

NÚMERO 03 – 2º SEMESTRE/2017

Superintendência de Petróleo / Diretoria de Estudos do Petróleo, Gás e Biocombustíveis

URL: <http://www.epe.gov.br> | E-mail: boletimpetroleo@epe.gov.br

Escritório Central: Av. Rio Branco, nº 1 - 11º Andar - CEP 20.090-003 - Rio de Janeiro/RJ



PANORAMA DA INDÚSTRIA DO PETRÓLEO NO OESTE DA ÁFRICA



Os países do Oeste da África são *players* importantes no mercado internacional de petróleo, em especial a Nigéria e a Angola. A produção na região ganhou fôlego a partir da década de 2000 com o desenvolvimento de campos *offshore* em águas profundas. Recentemente, descobertas no pré-sal africano criaram expectativas positivas que elevam a importância do Oeste da África para a indústria mundial do petróleo. **Página 2**

FATOS RELEVANTES

JUNHO – DEZEMBRO 2017

Entre os principais aspectos que influenciaram a indústria petrolífera mundial estão questões geopolíticas, a ampliação dos investimentos, reformas no setor energético e a extensão dos cortes de produção. **Página 5**

CONJUNTURA INTERNACIONAL

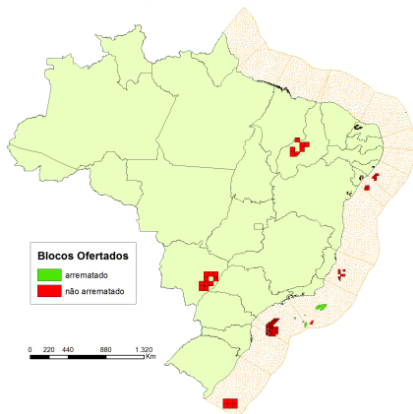
Elementos geopolíticos, bem como o aumento da demanda de petróleo desassociado de uma elevação equivalente da oferta, aliados aos cortes promovidos pela Opep e Rússia, contribuíram para a alta do preço do petróleo no mercado internacional. Tal elevação é vantajosa para os produtores de petróleo, especialmente os de recursos não convencionais norte americanos, que estruturaram e realinharam seus projetos, aumentando o poder de contestação ante a Opep. Destaca-se a retomada gradual dos investimentos e a disputa dos países pelos mesmos. **Página 9**

ESTATÍSTICAS

Sobre a indústria petrolífera internacional, são ilustrados os balanços regionais e global, o comércio internacional e os estoques de petróleo. Destacam-se os principais números do setor, as rodadas de licitações planejadas para 2018 e evolução das produções de petróleo em países selecionados. Na parte nacional, são apresentados o balanço de petróleo, o cronograma de licitações do setor, os planos de investimentos e as projeções oficiais para o mercado de petróleo e derivados. **Página 15**

CONJUNTURA BRASIL

Blocos Ofertados e Arrematados em 2017



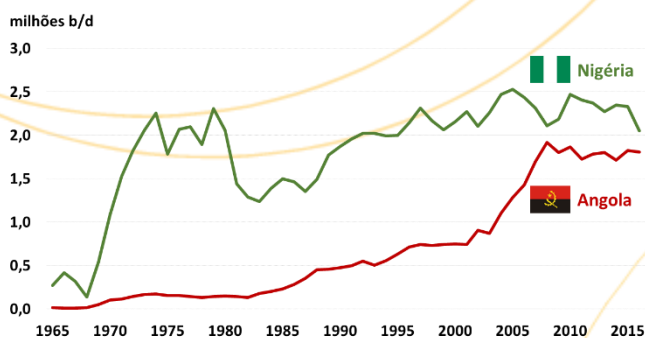
A continuidade das reformas, a redução de encargos, a flexibilização de exigências e as sinalizações positivas dadas por decisões e iniciativas do Governo, Congresso Nacional e TCU, criaram um ambiente favorável à atração de investimentos privados. Essas mudanças permitiram um aumento da confiança, resultando em leilões de campos petrolíferos bem sucedidos, em acordos de cooperação e na aquisição de ativos por estrangeiros. Esses resultados sinalizam a continuidade do crescimento do setor petrolífero brasileiro. **Página 11**

I. PANORAMA DA INDÚSTRIA DE PETRÓLEO NO OESTE DA ÁFRICA

Dotado de muitas riquezas naturais, o Oeste da África é uma importante região para a indústria petrolífera, sendo responsável pela produção de 4,8 milhões b/d em 2016, o que representa cerca de 60% da produção do continente africano e 5% da produção mundial, embora represente pouco menos de 1% da atividade econômica mundial (BP, 2017a; The World Bank, 2017).

A importância do Oeste da África para a indústria mundial do petróleo já poderia ser exemplificada pela participação de quatro países – Angola, Gabão, Guiné Equatorial e Nigéria – como membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep), mas foi ampliada a partir das descobertas recentes de recursos de petróleo na nova fronteira do pré-sal africano. Os maiores produtores de petróleo da região são a Nigéria e a Angola, com uma produção atual de 2,1 milhões b/d e 1,8 milhão b/d respectivamente, conforme apresentado no Gráfico 1. Os demais países da Costa Oeste da África que apresentam uma produção considerável de petróleo, entre 100 e 300 mil b/d, são Camarões, Gabão, Gana, Guiné Equatorial e República do Congo (BP, 2017a; EIA, 2017a).

Gráfico 1: Produção de petróleo na Angola e Nigéria



Fonte: BP (2017a).

Os países do oeste africano são dependentes das receitas de petróleo¹, visto que exportam uma parte considerável da sua produção por possuírem um pequeno consumo interno de derivados de petróleo. A própria infraestrutura de refino é bastante precária, visto que Angola, Camarões, Gabão e República do Congo possuem uma única refinaria em operação, enquanto a Nigéria possui apenas três, mas que operam a níveis extremamente baixos² (Oil & Gas Journal, 2016). Logo, muitos destes países acabam sendo, na realidade, importadores de derivados.

¹ Em 2016, Angola e Nigéria auferiram receitas de US\$ 25,9 bilhões e US\$ 27,8 bilhões com exportações de petróleo e gás natural, o que corresponde a 100% e 80% das receitas totais de exportação de cada país, respectivamente (OPEC, 2017).

² As três refinarias nigerianas operaram abaixo de 10% de sua capacidade máxima de processamento nos anos de 2014 e 2015 (NNPC, 2016a).

Atualmente, as reservas provadas de petróleo do Oeste da África são de aproximadamente 53 bilhões de barris, e estão concentradas na Nigéria (37 bilhões de barris) e na Angola (12 bilhões de barris) (BP, 2017a). Um dos grandes desafios enfrentados por esses países, embora possuam recursos naturais a serem explorados, é a fragilidade institucional e baixa estabilidade política.

A produção de petróleo na Costa Oeste da África teve origem na década de 1950, quando os países da região ainda se encontravam sob o domínio colonial de países europeus e as economias se concentravam nas exportações de produtos agrícolas e minerais. Nas décadas de 1960 e 1970, esses países se tornaram nações independentes e a indústria do petróleo passou a desempenhar um papel central na sustentabilidade político-econômica dos governos. Essa dependência desencadeou processos de nacionalização da indústria com a criação de grandes empresas nacionais de petróleo, como a Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola (Sonangol) em 1976 e a Nigerian National Petroleum Corporation (NNPC) em 1977.

Inicialmente, a produção de petróleo nos países do Oeste da África se desenvolveu em campos terrestres e em águas rasas. Na Nigéria, por exemplo, a maior parte da produção era oriunda de campos *onshore* localizados no Delta do Níger, enquanto na Angola os principais campos de produção se localizavam em águas rasas na costa da província de Cabinda³. Esse perfil de produção perdurou até a década de 1990, quando grandes descobertas *offshore* em águas profundas e ultraprofundas alteraram o perfil de produção desses países.

Na Angola, o início da produção no campo de Girassol em 2001 foi um marco para o desenvolvimento de campos em águas profundas no Oeste da África. Nos anos seguintes, o início da produção dos campos gigantes de Kizomba em 2004 e de Dalia em 2006, e do projeto de Greater Plutonio em 2007, também contribuíram significativamente para o aumento da produção de petróleo no país⁴. Como consequência, entre 2002 e 2008, a Angola observou uma elevação substancial de 0,9 para 1,9 milhão b/d, conforme indicado no Gráfico 1.

³ A província de Cabinda é um enclave angolano entre a República do Congo e a República Democrática do Congo, e a delimitação das fronteiras é alvo constante de disputa entre esses países.

⁴ Os campos de Girassol e de Dalia são operados pela Total e possuem reservas de 630 milhões e 1,0 bilhão de barris de petróleo, respectivamente. O campo gigante de Kizomba é operado pela ExxonMobil, possui reservas de 3,5 bilhões de barris de petróleo e atualmente produz cerca de 500 mil b/d. Por sua vez, o projeto Greater Plutonio consiste em cinco campos operados pela BP com uma produção de 240 mil b/d e reservas de 750 milhões de barris de petróleo (BP, 2017b; Sonangol, 2017).

Com um crescimento médio de produção de 14% a.a., a Angola tornou-se o 2º maior produtor de petróleo da África. Recentemente, projetos em águas profundas e ultraprofundas, como o PSVM em 2012 e o CLOV em 2014⁵, entraram em operação e contribuíram para a manutenção da produção de petróleo angolana, em oposição ao declínio natural nos campos de águas rasas. Com isso, cerca de 80% da produção de petróleo do país é oriunda atualmente de campos *offshore* em águas profundas e ultraprofundas (EIA, 2016a), sendo as principais empresas operadoras desses campos a Total, a ExxonMobil e a BP.

Da mesma forma, a Nigéria está focando as suas atividades de exploração em campos *offshore* de águas profundas e ultraprofundas. No entanto, os motivos para essa diversificação da produção são mais amplos. As atividades *onshore* no Delta do Níger são alvos constantes de grupos locais que cobiçam uma parte da riqueza gerada, promovendo ataques e sabotagens na infraestrutura de produção e de transporte com o objetivo de roubar uma parte do petróleo produzido. Essa prática, conhecida como *bunkering*, se tornou especialmente crítica a partir de 2005, quando a Nigéria atingiu o seu pico histórico de produção de 2,5 milhões b/d de petróleo (Gráfico 1). Estima-se que, no auge dos ataques, mais de 1,0 milhão b/d de petróleo foram desviados. Em 2008, a produção nigeriana declinou para 2,1 milhões b/d⁶ (Yergin, 2014). Além disso, os conflitos entre diferentes grupos étnicos e religiosos, a falta de transparência e as tensões entre as esferas de governo na distribuição das receitas de petróleo e os severos impactos ambientais provocados pela atividade petrolífera na região criaram um ambiente frágil, instável e inseguro no Delta do Níger. Conseqüentemente, multinacionais como Shell, Total, Eni, Chevron e ConocoPhillips decidiram vender os seus ativos *onshore* e de águas rasas, direcionando os seus investimentos para projetos *offshore* em águas profundas. Para fomentar esses investimentos e para diversificar a localização dos campos, o governo nigeriano ofereceu contratos atrativos de partilha de produção em que as multinacionais receberiam uma participação maior das receitas em função da profundidade da exploração. Os termos desses contratos se mostraram mais vantajosos do que os acordos de *joint ventures*

com a NNPC, regime fiscal tipicamente adotado nos projetos *onshore* e de águas rasas no país (EIA, 2016b).

Diante desse quadro, a Nigéria observou um aumento significativo na produção de petróleo em águas profundas, tornando o Delta do Níger cada vez menos relevante para a indústria de petróleo do país. O campo gigante de Bonga entrou em operação em 2005 e foi o primeiro projeto na Nigéria com profundidade superior a mil metros. Nos anos seguintes, o início da operação dos campos de Erha em 2006, Agbami em 2008, Akpo em 2009 e Usan em 2012 contribuíram para a Nigéria alcançar uma produção de cerca de 1,0 milhão b/d de petróleo em campos *offshore* de águas profundas⁷, compensando o declínio da produção em campos *onshore* e de águas rasas. Com isso, cerca de 50% da produção de petróleo nigeriana é oriunda atualmente de campos *offshore* em águas profundas e ultraprofundas (NNPC, 2016b). Contudo, a perspectiva de uma reforma no arcabouço regulatório do setor de petróleo na Nigéria, por meio de um novo conjunto de leis (*Petroleum Industry Bill*)⁸, tem gerado incertezas entre os agentes e contribuído para a postergação de investimentos em novos projetos *offshore*. Esses atrasos podem comprometer o crescimento da produção em águas profundas nos próximos anos, uma vez que rodadas de licitações não são realizadas no país desde 2007, impactando severamente a manutenção da produção total no patamar de 2,0 milhões b/d (EIA, 2016b).

