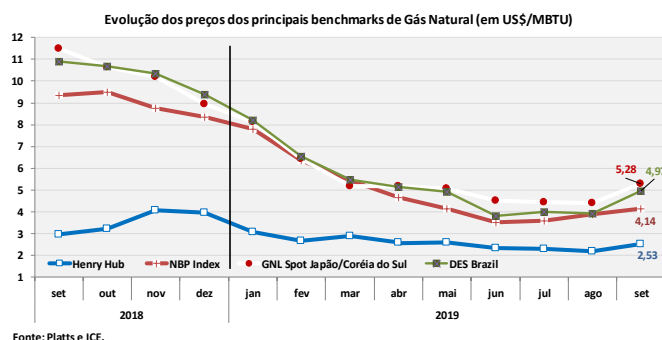
Os preços médios continuaram em queda no mês de agosto para os indicadores Henry Hub e GNL spot Japão/Coreia do Sul, com redução de 5,6% e 0,9%, respectivamente, em relação ao mês anterior. Em contrapartida, o preço médio do NBP Index, no mesmo mês, teve um aumento de 7,8% em relação a julho.

Em setembro, houve aumento significativo no preço médio dos três indicadores analisados, com as cotações do Henry Hub, NBP Index e GNL spot Japão/Coreia do Sul subindo 16,1%, 6,8% e 20,3%, respectivamente, na comparação com o mês de agosto. Apesar dos expressivos aumentos nos preços médios no mês de setembro, quando comparado ao mesmo período do ano anterior, as quedas nas cotações são expressivas. Em setembro, na comparação anual, os preços médios mensais do Henry Hub, NBP Index e GNL spot Japão/Coreia do Sul caíram 14,7%, 55,8% e 54,1%, respectivamente.

A produção brasileira de gás natural passou de 111,7 mil m³ no terceiro trimestre de 2018 para 128,8 mil m³ no mesmo período de 2019, um aumento de 15,3%. As importações de gás natural, nesse mesmo período, sofreram grande redução, passando de 42,1 mil m³/d em 2018 para 28,6 mil m³/d em 2019, uma queda de 32,1%. Vale ressaltar que, nessa mesma base de comparação, a produção industrial recuou 1,3%, de acordo com o IBGE, e a reinjeção de gás aumentou 22,7%.

O DES Brazil Netforward Month 1 – que pode ser usado com referência para o mercado brasileiro - acompanha, durante a maior parte do período, a cotação GNL Spot Japão/Coreia do Sul. Em junho, a cotação do DES Brazil atingiu o menor valor desde outubro de 2015, quando este índice foi criado pela Platts para referenciar o gás natural no Brasil. Em julho, a cotação subiu 4,5%, mas no mês seguinte, houve queda de 1,5%. Assim como ocorrido com outros indicadores, no mês de setembro o preço do gás natural DES Brazil apresentou elevação significativa, de 26,1%. Apesar da significativa elevação, a cotação encerrou setembro em patamar 54,4% inferior ao registrado em setembro de 2018.

Como a queda de preço médio mensal no Henry Hub foi inferior à ocorrida nas outras cotações para o gás natural, observa-se com clareza no gráfico que o diferencial de preços entre estes indicadores e os Henry Hub foi caindo ao longo do período analisado. Em junho, o diferencial de preços entre o Henry Hub e os três indicadores abordados nesse boletim atingiu o menor patamar dos últimos doze meses e, ainda que a partir de julho tenha voltado a subir, o diferencial de preços encontra-se em setembro bem abaixo do mesmo período do ano anterior.



<sup>56</sup> COLUMN-U.S. natural gas prices hit by cool start to summer: Kemp. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/usa-natgas-kemp/column-us-natural-gas-prices-hit-by-cool-start-to-summer-kemp-idUSL8N23Z4HX>