O perfil de produção dos demais países do Oeste da África também é majoritariamente *offshore* (com exceção do Gabão). O campo de Zafiro na Guiné Equatorial entrou em operação em 1996, sendo o primeiro em águas profundas a ser produzido em toda a costa Oeste da África. Após alcançar um pico de 280 mil b/d em 2004, a produção do campo vem declinando, atingindo cerca de 80 mil b/d em 2016 (EIA, 2017b). Na República do Congo, o primeiro campo de águas profundas, Moho-Bilondo, entrou em operação em 2008 com

⁵ O projeto PSVM (Plutão, Saturno, Vênus e Marte) é operado pela BP e produz 150 mil b/d, enquanto o projeto CLOV (Cravo, Lírio, Orquídea e Violeta) é operado pela Total e produz 160 mil b/d (BP, 2017b; Sonangol, 2017).

⁶ Diversas tentativas de acordo com esses grupos foram realizadas por parte do governo nigeriano, contudo, apenas no final de 2009, com a implantação do Programa de Anistia do Delta do Níger, os militantes chegaram a um acordo pelo qual entregaram armas em troca de pagamentos em dinheiro e oportunidades de treinamento. Nos anos seguintes ao acordo, os ataques continuaram, porém, em menor frequência, o que permitiu uma recuperação parcial da produção de petróleo do país (EIA, 2016b).

⁷ O campo gigante de Bonga é operado pela Shell, possui reservas de 1,5 bilhão de barris e produz 225 mil b/d. A ExxonMobil opera o campo de Erha, que possui reservas de 500 milhões de barris e produz cerca de 150 mil b/d. O campo de maior produção da Nigéria atualmente, com cerca de 240 mil b/d, é Agbami, sendo operado pela Chevron e com reservas de 1,0 bilhão de barris. Por fim, a Total opera os campos de Akpo e Usan que possuem reservas de 600 milhões e 500 milhões de barris e produzem cerca de 150 mil e 110 mil b/d, respectivamente (Chevron, 2017; ExxonMobil, 2017; NNPC, 2016a; Shell, 2017).

⁸ Após mais de uma década de discussão, o Governo Nigeriano decidiu dividir a *Petroleum Industry Bill* (PIB) em uma série de leis sobre aspectos específicos da indústria do petróleo. A *Petroleum Industry Governance Bill* (PIGB) foi a primeira lei no âmbito da PIB aprovada no Senado Nigeriano em maio de 2017. A nova lei, que ainda precisa de aprovação na Câmara dos Deputados (*House of Representatives*) e sanção do Presidente, estabelece a criação de diversas instituições governamentais no setor de petróleo, como uma agência nacional de regulação (*The National Petroleum Regulatory Commission*, NPRC), com objetivo de construir um ambiente de negócios mais atrativo, com transparência e eficiência, gerando mais valor para o país. As demais leis do PIB, *Petroleum Industry Administration Bill*, *Petroleum Industry Fiscal Bill* e *Petroleum Host Community Bill*, encontram-se em discussão no Senado (KPMG, 2017).

uma produção de petróleo de cerca de 90 mil b/d, sendo o principal responsável pelo aumento na produção do país de 224 mil b/d em 2007 para 314 mil b/d em 2010. No entanto, ao longo dos últimos anos, a produção de Moho-Bilondo, e da República do Congo como um todo, tem diminuído em função do declínio natural dos campos. A manutenção dessa tendência é esperada no curto prazo, como resultado de baixos investimentos em desenvolvimento da produção nos últimos anos (BP, 2017a; EIA, 2014).

Mais recentemente, os países do Oeste da África têm desbravado novas fronteiras de produção de petróleo. A costa africana entre o Gabão e a Angola compartilha características geológicas análogas às Bacias de Campos e de Santos, na costa brasileira, em função da separação dos dois continentes há cerca de 150 milhões de anos. Tais similaridades fazem com que essa região apresente um grande potencial de produção de petróleo no pré-sal africano.

Na Angola, embora as primeiras descobertas no pré-sal reportem à 1983, as atividades se intensificaram a partir de 2011 quando o Governo Angolano concedeu 11 blocos do pré-sal na Bacia de Kwanza para diversas multinacionais – incluindo BP, ConocoPhillips, Petrobras, Statoil e Total. A Maersk Oil fez a primeira descoberta em 2012 no campo de Azul localizado no Bloco 23 da costa angolana, enquanto a Cobalt foi responsável pelos maiores sucessos na exploração do pré-sal na Angola entre 2012 e 2014, com múltiplas descobertas nos Blocos 20 e 21 (Cameia, Mavinga, Lontra, Bicuar e Orca). Em 2015, a empresa declarou comercialidade dos blocos de Cameia e Orca⁹. Em 2014, a Repsol anunciou a descoberta de petróleo no pré-sal no Bloco 22, em uma perfuração conhecida como Locosso. Em seguida, o Governo Angolano listou 10 blocos *onshore* nas Bacias de Kwanza e do Baixo Congo em 2015, e 15 blocos *onshore* nas Bacias do Namibe e do Baixo Congo em 2016, em que acredita possuir potencial de recursos de petróleo no pré-sal. Em 2016, a Sonangol anunciou a descoberta de gás natural em Zalophus1, no pré-sal do Bloco 20, com reservas estimadas de mais de 800 milhões de barris de óleo equivalente (Corkin, 2017; EIA, 2016c). Da mesma forma, diversas descobertas de petróleo e gás natural no pré-sal foram anunciadas na República do Congo e no Gabão a partir de 2013, como o campo de Diaba pela Total, o campo de Leopard pela Shell e os campos de Nyonie Deep, Minsala Marine e Nkala Marine pela Eni (EIA, 2016d; Eni, 2014, 2015). No entanto, os resultados obtidos até o momento com a exploração no pré-sal

africano encontram-se abaixo da expectativa criada inicialmente, visto que muitas campanhas de exploração apresentaram insucesso e muitas descobertas não se mostraram comercialmente viáveis.

Portanto, o desafio dos países do Oeste da África consiste em expandir o desenvolvimento do potencial *offshore* no pré-sal e em águas profundas e ultraprofundas, cujos projetos possuem um dos maiores custos de *breakeven* da indústria do petróleo, uma vez que os investimentos são vultosos e as complexidades geológicas são imensas, tornando a exploração mais desafiadora. Nesse contexto, os países dessa região devem necessitar cada vez mais da *expertise* tecnológica e da capacidade financeira das multinacionais do petróleo para realizar as oportunidades de desenvolvimento. Porém, o ambiente de preços de petróleo desde 2014 trouxe, como consequência, a redução e postergação de investimentos em blocos do pré-sal africano, mesmo em projetos aprovados, o que ilustra os grandes desafios da indústria de petróleo da região.

Por fim, a produção *offshore* em águas profundas e as descobertas no pré-sal africano criaram expectativas positivas de recursos potenciais que podem elevar significativamente a importância do Oeste da África para a indústria mundial do petróleo. Em especial, o sucesso do desenvolvimento do pré-sal brasileiro alimenta as expectativas de uma área bastante promissora, apesar das incertezas características dos países africanos. Além disso, a situação atual da indústria petrolífera mundial, em destaque na seção *Conjuntura Internacional*, indica que serão necessárias amplas reformas para atrair os investimentos necessários para o desenvolvimento da produção nessa região, especialmente pela concorrência de outras áreas de fronteira exploratória.

Referências

- 1) BP, (2017a). *Statistical Review of World Energy 2017*. Disponível em: <http://www.bp.com/>.
- 2) _____. (2017b). *Our Operations Angola*. Disponível em: https://www.bp.com/en_za/southern-africa/bp-in-southern-africa/Angola.
- 3) BUSINESS WIRE, (2017). *Sonangol and Cobalt Announce US\$500 Million Settlement*. Disponível em: <https://www.businesswire.com/news/home/20171219006293/en/Sonangol-Cobalt-Announce-US500-Million-Settlement>.
- 4) CHEVRON, (2017). *Nigeria highlights of operations*. Disponível em: <https://www.chevron.com/worldwide/nigeria>.
- 5) CORKIN, L. (2017). *After the boom: Angola's recurring oil challenges in a new context*. The Oxford Institute for Energy Studies. Disponível em: <https://www.oxfordenergy.org/publications/boom-angolas-recurring-oil-challenges-new-context/>.
- 6) EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2014). *Congo (Brazzaville)*. Country Analysis Brief. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=COG>.
- 7) _____. (2016a). *Offshore oil production in deepwater and ultra-deepwater is increasing*. Today in Energy. Disponível em: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28552>.
- 8) _____. (2016b). *Nigeria*. Country Analysis Brief. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=NGA>.
- 9) _____. (2016c). *Angola*. Country Analysis Brief. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=AGO>.
- 10) _____. (2016d). *Gabon*. Country Analysis Brief. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=GAB>.

⁹ A Cobalt negociou os seus ativos nos Blocos 20 e 21 com a Sonangol em 2015. A longa e conturbada negociação só terminou em dezembro de 2017, após um processo de arbitragem, onde a Sonangol aceitou pagar US\$ 500 milhões à Cobalt (Business Wire, 2017).

- 11) _____, (2017a). *International Energy Statistics*. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/>.
- 12) _____, (2017b). *Equatorial Guinea*. U.S. Energy Information Administration: Country Analysis Brief. Disponível em: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=GNQ>.
- 13) ENI, (2014). *New significant oil discovery in the offshore of Congo*. Disponível em: https://www.eni.com/en_IT/media/2014/10/eni-new-significant-oil-discovery-in-the-offshore-of-congo.
- 14) _____, (2015). *Eni makes a new discovery offshore Congo*. Disponível em: https://www.eni.com/en_IT/media/2015/11/eni-makes-a-new-discovery-offshore-congo.
- 15) EXXONMOBIL, (2017). *Esso Exploration and Production Nigeria Ltd. (EEPNL)*. Disponível em: <http://corporate.exxonmobil.com/en/company/worldwide-operations/locations/nigeria/about/eepln-overview>.
- 16) KPMG, (2017). *The Petroleum Industry Governance Bill*. Newsletter, June 2017. Disponível em: <https://home.kpmg.com/ng/en/home/insights/2017/05/the-petroleum-industry-governance-bill.html>.
- 17) NNPC. NIGERIAN NATIONAL PETROLEUM CORPORATION, (2016a). *2015 Annual Statistical Bulletin*. Disponível em: <http://nnpcgroup.com/>.
- 18) _____, (2016b). *May 2016 Petroleum Information*. Disponível em: <http://nnpcgroup.com/>.
- 19) OIL & GAS JOURNAL, (2016). *2016 Worldwide Refinery Survey*.
- 20) OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2017). *OPEC Annual Statistical Bulletin 2017*. Disponível em: <http://www.opec.org/>.
- 21) SHELL, (2017). *Unlocking Nigeria's potential in deep water*. Shell in Nigeria: Briefing Notes. Disponível em: <http://www.shell.com/ng/media/nigeria-reports-and-publications-briefing-notes/potential-in-deep-water.html>.
- 22) SONANGOL, (2017). *Offshore E&P*. Sociedade Nacional de Combustíveis de Angola. Disponível em: <http://www.sonangol.co.ao/>.
- 23) THE WORLD BANK, (2017). *DataBank, World Development Indicators*. Disponível em: <http://databank.worldbank.org/data/>.
- 24) YERGIN, D. (2014). *A busca: energia, segurança e reconstrução do mundo moderno*. Editora Intrínseca, 1ª edição.

II. FATOS RELEVANTES (JUNHO 2017 – DEZEMBRO 2017)

■ JUNHO/2017

- **Brasil:** A Petrobras anunciou quatro novas plataformas na Bacia de Campos para revitalizar o campo de Marlim e conter o declínio da produção da Bacia de Campos. A empresa também aumentou a frequência de ajustes nos preços domésticos dos derivados;
- **Brasil:** O CNPE aprovou as diretrizes gerais para a Política de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, que visa estimular a produção, garantir o abastecimento e promover o desenvolvimento de um mercado competitivo;
- **Brasil:** ANP publicou nota técnica propondo a adoção de novas diretrizes relativas ao conteúdo local nos contratos de rodadas anteriores. A nota propôs a adoção dos percentuais previstos para a 14ª Rodada, consideravelmente inferiores aos adotados anteriormente;
- **Catar:** Alguns dos principais países árabes, entre eles Arábia Saudita, Egito, EAU e Bahrein, estabeleceram um embargo ao país, em parte, devido ao estreitamento de relações com o Irã e a Turquia;
- **China:** Entrou em operação um oleoduto ligando terminais petrolíferos a refinarias independentes (*teapots*) com capacidade de 608 mil b/d, com uma expansão para 1,2 milhão b/d ainda em construção;
- **EUA:** O presidente Donald Trump anuncia a retirada do país do Acordo Climático de Paris;
- **Nigéria:** A NNPC, estatal petrolífera nigeriana, assinou um acordo com a Schlumberger para prover US\$ 700 milhões no desenvolvimento de dois novos campos em águas rasas;
- **Arábia Saudita:** O príncipe Mohammed bin Salman Al Saud (MbS) substituiu seu primo Muhammed bin Nayef como herdeiro do trono. Trata-se de mais uma mudança que rompe com as tradições, concentrando mais o poder e causando uma potencial instabilidade no reino;
- **Arábia Saudita:** O governo cortou o imposto de renda da Saudi Aramco de 85% para 50%, com intuito de atrair investidores para o IPO previsto para 2018;
- **Curdistão (Iraque):** Rosneft assinou um acordo de partilha para desenvolver cinco campos em região controlada pelo governo curdo;
- **Iraque:** O exército iraquiano capturou a cidade de Mossul, marcando o fim do califado do Estado Islâmico (EI) no Iraque;

- **Guiana:** ExxonMobil aprovou investimento de US\$ 4,4 bilhões no campo Liza, cuja primeira fase deve produzir 120 mil b/d a partir de 2020. Esse foi o quinto projeto em águas profundas aprovado até o momento no país;
 - **Índia:** Rosneft entrou em acordo com credores, e conseguiu completar a aquisição de 49% da Essar Oil por US\$ 13 bilhões.
- ### ■ JULHO/2017
- **Líbia:** O primeiro ministro do conselho presidencial líbio (PC), Fayiz Serraj, e o líder do exército nacional líbio (LNA), Khalifa Haftar, concordaram com um cessar fogo e se comprometeram com um plano para tentar resolver os problemas políticos do país e permitir eleições parlamentares e presidenciais;
 - **Empresas de Serviços de Petróleo (Oil Field Service - OFS):** Baker Hughes e a divisão de petróleo e gás natural da General Electric se fundiram, formando a segunda maior OFS do mundo depois da Schlumberger. O setor tem passado por uma onda de fusões desde a crise de 2014;
 - **Irã:** Total assinou acordo com Teerã para desenvolver a fase 11 de South Pars, maior campo de gás do mundo. Esse é o primeiro investimento por uma *major* no Irã desde o fim das sanções. O projeto prevê abastecer o mercado interno iraniano a partir de 2021;
 - **Catar:** O país anunciou planos para expandir em 20% a produção de seu campo gigante North Field, campo esse dividido com o South Pars iraniano. A capacidade de exportação de GNL pode subir de 77 para 100 milhões de toneladas por ano;
 - **Catar:** Total concordou em investir US\$ 3,5 bilhões no campo *offshore* de Al Shaheen, e espera produzir até 300 mil b/d;
 - **Volvo:** A empresa anunciou planos de reduzir gradativamente fabricação de veículos movidos à combustão interna, com todos os carros da montadora tendo pelo menos um motor elétrico a partir de 2019;
 - **México:** Premier Oil anuncia descoberta de um reservatório contendo entre 1,4 e 2,0 bilhões de barris. Essa foi a primeira descoberta por uma empresa que não a estatal Pemex em quase 80 anos;
 - **México:** Realizado um leilão de águas rasas *onshore*, em que 21 dos 24 blocos ofertados foram arrematados;

- **EAU:** A estatal Adnoc anunciou um programa de desinvestimentos e IPOs em busca de uma maior participação de operadores privados no setor petrolífero;
 - **Oriente Médio:** O número de sondas de perfuração atingiu o valor mais alto dos últimos 18 meses, com 406 sondas ativas;
 - **Equador:** Apesar de produções acima de cotas estabelecidas pela Opep serem relativamente frequentes, essa foi a primeira vez que um país (Equador) anunciou publicamente que não respeitaria as cotas, colocando em dúvida a capacidade da Opep em manter os cortes;
 - **OFS:** A empresa norte-americana Schlumberger NV anunciou a compra de 51% da empresa russa Eurasia Drilling, estendendo a aliança estratégica existente entre as empresas desde 2011. A compra ainda precisa de aprovação dos órgãos reguladores;
 - **Libia:** A produção do país atingiu a marca de 1,1 milhão b/d produzidos. Essa foi a primeira vez desde 2013 que o país teve uma produção mensal acima de 1,0 milhão b/d;
 - **Reino Unido:** O governo anunciou que banirá veículos a gasolina e a *diesel* a partir de 2040;
 - **Mar do Sul da China:** Após ameaças chinesas, o Vietnã interrompe a exploração em águas territoriais vietnamitas reivindicadas pelos chineses;
 - **Guiana:** ExxonMobil encontrou petróleo no poço de avaliação Payara-2 num patamar de 500 milhões de barris. O poço está a 19 km da descoberta de Liza;
 - **Venezuela:** O país organiza votações para uma assembleia constituinte, com a situação indicando os membros;
 - **EUA:** O senado do país passou uma legislação aprovando sanções contra a Rússia e retirando do presidente o poder de remover as sanções unilateralmente. A legislação também prevê novas sanções à Coreia do Norte e ao Irã.
- **AGOSTO/2017**
- **Brasil:** O governo impôs uma tarifa de importação de 20% sobre todo volume de etanol acima de 600 milhões de litros no ano. Somente no primeiro semestre foram importados 1,29 bilhão de litros;
 - **Brasil:** Foi editado decreto prorrogando o Repetro até 2040, regime que isenta de tributos federais os bens de capitais do setor. Também foi publicada uma medida provisória – MP incentivando tributariamente as atividades de E&P, permitindo, entre outros, maiores deduções sobre o lucro real com investimentos; Foram iniciadas discussões sobre uma possível redução das alíquotas de *royalties* para campos maduros;
 - **Brasil:** O Ibama rejeitou a emissão de licença ambiental solicitada para perfuração e exploração de petróleo na foz do Rio Amazonas;
 - **Nigéria:** A NNPC concluiu acordos financeiros com quatro *majors* para desenvolver novos campos de petróleo no delta do Níger;
 - **Libia:** A produção do país caiu mais de 30% com o bloqueio por militantes armados de oleodutos e campos importantes como El Feel e Sharara, representando um declínio de produção de 360 mil b/d até a NOC conseguir negociar com os grupos armados;
- **EUA:** O leilão de campos no Golfo do México atraiu lances consideravelmente maiores do que no ano anterior. Vinte e sete empresas apresentaram 99 lances para 90 blocos, a maioria em águas profundas. Essa foi a primeira rodada da nova *Outer Continental Shelf Oil and Gas Leasing Program*, que prevê dez leilões entre 2017 e 2022;
 - **Índia:** A Indian Oil Corp (IOCL) anunciou US\$ 2,4 bilhões para aumentar a capacidade de sua refinaria no leste indiano. Esse investimento faz parte de seu plano de aumentar sua capacidade de refino em 89%, atingindo 3,0 milhões b/d até 2030;
 - **Índia:** As estatais de petróleo indianas - IOCL, BPCL e HPCL - anunciaram investimentos de US\$ 35 bilhões em petroquímica para atender a um aumento da demanda prevista. As três também planejam investir US\$ 42,3 bilhões para construir uma refinaria com capacidade de 1,2 milhão b/d;
 - **Catar:** O país reestabeleceu relações diplomáticas completas com o Irã, uma provocação a seus vizinhos árabes, que ainda mantêm o embargo ao emirado;
 - **Arábia Saudita e China:** Saudi Aramco anunciou estar finalizando um acordo com a PetroChina para investir em sua refinaria em Yunnan, cuja capacidade é de 260 mil b/d. A PetroChina anunciou estar considerando participar do IPO da Saudi Aramco;
 - **Arábia Saudita:** O reino concedeu o primeiro contrato para a construção de um complexo de construção naval de US\$ 5,2 bilhões que deverá ficar pronto em 2020;
 - **México:** O governo aumentou as deduções de custos com o desenvolvimento de projetos petrolíferos em campos marginais. O objetivo é estancar o declínio da produção dos campos atuais;
 - **Venezuela:** Rosneft ajudou a financiar a estatal petrolífera PDVSA, realizando pré-pagamento de petróleo de US\$ 6 bilhões;
 - **Argentina:** Statoil anunciou um acordo para explorar depósitos de *shale* em Vaca Muerta em conjunto com a estatal YPF;
 - **EUA:** O furacão Harvey afetou significativamente as operações de refino, produção e movimentação no Golfo do México. Foram interrompidos 3,2 milhões b/d de capacidade de refino, cuja reativação é lenta e arriscada devido às enchentes. 430 mil b/d de produção *offshore*, 25% da produção do Golfo do México também foi interrompida, além da paralisação de muitas sondas em Eagle Ford, área de produção não-convencional mais afetada. Exportações de petróleo também caíram de 902 mil b/d na semana anterior para 153 mil b/d. Em 2005, os EUA exportavam somente 800 mil b/d de produtos. Em 2017, exportam mais de 6,0 milhões b/d de petróleo e produto.
- **SETEMBRO/2017**
- **Curdistão e EUA:** Chevron perfurou seu primeiro poço exploratório na região depois de um hiato de dois anos, sinalizando sua confiança na área, apesar da crise com o Iraque;
 - **Iraque:** Reiniciada a operação da refinaria de Haditha, aumentando a capacidade de refino do país para 544 mil b/d. Apesar de não ter conseguido interesse de capitais estrangeiros em refinarias *greenfield*, três refinarias com uma capacidade combinada de 350 mil b/d estão em vias de serem reparadas;

- **China:** As refinarias independentes da região de Shandong estão finalizando tratativas para se consolidar sob uma única entidade, aumentando seu poder de barganha em negociações com o governo e fornecedores de petróleo. A capacidade combinada dessas refinarias representa um quarto da capacidade de refino chinesa. Porém, muitas dessas refinarias são menores e menos eficientes, operando com capacidades ociosas elevadas;
 - **China:** Pequim atualizou a sua política de emissões automotivas, adiando a obrigatoriedade de mudança para veículos de energia limpa – *new energy vehicle score*;
 - **China e Arábia Saudita:** Ambos países assinaram um memorando de entendimento (MoU) para lançar um fundo comum, além de acordos de cooperação estratégica;
 - **China e Rússia:** O conglomerado chinês CEFC vai comprar uma fatia de 14,16% da Rosneft por US\$ 9,1 bilhões; Rosneft assegurou um contrato de fornecimento de petróleo para a PetroChina de 600 mil b/d a partir de janeiro, quando entra em operação o segundo oleoduto entre a Sibéria e o leste chinês (East Siberia Pacific Ocean – ESPO Pipeline);
 - **Síria:** Com o EI em desordem e perdendo territórios, o presidente Assad anunciou estar tentando reestabelecer a produção síria depois de ter reconquistando importantes regiões como os campos de gás em Palmyra e de petróleo em Deir al-Zour. A produção controlada pelo governo caiu de 387 mil b/d no 1º trimestre de 2011 para 7,7 mil b/d no começo de 2016. Porém ainda há conflitos com rebeldes pelo controle dos campos no Eufrates;
 - **Azerbaijão:** A BP conseguiu estender um contrato para desenvolver o maior *cluster* de campos petrolíferos do país até 2050. Os campos atualmente produzem 585 mil b/d, ¼ da produção do país. Em troca, os parceiros concordaram em investir até US\$ 40 bilhões nos próximos 32 anos, inclusive em uma nova plataforma de produção azeri Central East.
- **OUTUBRO/2017**
- **Brasil:** A ANP flexibilizou a exigência de conteúdo local para o projeto de Libra, concedendo o perdão para alguns itens e reduzindo exigências de compra de outros bens e serviços nacionais;
 - **EUA:** O furacão Nate interrompeu quase 60% da produção *offshore* americana, reduzindo a produção em mais de 1,0 milhão b/d;
 - **EUA:** Operadores logísticos no Permian ofereceram participações nos seus projetos. Há planos para a construção de mais de 20 novos dutos, o que dobraria a capacidade atual de escoamento da produção de 2,4 milhões b/d. A produção no Permian aumentou 24% em 2017, atingindo o patamar de 2,6 milhões b/d. A falta de capacidade de escoamento atual deve ser responsável pelo maior desconto desse petróleo de Cushing em relação ao marcador Brent;
 - **Rússia:** O CEO da Gazprom Neft anunciou que planeja aumentar sua produção em 2018, principalmente devido a *greenfields* como Novoport, Messoyakha e Prirazlomnoye. O ministério de energia afirmou que a produção de campos não-convencionais aumentaria 5,4% em 2017, devido ao aumento do uso da perfuração horizontal e do fraturamento hidráulico;
- **Arábia Saudita e Rússia:** A primeira visita de um monarca saudita à Rússia na história foi emblemática do estreitamento na relação dos dois países. Ambos os países fortaleceram sua cooperação estabelecendo um novo fundo de US\$ 1,0 bilhão para investimento em projetos de energia;
 - **Arábia Saudita e China:** PetroChina e Sinopec escreveram à Saudi Aramco, anunciando a intenção de efetuar uma compra direta de até 5% do capital da estatal saudita, através de um consórcio com a participação do fundo soberano chinês;
 - **Irã:** Adiado o leilão para desenvolvimento do campo Azadegan, o maior do país. Sanções norte americanas podem estar afastando o interesse de *majors* no país;
 - **Curdistão/Iraque:** Forças governamentais controladas por Bagdá invadiram a cidade de Kirkuk e os campos petrolíferos vizinhos;
 - **Equador:** O governo anunciou duas rodadas de licitações e a criação de um contrato de partilha em substituição aos contratos de serviço vigentes para atrair capital externo;
 - **Síria:** O EI foi derrotado na sua “capital” de Raqqa, efetivamente expulsando os militantes de importantes centros urbanos.
- **NOVEMBRO/2017**
- **Brasil:** A Petrobras apresentou declaração de comercialidade da porção noroeste de Libra, renomeada Mero, com volume recuperável estimado em 3,3 bilhões de barris de óleo, e inicia testes de longa duração. O consórcio planeja instalar quatro novos sistemas de produção nos próximos anos;
 - **Opep:** O acordo entre países Opep e não-Opep foi estendido de março para dezembro de 2018. O grupo também decidiu limitar a produção combinada de Líbia e Nigéria em 2,8 milhões b/d;
 - **Arábia Saudita:** Príncipes, ministros e empresários foram presos e tiveram seus ativos congelados em um processo de purga de corrupção. Essas prisões recentes reforçaram a centralização de poder na família Al Saud, com os três “ministérios de poder” - defesa, interior e guarda nacional - sob o comando de um mesmo ramo da família;
 - **Arábia Saudita:** A Saudi Aramco e a Sabic assinaram um acordo preliminar de US\$ 20 bilhões para a construção do maior complexo do mundo para converter petróleo para petroquímicos. Além disso, a estatal saudita anunciou planos para expandir a produção de campos como Marjan, Zuluf e Berri com o intuito de manter sua capacidade produtiva;
 - **Iraque:** O país convidou empresas petrolíferas a fazer ofertas para explorar e desenvolver áreas na fronteira com o Irã, abandonadas desde a guerra entre os países na década de 1980;
 - **EAU:** A estatal Adnoc anunciou planos de aumentar, com o auxílio da ExxonMobil, a capacidade do campo *offshore* Zakum, um dos maiores do mundo, para 1,0 milhão b/d até 2024. A estatal também anunciou um acordo com a China National Petroleum Corporation (CNPC) para melhorias em seus campos *onshore*;
 - **Rússia:** O campo de Sakhalin 1 no extremo leste russo, operada pela ExxonMobil, deve aumentar sua produção atual de 200 mil b/d em um quarto. O contrato de partilha de produção está isento de cotas, e deve dificultar o cumprimento das mesmas;
 - **Nigéria:** O grupo militante ‘Niger Delta Avengers’, responsável pela queda na produção nigeriana nos anos anteriores, anunciou o fim do cessar fogo com o governo;
 - **México:** O país fez sua maior descoberta *onshore* em 15 anos, com volumes recuperáveis estimados em 350 milhões de barris;