|                    |                                                   | Unidade    | jun/19 | jul/19 | ago/19 | set/19 | Variação %<br>(set-19/jun-19) | Variação % 12 meses<br>(set-19/set-18) |
|--------------------|---------------------------------------------------|------------|--------|--------|--------|--------|-------------------------------|----------------------------------------|
| <b>Petróleo</b>    | WTI 1st Month                                     | US\$/b     | 54,68  | 57,52  | 54,84  | 56,95  | 4,16%                         | -18,93%                                |
|                    | Brent 1st Month                                   | US\$/b     | 63,23  | 64,33  | 59,57  | 62,44  | -1,26%                        | -21,17%                                |
|                    | Dubai 1st Month                                   | US\$/b     | 61,76  | 63,25  | 59,11  | 61,12  | -1,04%                        | -20,88%                                |
|                    | Preço Campo de Lula                               | US\$/b     | 60,97  | 60,78  | 54,82  | 58,37  | -4,28%                        | -20,93%                                |
| <b>Gás Natural</b> | Henry Hub                                         | US\$/MMBTU | 2,34   | 2,31   | 2,18   | 2,53   | 7,92%                         | -14,68%                                |
|                    | NBP Index                                         | US\$/MBTU  | 3,53   | 3,60   | 3,88   | 4,14   | 17,26%                        | -55,79%                                |
|                    | GNL Spot Japão/ Coréia do Sul                     | US\$/MBTU  | 4,50   | 4,43   | 4,39   | 5,28   | 17,33%                        | -54,09%                                |
|                    | DES Brazil Netforward Month 1                     | US\$/MBTU  | 3,82   | 3,99   | 3,94   | 4,97   | 30,10%                        | -54,36%                                |
| <b>Gasolina</b>    | Preço Médio de Revenda                            | R\$/l      | 4,468  | 4,351  | 4,316  | 4,326  | -3,18%                        | -6,46%                                 |
|                    | Preço Médio do Distribuidor                       | R\$/l      | 4,004  | 3,893  | 3,862  | 3,878  | -3,15%                        | -7,60%                                 |
|                    | Preço Médio do Produtor (sem ICMS)                | R\$/l      | 2,685  | 2,601  | 2,572  | 2,645  | -1,52%                        | -15,55%                                |
|                    | Preço Médio de Realização (sem Tributos)          | R\$/l      | 1,793  | 1,709  | 1,680  | 1,752  | -2,28%                        | -21,75%                                |
|                    | PPI Média Brasil                                  | R\$/l      | 1,668  | 1,745  | 1,660  | 1,685  | 1,00%                         | -                                      |
| <b>Diesel</b>      | Preço Médio de Revenda                            | R\$/l      | 3,608  | 3,543  | 3,524  | 3,592  | -0,44%                        | -0,36%                                 |
|                    | Preço Médio do Distribuidor                       | R\$/l      | 3,210  | 3,122  | 3,120  | 3,213  | 0,09%                         | -0,59%                                 |
|                    | Preço Médio do Produtor* (sem ICMS)               | R\$/l      | 2,440  | 2,408  | 2,433  | 2,563  | 5,06%                         | -2,67%                                 |
|                    | Preço Médio de Realização (sem Tributos)          | R\$/l      | 2,088  | 2,056  | 2,082  | 2,211  | 5,91%                         | -3,08%                                 |
|                    | PPI Média Brasil                                  | R\$/l      | 1,962  | 2,000  | 2,050  | 2,247  | 14,52%                        | -                                      |
| <b>GLP</b>         | Preço Médio Revendedor P-13                       | R\$/13 kg  | 69,24  | 69,08  | 68,82  | 68,86  | -0,55%                        | 0,56%                                  |
|                    | Preço Médio Distribuidor P-13                     | R\$/13 kg  | 52,71  | 52,55  | 52,22  | 51,96  | -1,43%                        | 1,00%                                  |
|                    | Preço Médio Produtor P-13 (sem ICMS)              | R\$/13 kg  | 28,68  | 28,64  | 26,54  | 26,50  | -7,61%                        | 3,72%                                  |
|                    | Preço Médio de Realização P-13 (sem Tributos)     | R\$/kg     | 2,04   | 2,04   | 1,87   | 1,87   | -8,23%                        | 4,06%                                  |
|                    | Preço Médio de Realização P-Outros (sem Tributos) | R\$/kg     | 2,54   | 2,45   | 1,98   | 1,97   | -22,19%                       | -30,81%                                |
|                    | PPI Média Brasil                                  | R\$/kg     | 1,36   | 1,35   | 1,33   | 1,50   | 10,17%                        | -                                      |
| <b>Etanol</b>      | Preço de Revenda Brasil                           | R\$/l      | 2,819  | 2,776  | 2,829  | 2,851  | 1,14%                         | 1,89%                                  |
|                    | Preço Médio do Distribuidor Brasil                | R\$/l      | 2,458  | 2,453  | 2,517  | 2,521  | 2,56%                         | 3,83%                                  |
|                    | Preço Médio do Produtor Brasil (sem Tributos)     | R\$/l      | 1,751  | 1,799  | 1,856  | 1,847  | 5,50%                         | 1,71%                                  |
|                    | Preço Médio Etanol Anidro Chicago                 | R\$/l      | 1,573  | 1,491  | 1,446  | 1,515  | -3,65%                        | 9,16%                                  |

\* O preço médio do produtor calculado pela ANP inclui o PIS/Cofins e exclui o ICMS.

\*\* Este preço é publicado pelo CEPEA/USP e não inclui frete e impostos (sem PIS/Cofins).