- **Angola:** Três meses após sua eleição, o novo presidente João Lourenço retirou Isabel dos Santos, filha do ex-presidente do conselho da estatal petrolífera Sonangol. Também afastou o presidente do banco central, além dos conselhos de todas três estatais de mídia;

- **China:** A CNPC completou um novo gasoduto de 1.100 km de Shaanxi a Pequim, elevando a capacidade de transporte de gás de 35 para 60 bilhões m³;

- **USA:** O vazamento do oleoduto Keystone na Dakota do Sul causou a interrupção do transporte, afetando o escoamento de 590 mil b/d da produção canadense.

▪ DEZEMBRO/2017

- **Brasil:** A ANP propôs aumentar de 25% para 40% a exigência de conteúdo local para construção de plataformas para as rodadas anteriores à 14ª. A proposição foi enviada ao CNPE, e será usada para regulamentar os mais de 200 pedidos de *waivers*. A agência também divulgou a lista das áreas de E&P de petróleo e gás natural disponíveis em oferta permanente;

- **Brasil:** O Congresso aprovou o Repetro, que prevê a extensão do incentivo fiscal à produção de óleo e gás até 2040. Também aprovou o RenovaBio, que cria um mercado para negociar certificados de emissões pelo uso de combustíveis, e que objetiva dobrar a demanda por combustíveis renováveis nos próximos dez anos. Uma MP permitindo a comercialização do petróleo da União proveniente de contratos de partilha também foi editada;

- **Brasil:** A Petrobras assinou aliança estratégica com a Statoil e com a ExxonMobil. A aliança veio acompanhada da cessão de 25% do campo de Roncador por US\$ 2,9 bilhões para a Statoil e do anúncio da licitação de novas plataformas para aumentar o fator de recuperação do campo. A Petrobras também revisou sua formação de preço de realização para o diesel com o objetivo de reduzir importações e aumentar sua participação no fornecimento do combustível, além de levantar R\$ 5,0 bilhões com a oferta pública de ações da BR Distribuidora;

- **México:** A Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) cancelou a realização de licitação de campos em águas profundas (Nobilis-Maximino) prevista para janeiro de 2018. A Pemex indicou a postergação do processo em função da conjuntura desfavorável. Ademais, citou como um dos fatores principais os recentes compromissos assumidos por potenciais investidores em rodadas de licitações de outros países, como o Brasil;

- **Mar do Norte:** O maior oleoduto da região, com 450 mil b/d de capacidade, teve sua operação interrompida após a descoberta de uma rachadura. O oleoduto de Forties deve voltar a operar em janeiro de 2018;

- **Noruega:** A Statoil autorizou o desenvolvimento do campo de Johan Castberg em águas profundas no norte do país. Ademais, onze empresas se cadastraram para participar da 24ª rodada de licitações de 2017;

- **Nigéria:** Total afirmou que seu novo campo *offshore* de Engina deve começar a operar no 3º trimestre de 2018, aumentando a produção do país em até 200 mil b/d;

- **Irã e Iraque:** Os países concordaram em fazer um *swap* de 60 mil b/d, em que o Iraque exportará, via caminhões, petróleo de Kirkuk, que previamente era exportado pelo oleoduto que passa pelo Curdistão;

- **Arábia Saudita:** Anunciado o primeiro orçamento expansionista em três anos, aumentando os gastos consideravelmente, e adiando o equilíbrio das contas de 2020 para 2023. Isso inclui um novo pacote de estímulos para o setor privado, além de um programa de transferência de renda aos pobres. A Saudi Aramco continua sua expansão no *downstream*, com vistas a aumentar sua capacidade de refino de 5,4 para 10 milhões b/d;

- **Arábia Saudita e EAU:** Ambos os países firmaram uma aliança e coordenarão ações nos campos militar, político, econômico, comercial e cultural. Essa aliança pode enfraquecer ainda mais o GCC, bloco comercial debilitado pelo embargo ao Catar;

- **Rússia:** Rosneft e BP concordaram em investir conjuntamente para desenvolver campos na região de Yamal-Nenets no ártico russo.

III. CONJUNTURA INTERNACIONAL

O 2º semestre de 2017 foi caracterizado por incertezas que afetaram as expectativas dos agentes de mercado, influenciando os preços de petróleo e decisões de investimentos. Perspectivas com o *peak oil* no curto prazo deram lugar a uma procura em assegurar demanda no longo prazo, em especial com investimentos petroquímicos. Preços continuaram flutuando, mas têm aumentado gradualmente, potencialmente sinalizando um fim à recessão do setor que se prolonga desde 2014. Porém, riscos geopolíticos e potenciais aumentos de produção trazem incertezas em todos os cenários, especialmente no curto prazo.

Após atingir o valor mínimo no ano de US\$ 44/b em 20 de junho de 2017, os preços do petróleo Brent apresentaram uma forte valorização de cerca de 50% em um intervalo de seis meses, atingindo a máxima de US\$ 66/b em 11 de dezembro. Este é o maior patamar dos preços de petróleo desde junho de 2015. Além de fatores relacionados com a intensa temporada de eventos climáticos no Golfo do México¹⁰ e o crescimento da demanda no 2º trimestre de 2017, outros fatores mais recentes auxiliam o entendimento deste fenômeno, como questões geopolíticas e a extensão do acordo de cortes de produção entre os países da Opep e outros países exportadores.

O *spread* entre os petróleos marcadores Brent e WTI registrou variações significativas. Em junho de 2017, o *spread* médio foi de US\$ 1,20 por barril (Brent 2,6% acima do WTI). Por outro lado, em 27 de setembro, o *spread* registrado foi de US\$ 8,18 (diferença de 15,9%) e, em dezembro de 2017, média de US\$ 6,40¹¹. O patamar de preços mais baixo registrado no WTI decorre principalmente do aumento da produção do *tight oil* do Permian, da restrição na operação das refinarias da Costa do Golfo durante a temporada dos

furacões e de gargalos logísticos¹². Associadas a esse fato, as exportações de petróleo dos Estados Unidos atingiram 2,1 milhões b/d ao final de outubro de 2017¹³, reduzindo-se temporariamente para uma média de 1,25 milhão b/d em novembro (EIA, 2017a). No entanto, esse *spread* deve ser temporário, uma vez que há planos para a construção de até 20 novas linhas de dutos ligando a região do Permian à Cushing e diretamente ao Golfo do México, podendo até duplicar a atual capacidade de movimentação de petróleo na região (Reuters, 2017). Apesar disso, o WTI ultrapassou o patamar de US\$ 57/b, permitindo que empresas petrolíferas norte-americanas realizassem o *hedge* de pelo menos 12% da produção total norte americana projetada para 2018¹⁴ (EIA, 2017d).

Ao longo do 2º semestre de 2017, a Opep atingiu, em grande medida, dois objetivos: regular o excesso de petróleo e reduzir os estoques mundiais, conforme observado na seção *Estatísticas*. Nos três primeiros trimestres houve uma redução média nos estoques da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE) de aproximadamente 1,0 milhão b/d, decorrente, sobretudo, do crescimento da demanda mundial de petróleo¹⁵.

Outro relevante fator para a diminuição dos estoques foi a efetividade da política de cortes na oferta de petróleo acordadas entre os países integrantes da Opep, a Rússia e outros nove produtores. Os cortes propostos, de 1,8 milhão b/d, e a produção total de Opep e Rússia ficaram perto da meta acordada durante o 1º semestre de 2017. No entanto, em especial devido à recuperação das produções de Nigéria e Líbia, a produção total de Opep e Rússia no 2º semestre situou-se acima do nível acordado. Todavia, a contração verificada nos estoques mundiais ainda se encontra

¹⁰ Nos meses de agosto e setembro, o Golfo do México foi atingido por diversos eventos climáticos, em especial, o furacão Harvey. A passagem do furacão pelos estados do Texas e de Louisiana causou interrupções temporárias na cadeia de fornecimento de petróleo e de derivados, uma vez que a região da Costa do Golfo é responsável por cerca de 60% da produção de petróleo e cerca de 50% da capacidade de refino dos Estados Unidos. Como consequência, observou-se uma redução de 0,7 milhão b/d na produção de petróleo e de 3,2 milhões b/d na carga processada das refinarias. No caso das refinarias, o fator de utilização diminuiu de 97% para 78% na semana do evento. Ademais, dutos de petróleo e derivados também foram afetados pelo furacão Harvey, incluindo o sistema Colonial Pipeline, o que também contribuiu para uma redução nos estoques de derivados. Isso conduziu a um aumento nos preços dos derivados que afetou fluxos internacionais de movimentações de combustíveis.

¹¹ Média simples do *spread* entre petróleo WTI e Brent, verificado entre 1º de dezembro e 10 de dezembro de 2017 (EIA, 2017a).

¹² A produção na região do Permian subiu mais de 24% desde o começo do ano, para 2,6 milhões b/d. A capacidade de escoamento via dutos da região registrada em outubro foi de 2,4 milhões b/d (EIA, 2017c).

¹³ No mês de setembro de 2017, os principais importadores de petróleo dos Estados Unidos foram o Canadá (342 mil b/d), a China (251 mil b/d) e a Coreia (150 mil b/d), correspondendo a um percentual de 50% do total exportado de petróleo bruto (EIA, 2017b).

¹⁴ Esse número cresce consideravelmente ao excluir-se as *majors*, que, por serem verticalizadas e terem acesso a outras formas de financiamento, inclusive interno, normalmente não efetuam *hedge*.

¹⁵ A demanda mundial de petróleo apresentou um crescimento substancial de 1,6 milhão b/d no 2º trimestre de 2017, em comparação com o mesmo período do ano anterior. Os países em desenvolvimento foram os principais responsáveis por esse aumento, em especial a China (+0,6 milhão b/d), a Índia (+0,2 milhão b/d) e a Rússia (+0,2 milhão b/d). Nos países da OCDE (exceto os EUA), o refino teve decréscimo de capacidade. Contudo, a capacidade mundial de refino cresceu mais de 1,3 milhão b/d.

abaixo da redução desejada de 300 milhões de barris quando da decisão de implementar cortes pela Opep e países parceiros.

A crescente consolidação de poder na Arábia Saudita também causa preocupações devido a possibilidades de atritos internos na família real¹⁶. Conjuntamente, a tensão entre Arábia Saudita e Irã tem se intensificado, com conflitos armados no Iêmen¹⁷ e na Síria. Uma consequência dessa disputa entre esses países é o embargo dos países da GCC ao Catar¹⁸. Ademais, o aumento dos embates entre o Iraque e os curdos, acentuadas pela realização de um referendo decidindo pela independência do Curdistão e a subsequente intervenção iraquiana¹⁹ nos campos de petróleo em Kirkuk também contribuíram para o acréscimo de tensões no Oriente Médio. Tais embates podem desencadear uma hostilidade militar direta no Golfo, ameaçando o suprimento de petróleo e gás natural na região. Neste cenário de instabilidade na região do Golfo/Oriente Médio, verifica-se uma redução da influência dos EUA e o aumento da esfera de influência russa. A Rússia, além de apoiar Assad na Síria, têm colaborado com diversos países na região através de suas estatais²⁰. Além disso, a Rússia tem conduzido as negociações de paz na Síria, além de ter se aproximado da Arábia Saudita²¹.

¹⁶ As mudanças efetuadas nos últimos três anos consolidaram o poder nas mãos do Rei Salman e do Príncipe Herdeiro Mohammed bin Salman. Todavia, a concentração de poder em apenas um ramo da família real saudita introduz uma nova dinâmica para o governo do país, aumentando o risco, embora também permita com que reformas sejam mais passíveis de serem implementadas, como a Vision 2030, a qual inclui a oferta pública inicial de ações (IPO) da estatal Saudi Aramco.

¹⁷ O governo saudita acusou o Irã de cometer "um ato de guerra", depois que um míssil lançado no Iêmen, no dia 4 de novembro, foi destruído antes de atingir seu alvo em Riade (capital da Arábia Saudita). Mohammed Bin Salman acusou o Irã de fornecer o armamento a rebeldes Houthi (xiitas) no Iêmen, sendo esta afirmação refutada pelo Irã.

¹⁸ Uma das condições para o término do embargo foi o rompimento de relações diplomáticas com o Irã. Porém, em vez de limitar seu relacionamento com o Irã, o Catar está fortalecendo seus laços com aquele país, o qual rivaliza com a Arábia Saudita politicamente e economicamente. O aumento das tensões entre os países do Golfo e o Catar pode agravar o embate entre o Irã e a Arábia Saudita.

¹⁹ Forças governamentais controladas por Bagdá invadiram a cidade de Kirkuk e os campos petrolíferos vizinhos. A Peshmerga, força militar curda, controlava a cidade desde a retirada das forças iraquianas frente ao avanço do EI em 2014. A invasão foi considerada uma retaliação às aspirações de independência curdas, diminuindo as exportações curdas de 600 mil b/d para 225 mil b/d.

²⁰ Empresas russas fecharam recentemente negócios e acordos de cooperação com o Curdistão, Iraque, Irã e Arábia Saudita.

²¹ Além da histórica cooperação saudita-russa na organização das cotas pela Opep, o príncipe herdeiro MbS visitou o Kremlin, e em seguida ocorreu a primeira visita de um monarca saudita à Rússia. Além disso, empresas russas negociam acordos na Arábia Saudita, com a Rosatom concordando em construir dois reatores atômicos, e a Gazprom Neft assinando compromisso de colaborar com a Saudi Aramco na utilização de fraturamento hidráulico no reino.

Os preços seguiram uma tendência de alta ao longo do 2º semestre, demonstrando a resiliência e poder de mercado da Opep. Entretanto, elementos geopolíticos e operacionais também contribuíram para o aumento do patamar dos preços do petróleo no mercado internacional, como a ameaça de conflitos na Nigéria e na Líbia, e a interrupção na operação de oleodutos (Keystone e Forties).

Apesar do gradual aumento de preços, a Opep decidiu, em 30 de novembro, estender o acordo de cotas, válido originalmente até março de 2018, para dezembro de 2018, com uma reavaliação em junho. A extensão dos acordos busca consolidar as expectativas dos agentes para manter os preços em patamares elevados. Apesar da extensão do acordo, algumas projeções para 2018 preveem o retorno da sobreoferta²², o que, à exceção de interrupções graves no fornecimento de algum grande país produtor, poderão fazer com que o patamar de preços volte a cair.

As preocupações com o pico de demanda de petróleo no curto prazo se amenizaram, tendo sido substituídas pela busca de grandes produtores em assegurar demanda para seus produtos no longo prazo, em especial com investimentos em refino e em petroquímica. Grandes projetos foram anunciados nos EUA, China, Irã, Índia, EAU e em países no sudeste asiático, com intensa disputa de empresas petrolíferas nesses projetos²³. Verifica-se uma retomada de investimentos em novos projetos²⁴, promovendo uma concorrência por projetos de exploração e produção no mundo. Países como EUA, Brasil, México, Equador, Noruega, entre outros, têm adequado suas leis e normas a fim de estimular o investimento na cadeia de petróleo.

²² A IEA a EIA projetam uma volta da sobreoferta no ano que vem, em especial por causa dos EUA, Brasil e Canadá (IEA, 2017a).

²³ A Saudi Aramco anunciou acordos com a Sadara, Dow Chemical, PetroChina, Gazprom Neft, Sabc e Petronas em projetos de refino e/ou de petroquímica. Empresas russas anunciaram investimentos ou acordos no Curdistão, China, Irã, Venezuela, Índia, com a CEFC, Aramco, PDVSA, PetroChina, Schlumberger, CNPC, Essar Oil para projetos e/ou participações em dutos, refinarias e complexos petroquímicos. A Índia e a China também anunciaram projetos bilionários para construção dos maiores complexos petroquímicos do mundo. E o interesse por projetos nos EUA têm crescido, principalmente por causa das projeções de preços continuamente baixos para a energia e o gás.

²⁴ A IEA projetou um leve aumento nos investimentos globais em *upstream* para 2017 (IEA, 2017b). O sucesso dos leilões no Brasil e Golfo do México, e a aprovação de grandes projetos, como Libra no Brasil, Liza na Guiana e Tengiz no Cazaquistão, bem como o incremento de investimentos anunciados no *tight oil* norte americano evidenciam que o investimento tende a aumentar. Somado a isso temos uma atividade exploratória recorde no Oriente Médio.

O reequilíbrio do mercado de petróleo parece ter sido adiado do fim de 2017, como planejado pela Opep, para o fim de 2018. Esse fato, aliado à resiliência da produção americana e à volta de investimentos, parecem indicar uma sobreoferta que pressionará os preços para baixo novamente. A competição por investimentos tanto no *upstream* como no *downstream* também contribuem para isso. Entretanto, a instabilidade geopolítica causada por mudanças nas esferas de influência global tendem a promover uma alta nos patamares dos preços internacionais do petróleo, podendo desencadear uma alta volatilidade no curto prazo.

Referências

- 1) EIA. U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, (2017a). *Spot Prices for Crude Oil and Petroleum Products*. Workbook Contents. EIA, 13 december 2017. Disponível em: <https://www.eia.gov/>.
- 2) _____, (2017b). *Weekly Supply Estimates*. Petroleum & Other Liquids Data. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_sum_sndw_dcus_nus_w.htm

- 3) _____, (2017c) *Drilling Productivity Report*. Disponível em: <https://www.eia.gov/petroleum/drilling/>.
- 4) _____, (2017d). *This Week in Petroleum: U.S. oil companies hedged at least 1.2 million barrels per day of 2018 production*. Disponível em: https://www.eia.gov/petroleum/weekly/archive/2017/171220/includes/analysis_print.php.
- 5) IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY, (2017a). *Oil Market Report: 12 October 2017*. International Energy Agency. Disponível em: <https://www.eia.gov/>.
- 6) _____, (2017b). *World Energy Investment 2017*. International Energy Agency. Disponível em: <https://www.iea.org>.
- 7) OPEC. ORGANIZATION OF THE PETROLEUM EXPORTING COUNTRIES, (2017). *OPEC Monthly Oil Market Report – 13 December 2017*. OPEC, Austria. Disponível em: <http://www.opec.org>.
- 8) REUTERS, (2017). U.S. oil pipeline rivals look to consolidate West Texas projects. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-usa-shale-pipeline/u-s-oil-pipeline-rivals-look-to-consolidate-west-texas-projects-idUSKBN1C1EH>.
- 9) S&P GLOBAL, (2017). *2017 Review and 2018 Outlook*. Platts, Analytics Reports, 21 December 2017.

IV. CONJUNTURA BRASIL

O Brasil possui, desde 2016, a maior produção petrolífera da América Latina, e vem consolidando essa posição a partir dos primeiros resultados advindos de atividades exploratórias em campos localizados na Bacia de Santos. No 2º e 3º trimestres de 2017, aproximadamente metade da produção nacional de petróleo veio do pré-sal²⁵. A concentração dos investimentos nessas áreas mais do que compensou a queda na produção de campos maduros na Bacia de Campos nos últimos meses (ANP, 2017b). Além da produção atual, o País demonstra preocupação com a oferta futura e com estímulos aos investimentos no curto e médio prazo, uma vez que a economia dá sinais de recuperação.

Medidas de redução de encargos e de flexibilização de exigências vêm proporcionando um ambiente favorável à atração de investimentos privados. Ressalta-se a aprovação pelo Congresso Nacional da extensão do Repetro até 2040 e de um regime tributário especial para as atividades de exploração, desenvolvimento e produção de petróleo, gás natural e outros hidrocarbonetos fluidos²⁶. Essas mudanças reduzem os custos da

produção brasileira, tornando-a mais competitiva e atraindo capital de empresas multinacionais.

Além disso, outras iniciativas também foram estabelecidas para melhorar a previsibilidade e aumentar a estabilidade dos investimentos, como a execução do calendário plurianual de leilões de blocos exploratórios de petróleo e gás natural. A Agência Nacional de Petróleo (ANP), autorizada pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), realizará o processo de oferta permanente, o qual prevê a oferta contínua de campos devolvidos (ou em processo de devolução), de blocos exploratórios ofertados em rodadas anteriores e não arrematados e também dos blocos devolvidos à Agência, que totalizam mais de 846 blocos abrangendo 13 bacias e uma área de 285.400 km². A ANP também avalia a possibilidade de redução das alíquotas de *royalties* para campos maduros e de flexibilização da exigência de conteúdo local para o projeto de Libra, além de recomendar ao CNPE a redução das alíquotas de conteúdo local para os certames anteriores à 14ª rodada²⁷, o que possibilitará a regulamentação dos pedidos de *waiver*²⁸.

²⁵ A produção média do Pré-sal registrada no período em questão atingiu 1,3 milhão b/d (ANP, 2017b).

²⁶ A Lei nº 13.586/2017 contempla o Repetro, regime aduaneiro especial de exportação e de importação. A MP também institui um regime tributário especial, permitindo deduções de investimentos na apuração do IRPJ e CSLL. Destaca-se a suspensão dos pagamentos dos seguintes tributos federais no Repetro: i) Imposto de Importação; ii) Imposto sobre Produtos Industrializados - IPI; iii) Contribuição para o PIS/Pasep-Importação; iv) Cofins-Importação.

²⁷ A ANP propôs a adoção dos percentuais previstos para a 14ª Rodada, consideravelmente inferiores aos adotados anteriormente. Mais recentemente, a Agência recomendou ao CNPE o aumento da exigência de conteúdo local de 25% para 40% para cada etapa da construção de plataformas. A maioria das outras exigências sugeridas para aplicação retroativa continua em torno de 25%.

²⁸ O *waiver* é um pedido de perdão pelo não cumprimento do conteúdo local. A legislação brasileira permite que o conteúdo local não seja cumprido se a aquisição local for mais cara que a internacional, prejudicando a

O Governo Federal também editou a Medida Provisória nº 811/2017, que autoriza a Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA) a comercializar diretamente ou contratar comercializador para a parcela do petróleo e gás natural da União nos contratos de partilha da produção do pré-sal²⁹. Isso soluciona temporariamente o escoamento da parcela de petróleo da União no pré-sal, permitindo a continuidade da produção nos campos sob o regime de partilha, como o campo de Libra.

A Petrobras divulgou, em dezembro de 2017, seu Plano de Negócios e Gestão 2018-2022, em que reafirma seu planejamento de priorizar o *upstream* em águas profundas nacionais, desinvestindo em outras áreas de negócio que apresentam menor rentabilidade para a companhia, como: a distribuição de combustíveis líquidos em outros países da América Latina³⁰; a participação em campos terrestres; parte da malha de gasodutos de transporte³¹; a distribuição de GLP³²; a produção de biocombustíveis³³; e a exploração e produção em outros países. Além disso, a empresa realizou a oferta pública de ações da BR Distribuidora em meados de dezembro de 2017. A judicialização desses desinvestimentos continua, mas uma decisão do Tribunal de Contas da União (TCU) aprovou a nova sistemática de desinvestimentos apresentada pela Petrobras³⁴. Os desinvestimentos, aliados aos recordes de produção de petróleo e recente recuperação nos seus preços, têm ajudado a reduzir o nível de endividamento da companhia³⁵. A Moody's elevou o *rating* de

viabilidade do projeto, como alegava a Petrobras para o campo de Libra. A redução recente das alíquotas dos novos leilões decididas pelo CNPE, a retirada do conteúdo local como parâmetro da licitação, a flexibilização do conteúdo local para Libra e as consultas públicas realizadas pela ANP todas indicam uma intenção de regulamentar esse *waiver* de forma que beneficie o investidor, favorecendo novos investimentos.

²⁹ O CNPE deve definir até o final de 2018 a nova política de comercialização das áreas de partilha. Até lá, essa política será realizada por meio de ato do MME.

³⁰ A Petrobras já vendeu suas subsidiárias no Chile e na Argentina e está em vias de se desfazer das operações que possui no Paraguai (Petrobras, 2017e).

³¹ A Petrobras anunciou via Fato Relevante, no dia 06 de setembro, que planeja alienar 90% de sua participação acionária na TAG (Petrobras, 2017e).

³² A aquisição da Liqigás pela Ultragaz está sob análise do Conselho Administrativo de Defesa da Concorrência (CADE) (Petrobras, 2017e).

³³ A Petrobras iniciou a etapa de divulgação de oportunidade referente ao processo de alienação de toda a sua participação - correspondente a 50% do capital da companhia - na empresa BSBios, a qual é a maior produtora brasileira de biodiesel, possuindo duas usinas produtoras, em Passo Fundo/RS e Marialva/PR (Petrobras, 2017e).

³⁴ O plenário da corte de contas aprovou a proposta do ministro José Múcio de suspender a cautelar que desde dezembro impedia a estatal de continuar seu processo de desinvestimento. Entretanto, o TCU decidiu determinar à Petrobras que reinicie todos os processos de venda para que eles sigam um novo conjunto de regras elaboradas pela estatal e aprovadas pelo tribunal (Petrobras, 2017c).

³⁵ O endividamento líquido da companhia estava em US\$ 88,1 bilhões no final do terceiro trimestre de 2017, ante US\$ 100,3 bilhões no final do mesmo período de 2016 (Petrobras, 2017a).

crédito da empresa, ratificando a melhora do fluxo de caixa e o alongamento do vencimento das dívidas da empresa, através da emissão de US\$ 19,2 bilhões em títulos até outubro de 2017. Destaca-se também a formação de Alianças Estratégicas - com a CNPC³⁶, ExxonMobil³⁷ e Total³⁸ - e o início da produção no bloco de Libra, no final do mês de novembro de 2017.

Em relação ao *downstream*, desde a implementação da nova política de preços por parte da Petrobras³⁹, a quantidade de derivados produzidos e a margem de lucro praticada passaram a visar a maximização do resultado operacional da companhia. Isso afetou sobremaneira os fatores de utilização das refinarias da empresa - responsável por 98% da capacidade de refino no País - os quais permaneceram em 78% no 3º trimestre de 2017 (Petrobras, 2017). Essa utilização, inferior à praticada historicamente⁴⁰, levou a uma queda de 7% da produção de derivados no parque de refino nacional, propiciando o aumento das importações, apesar da queda da demanda interna. Por conseguinte, nos primeiros dez meses de 2017 o volume importado de derivados foi 25% superior ao registrado no mesmo período de 2016, em grande parte devido ao óleo diesel e à gasolina A (incrementos de 61% e 56%, respectivamente, conforme Gráfico 2). A participação da Petrobras nas importações também diminuiu drasticamente nos últimos anos (Gráfico 3). Como consequência, a Petrobras viu seu *market share* no mercado de diesel cair para 72% das vendas internas no final de novembro, levando a companhia a anunciar, no início de dezembro, uma revisão no cálculo do preço do diesel, a fim de recuperar sua participação no mercado⁴¹.

³⁶ Memorando de entendimento assinado no dia 4 de julho de 2017 (Petrobras, 2017e).

³⁷ Memorando de entendimento assinado no dia 14 de dezembro de 2017 (Petrobras, 2017e).

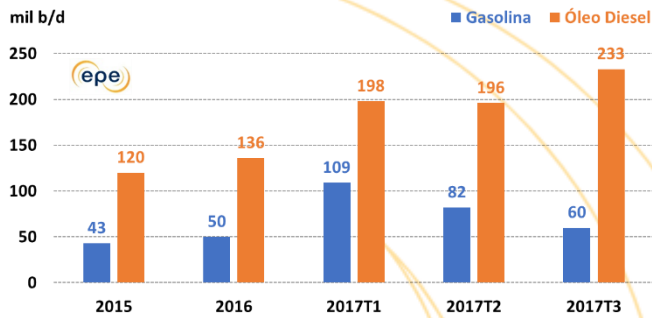
³⁸ Assinatura de contratos definitivos no dia 28 de fevereiro de 2017. Assinatura de um Acordo Geral de Colaboração (*Master Agreement*) no dia 21 de dezembro de 2016. Assinatura de memorando de entendimento no dia 24 de outubro de 2016 (Petrobras, 2017e).

³⁹ Em 30 de junho de 2017, a política de preços da Petrobras foi revista para aumentar a frequência de ajustes para acompanhar a volatilidade crescente da taxa de câmbio e das cotações de petróleo e derivados. São princípios da nova política de preços da Petrobras: i) o preço de paridade internacional; ii) uma margem para remuneração dos riscos inerentes à operação; iii) nível de participação no mercado; iv) preços nunca abaixo da paridade internacional (Petrobras, 2017e).

⁴⁰ Maiores informações sobre o histórico na Seção *Estatísticas*.

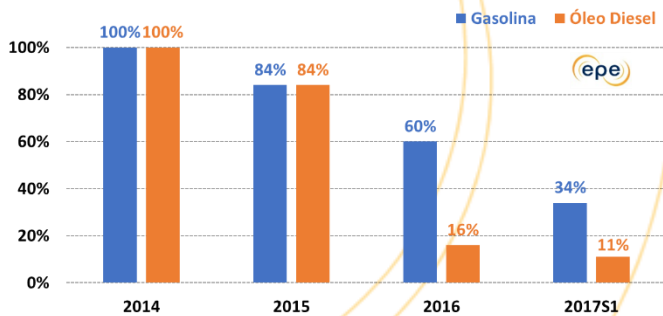
⁴¹ O preço na refinaria é uma soma de: i) preço de paridade internacional (PPI); ii) margem de lucro e risco da atividade; e iii) tributos. O PPI, por sua vez, é composto de: i) cotação internacional; e ii) custos logísticos. A Petrobras, em decorrência da sua perda de participação no mercado, concluiu que os importadores estavam conseguindo internalizar o produto com um custo logístico inferior ao que ela considerava. Por esse motivo, a companhia reduziu o valor da parcela referente a custos logísticos no preço do diesel das suas refinarias (Petrobras, 2017b; Petrobras, 2017d).

Gráfico 2: Importação dos principais derivados



Fonte: ANP (2017c).

Gráfico 3: Participação da Petrobras na importação de derivados



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP (2017c) e Petrobras (2017b).

Em relação ao GLP-P13⁴², a Petrobras adotou uma nova política de preços para comercialização às distribuidoras no início de junho de 2017, precificando o produto com base na cotação do mercado europeu acrescida de uma margem de 5%. Desde então, o preço do produto sofreu uma alta acumulada nas refinarias de 67,9% em menos de seis meses (Petrobras, 2017d). Objetivando mitigar os impactos derivados da transferência da volatilidade internacional para os preços domésticos e a não perpetuação de efeitos sazonais, a Petrobras informou, no início de dezembro, que reveria essa metodologia⁴³.

O abastecimento brasileiro é uma preocupação para o Estado, especialmente devido ao aumento das importações e ao crescimento projetado na demanda por combustíveis. Esses fatores justificam a importância dada a iniciativas como o Combustível Brasil⁴⁴, que aborda problemas de natureza regulatória, tributária, concorrencial e de infraestrutura. Outra iniciativa que auxilia tanto

⁴² Gás Liquefeito de Petróleo comercializado em botijões de até 13 kg para uso residencial.

⁴³ Tal revisão, até a publicação deste boletim, não havia sido divulgada.

⁴⁴ Entre os primeiros resultados de análises desenvolvidas no Combustível Brasil, destacam-se revisões de normas e procedimentos regulatórios, o estreitamento de relações entre instituições-chaves para o suporte ao abastecimento nacional de combustíveis, a aproximação com Unidades Federativas no intuito de reavaliar a adesão ao protocolo ICMS que estabelece uma regra para tratamento tributário do GLP derivado de gás natural e, por fim, a indicação ao CNPE da necessidade de revogação da Resolução que suporta a diferenciação dos preços do GLP vendidos em embalagens de até 13 kg no Brasil. Mais detalhes podem ser obtidos em MME (2017).

na garantia de abastecimento como no atendimento às metas estabelecidas no Acordo de Paris é o RenovaBio, que foi sancionado pela Presidência no final de dezembro⁴⁵.

Em complemento a essas iniciativas, o Governo Federal e Estados como o Maranhão e o Ceará buscam parcerias para a construção de novas refinarias. O governo cearense tenta consolidar o financiamento do projeto de uma refinaria junto ao Banco de Desenvolvimento da China⁴⁶, enquanto o governo maranhense já se encontra em fase avançada de tratativas para definição de parceiro tecnológico e operacional da planta planejada. Complexo igualmente importante nos antigos Planos de Negócios e Gestão da Petrobras, o projeto do trem 1 da refinaria do Comperj⁴⁷, cujas obras já alcançaram cerca de 82% de avanço físico, encontra-se suspenso e sem prazo para conclusão. Todavia, a companhia segue na busca de parceiros para a conclusão do empreendimento, tendo já garantido a preservação dos equipamentos do mesmo até dezembro de 2020 (Petrobras, 2017e).

Evidências do sucesso brasileiro em atrair capital e investimentos começaram a ser percebidas no 2º semestre de 2017, com a realização de três rodadas de licitação de blocos exploratórios realizadas pela ANP, em continuidade à política de manter um calendário previsível e confiável de leilões. A 14ª Rodada de Licitações, ocorrida em setembro, ficou marcada pelo retorno da ExxonMobil ao Brasil⁴⁸ e foi a primeira licitação desde a flexibilização do conteúdo local e da indicação de que o Repetro seria estendido. A 2ª e 3ª Rodadas de Partilha de Produção ocorreram em outubro e, além de renderem mais de R\$ 6,2 bilhões em bônus de assinatura, ficaram marcadas pela presença de 12 companhias diferentes e pela entrada de quatro petroleiras globais: ExxonMobil, BP, Qatar Petroleum e CNOOC. O sucesso dos leilões brasileiros⁴⁹ foi, inclusive, usado como uma das justificativas

⁴⁵ O RenovaBio foi aprovado no final de novembro pela Câmara dos Deputados - sob a forma do Projeto de Lei nº 9.086/2017, pelo Senado Federal no dia 12 de dezembro, e sancionado pela Presidência como Lei nº 13.576 de 26 de dezembro de 2017.

⁴⁶ Em setembro de 2017, uma comitiva do Governo do Ceará viajou à China com esse objetivo, e no início de dezembro de 2017 foi assinado um Memorando de Entendimento (Governo do Ceará, 2017).

⁴⁷ O trem 2 e a Unidade de Lubrificantes foram terminantemente cancelados pela Petrobras em julho de 2016. As demais unidades petroquímicas foram descontinuadas pela Braskem no início de 2015 (Petrobras, 2017e; Braskem, 2015).

⁴⁸ Na 14ª Rodada de Licitações, vinte empresas fizeram ofertas e arremataram 37 dos 287 blocos oferecidos, 12,9% do total. Foram arrecadados R\$ 3,8 bilhões em bônus de assinatura, superando os R\$ 2,8 bilhões obtidos pelo governo na 11ª rodada realizada em 2013, antes do início da crise do petróleo em 2014 (ANP, 2017).

⁴⁹ Seis das oito áreas oferecidas em regime de partilha foram arrematadas, com a Petrobras exercendo seu direito de preferência em três delas.

(Pemex, 2017) para postergar o leilão de águas profundas no México (Nobilis-Maximino), agendado para janeiro de 2018.

Em suma, o Brasil conseguiu dar continuidade às reformas do setor petrolífero, incentivando investimentos, flexibilizando a regulação e aumentando a segurança jurídica, possibilitando o desenvolvimento de um mercado mais concorrencial. O plano de desinvestimentos da Petrobras segue o seu curso, auxiliando na revitalização financeira da empresa e possibilitando a concentração de seus esforços em negócios mais rentáveis. As mudanças implementadas e os esforços empreendidos resultaram em leilões de campos petrolíferos bem-sucedidos, em acordos de cooperação e na compra de ativos por multinacionais. Porém, para o Brasil consolidar sua posição como um importante *player* do setor, é necessário avançar na agenda de aperfeiçoamento de normas e promoção da estabilidade jurídica, além de progredir no desenvolvimento de infraestrutura, no fomento à competitividade na cadeia de produção e comercialização, na qualificação da mão de obra, na desburocratização das operações e na simplificação tributária.

Referências

- 1) ALMEIDA, E; LOSEKANN, L; VITTO, W. A. C., (2016). *Custos e benefícios da atual política de conteúdo local*. In: CICLO DE DEBATES SOBRE PETRÓLEO E ECONOMIA, 30 set. 2016, Rio de Janeiro. Disponível em: <http://www.ibp.org.br/>.
- 2) ANP. AGÊNCIA NACIONAL DO PETRÓLEO, GÁS NATURAL E BIOCOMBUSTÍVEIS, (2017a). *4ª Rodadas de Acumulações Marginais – Resultados*. ANP. Disponível em: <http://www.brasil-rounds.gov.br/>.
- 3) _____. (2017b). *Boletim Mensal da Produção de Petróleo e Gás Natural*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/publicacoes/boletins-anp/2395-boletim-mensal-da-producao-de-petroleo-e-gas-natural>.
- 4) _____. (2017c). *Dados Estatísticos*. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/wwwanp/dados-estatisticos>.
- 5) BRASKEM, (2015). *Resultados do 4T2014*. Disponível em: <http://www.braskem-ri.com.br>.
- 6) GOVERNO DO ESTADO DO CEARÁ, (2017). *Governo do Ceará assina Memorando de Entendimento com Banco de Desenvolvimento da China*. Disponível em: <http://www.ceara.gov.br/2017/12/06/governo-do-ceara-assina-memorando-de-entendimento-com-banco-de-desenvolvimento-da-china/>.
- 7) MME. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA, (2017). *Programa Combustível Brasil*. Disponível em: <http://mme.gov.br/web/guest/secretarias/petroleo-gas-natural-e-combustiveis-renovaveis/programas/combustivel-brasil/principal>.
- 8) PEMEX, (2017). *Pemex to Evaluate the Appropriate Time to Continue with the Nobilis-Maximino Deep-Water Farmout Process*. Press releases. Disponível em: http://www.pemex.com/en/press_room/press_releases/Paginas/2017-102-national.aspx.
- 9) PETROBRAS, (2017a). *Divulgação de Resultados 3T17*. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/resultados-financeiros/holding>.
- 10) _____. (2017b). *Relatório da Política de Preços de Gasolina e Diesel*. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/destaques-operacionais/precos-e-custos>.
- 11) _____. (2017c). *Petrobras adota aperfeiçoamento em seus desinvestimentos*. Disponível em: http://www.agenciapetrobras.com.br/Materia/ExibirMateria?p_materia=979288.
- 12) _____. (2017d). *Composição de Preços de Venda às Distribuidoras*. Disponível em: <http://www.petrobras.com.br/pt/produtos-e-servicos/composicao-de-precos-de-venda-as-distribuidoras/>.
- 13) _____. (2017e). *Comunicados e Fatos Relevantes: 2015, 2016 e 2017*. Disponível em: <http://www.investidorpetrobras.com.br/pt/comunicados-e-fatos-relevantes>.
- 14) SECRETARIA DE ESTADO DE INDÚSTRIA, COMÉRCIO E ENERGIA – GOVERNO DO MARANHÃO, (2017). *Governo do Maranhão cumpre agenda na China*. Disponível em: <http://www.seinc.ma.gov.br/2017/09/governo-do-maranhao-cumpre-agenda-na-china/>.

V. ESTATÍSTICAS

PIB (CRESCIMENTO REAL)	2015	2016	2017T1	2017T2	2017T3
EUA	2,6%	1,6%	1,2%	3,1%	3,3%
China	6,9%	6,7%	6,9%	6,9%	6,8%
União Europeia (com 28 países)	2,2%	1,9%	2,1%	2,4%	2,5%
Brasil	-3,5%	-3,5%	0,0%	0,4%	1,4%
Mundo	3,4%	3,1%	n.d.	n.d.	n.d.

Nota: Taxa trimestral calculada como a variação do trimestre corrente sobre o mesmo trimestre do ano anterior.

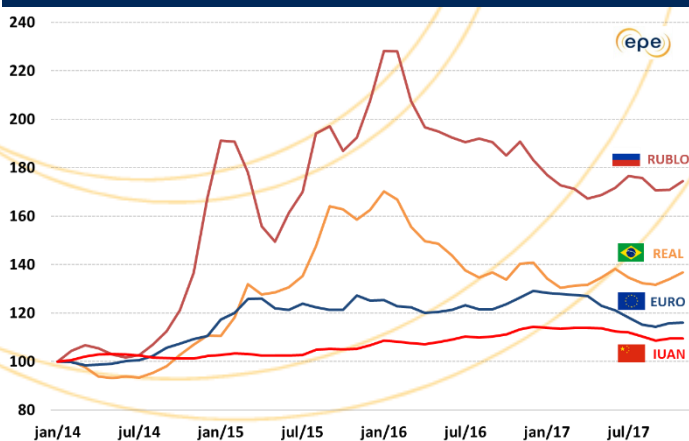
Fonte: Banco Mundial; National Bureau of Statistics (NBS) of China; Bureau of Economic Analysis (BEA), Eurostat; FMI e IBGE.

PREÇOS DE PETRÓLEOS (US\$/B)	2015	2016	2017T1	2017T2	2017T3
Brent	52,41	43,37	53,75	49,82	52,08
WTI	48,73	42,95	51,83	48,26	48,14
Dubai	50,94	41,28	53,11	49,72	50,45
Árabe Leve	49,85	40,89	52,20	48,72	50,01
Bonny Light	52,95	43,95	54,04	50,24	52,30
Girassol	47,98	43,53	53,84	49,83	52,63
Marlim	39,34	33,12	44,17	40,57	42,52
Roncador	39,53	33,23	44,20	40,65	42,66

Nota: Média dos valores correntes.

Fonte: ANP e Opep.

EVOLUÇÃO DAS MOEDAS SELECIONADAS EM RELAÇÃO AO DÓLAR



Nota: Base 100 em Janeiro de 2014.
Fonte: Banco Central do Brasil.

CAPACIDADE OCIOSA (MILHÕES B/D)	2015	2016	2017T1	2017T2	2017T3
Opep	1,46	1,15	2,20	2,13	1,95

Fonte: EIA.

PRODUÇÃO DE PETRÓLEO (MILHÕES B/D)	2015	2016	2017T1	2017T2	2017T3
Produção Global	92,0	92,4	92,4	92,2	92,7
África	8,5	7,9	8,0	8,2	8,7
Américas	28,0	27,2	27,6	27,4	27,6
Ásia Pacífico	8,3	8,0	7,8	7,8	7,7
Eurásia	17,7	17,9	18,3	18,0	17,8
Oriente Médio	29,4	31,2	30,8	30,9	31,0

Nota: Inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural. Não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e Opep.

NÍVEL DE ATIVIDADE	2015	2016	2017T1	2017T2	2017T3
Sondas em uso (EUA, unidades)	977	509	739	892	947
Sondas em uso (Mundo, unidades)	2.412	1.673	2.056	2.045	2.183
Contratos futuros financeiros (unidades)	1.708	1.815	2.164	2.201	2.253
Utilização de refinarias (EUA)	93%	90%	87%	93%	91%
Utilização de refinarias (Euro-16)	91%	88%	88%	89%	92%
Utilização de refinarias (Brasil)	88%	80%	75%	76%	76%

Nota: Incluem sondas de petróleo, gás natural e outros.

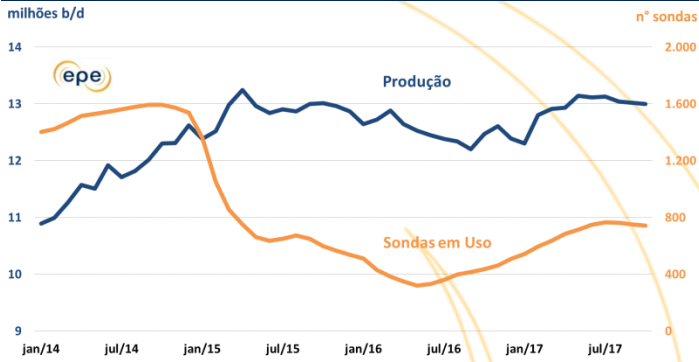
Fonte: ANP, Petrobras e Opep.

DEMANDA DE PETRÓLEO (MILHÕES B/D)	2015	2016	2017T1	2017T2	2017T3
Demanda Global	90,3	91,5	92,3	93,1	92,9
África	4,0	4,1	4,3	4,2	4,1
Américas	28,8	28,8	28,7	29,0	28,7
Ásia Pacífico	31,0	31,8	33,1	32,8	32,0
Eurásia	18,1	18,5	18,3	18,8	19,4
Oriente Médio	8,3	8,2	7,9	8,4	8,7

Nota: i) Inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural; ii) Não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e Opep.

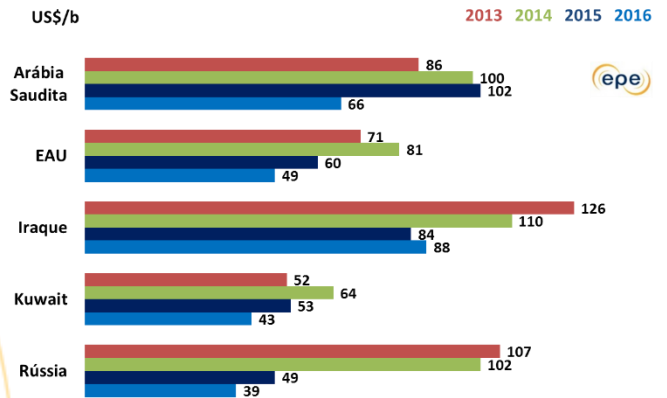
PRODUÇÃO DOS EUA



Nota: i) Sondas em uso, destacadas neste gráfico, correspondem apenas às sondas de petróleo; ii) Produção inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural.

Fonte: IEA, EIA e Baker Hughes.

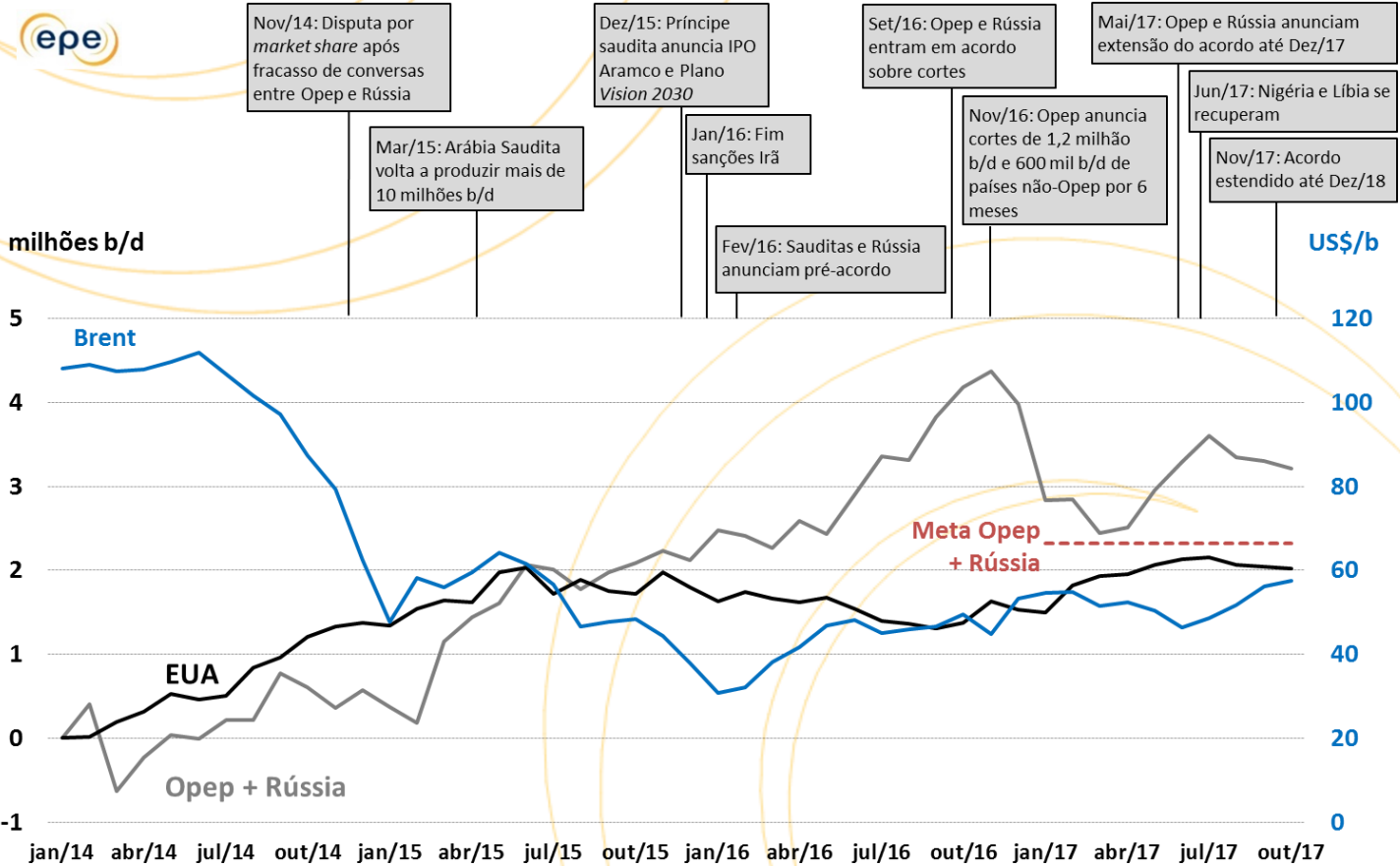
PREÇO DE EQUILÍBRIO FISCAL



Nota: O preço de equilíbrio fiscal (*fiscal breakeven price*) é o preço de petróleo que torna equilibrado o orçamento fiscal de um país. Tal indicador é usualmente calculado para os países que possuem grande parte das receitas governamentais advindas da venda de petróleo.

Fonte: Elaboração própria a partir de FMI e BP.

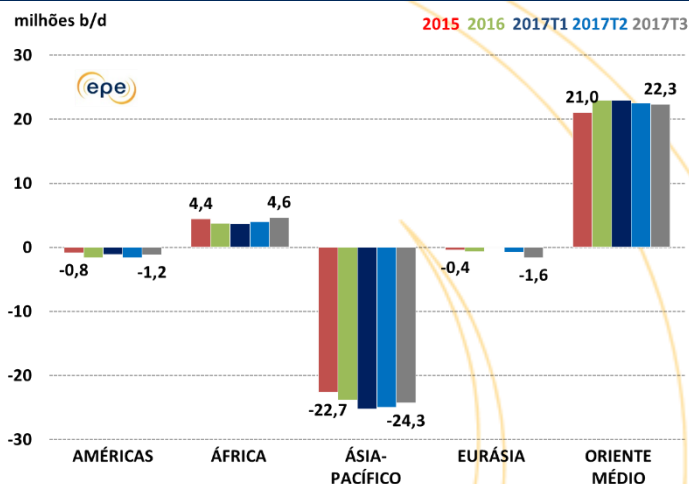
EVOLUÇÃO DO PREÇO DO PETRÓLEO E DAS PRODUÇÕES DOS EUA E DA OPEP/RÚSSIA



Nota: Variação da produção de petróleo dos EUA e da Opep/Rússia em relação à Janeiro/2014.

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA, EIA e Opep.

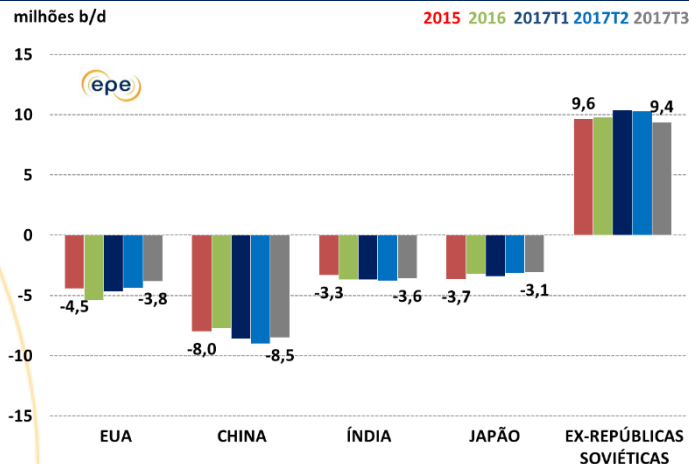
BALANÇOS REGIONAIS



Nota: Inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural. Não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e Opep.

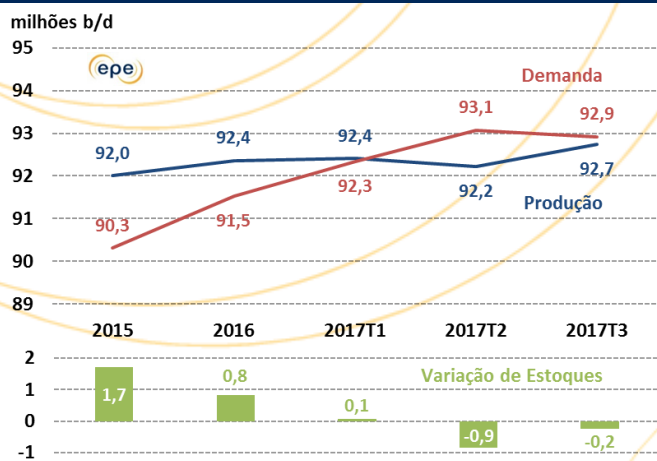
COMÉRCIO INTERNACIONAL DE PETRÓLEO E DERIVADOS



Nota: As exportações líquidas são retratadas pelos valores positivos, enquanto valores negativos representam saldos de importação líquida.

Fonte: Opep.

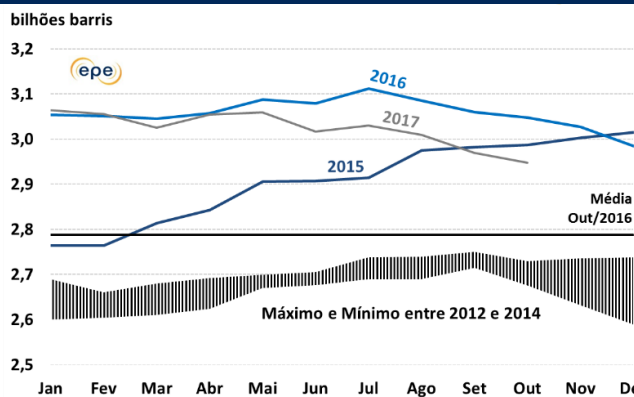
BALANÇO GLOBAL



Nota: Inclui petróleo, condensados e líquidos de gás natural. Não inclui ganhos de processamento e biocombustíveis.

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA e Opep.

ESTOQUES COMERCIAIS TOTAIS DE PETRÓLEO NA OCDE



Nota: i) Estoques totais incluem petróleo cru, derivados, LGN, insumos de refinaria, aditivos e outros hidrocarbonetos; ii) Média em outubro de 2016 se refere ao cálculo médio de 5 anos, objetivo indicado pela Opep em novembro de 2016.

Fonte: Elaboração própria a partir de IEA.

LICITAÇÕES SELECIONADAS DE PETRÓLEO & GAS NATURAL NO MUNDO EM 2018

Data	País	Descrição
Jan/18	Colômbia	Sinu San Jacinto 2017
Jan/18	Equador	Licitação com contratos de partilha
Mar/18	México	3ª rodada (I) águas rasas
Mai/18	Serra Leão	4ª rodada de licitação - offshore
Mar/18	Austrália	Rodada offshore de 2017
Mar/18	EUA	Concessão nº 250 do Golfo do México
2018T1	EUA	Concessão nº 251 do Golfo do México
2018T1	Argentina	Licitação planejada de campos offshore
Abr/18	Uruguai	3ª rodada (offshore)
Mai/18	Brasil	Pré-sal na Bacia de Santos e Campos
Mai/18	Brasil	Blocos em águas ultra profundas e em bacias terrestres
2018T2	Equador	16 blocos no projeto sur-Oriente.
2018T2	Trinidade e Tobago	Rodada de águas profundas de 2018
Dez/18	Groenlândia	Rodada de licenciamento de 2018
n/d	Cuba	Licitação aberta - negociações diretas
n/d	Dinamarca	8ª rodada
n/d	Sudão do Sul	Licitação aberta - negociações diretas

Fonte: Elaboração própria a partir de CNPE, Ministério de Hidrocarbonetos do Equador e Petroleum Economist.

CRONOGRAMA DE LICITAÇÕES DE PETRÓLEO E GÁS NATURAL NO BRASIL

Ano	Rodada	Modalidade	Período	Descrição
2017	4ª	Concessão (Marginal)	Mai/17	8 de 9 áreas de acumulações marginais arrematadas com bônus de R\$ 8 milhões e ágio recorde
	14ª	Concessão	Set/17	37 de 287 blocos arrematados com R\$ 3,8 bilhões de bônus
	2ª	Partilha	Out/17	12 empresas participaram, arrematando 6 dos 8 campos com bônus total de R\$ 6,15 bilhões
2018	4ª	Partilha	Mai/18	Pré-sal na Bacia de Santos e Campos
	15ª	Concessão	Mai/18	Blocos em águas ultraprofundas e em bacias terrestres
2019	5ª	Partilha	2019T3	Campos pré-sal na Bacia de Santos
	16ª	Concessão	2019T3	Blocos em águas ultraprofundas e em bacias terrestres

PRODUÇÃO E COMÉRCIO NO BRASIL (MIL B/D)	2015	2016	2017T1	2017T2	2017T3
---	------	------	--------	--------	--------

Petróleo

Produção	2.442	2.522	2.600	2.615	2.638
Exportação liq.	439	692	1.102	825	913

Derivados Petróleo

Produção	2.290	2.139	1.807	1.812	1.835
Importação liq.	231	279	438	346	417

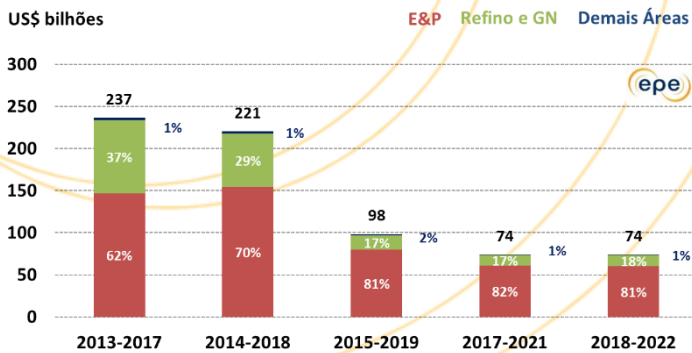
Biocombustíveis

Produção	589	553	141	632	944
Importação liq.	-22	-16	9	3	-3

Nota: i) A produção de petróleo inclui petróleo e condensados. Não inclui gás, líquidos de gás natural, ganhos de processamento e biocombustíveis; ii) Biocombustíveis inclui etanol e biodiesel.

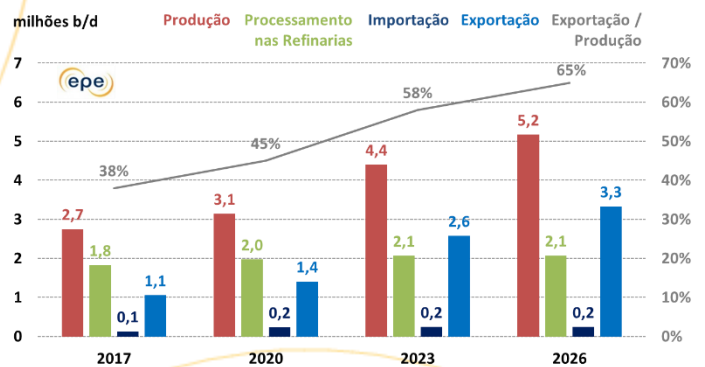
Fonte: EPE (Balanço Energético Nacional) e ANP.

PLANOS DE NEGÓCIOS E GESTÃO DA PETROBRAS - INVESTIMENTOS



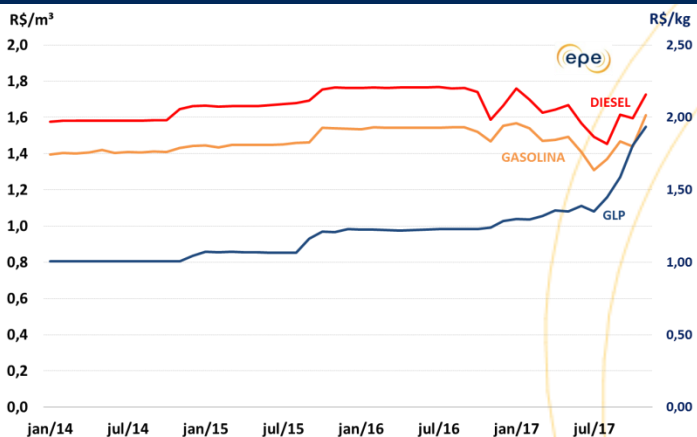
Fonte: Elaboração própria a partir de Petrobras.

BALANÇO NACIONAL DE PETRÓLEO (PROJEÇÃO)



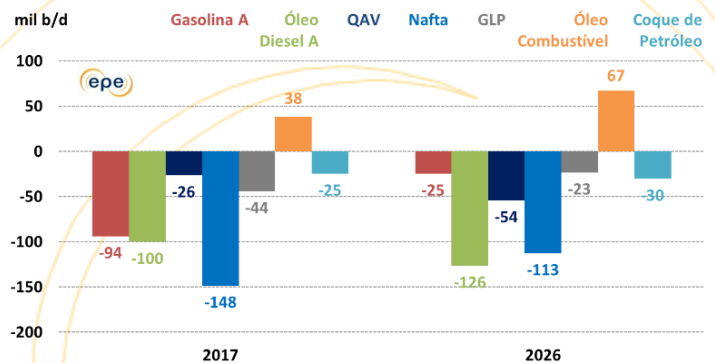
Fonte: EPE (Plano Decenal de Expansão da Energia 2026).

PREÇO DE REALIZAÇÃO DE DERIVADOS NO BRASIL



Fonte: Elaboração própria a partir de ANP e Planalto (legislação tributária).
Nota: O GLP é medido em R\$/kg. O diesel e a gasolina em R\$/m³.

BALANÇO NACIONAL DE DERIVADOS (PROJEÇÃO)



Fonte: EPE (Plano Decenal de Expansão da Energia 2026).

Equipe Editorial

Coordenação Geral

José Mauro Ferreira Coelho
Marcos Frederico Farias de Souza

Coordenação Técnica

Marcelo Castello Branco Cavalcanti

Equipe Técnica

Bruno Rodamilans Lowe Stukart
Carlos Augusto Góes Pacheco
Carlos Eduardo Rinco de Mendonça Lima
Filipe de Pádua Fernandes Silva
Guilherme Theulen Antoniasse

Colaboração

Raul Fagundes Leggieri