

DESAFIOS DA INDÚSTRIA BRASILEIRA DE PETRÓLEO NA PRÓXIMA DÉCADA

Helder Queiroz Pinto Jr¹

¹*Universidade Federal do Rio de Janeiro*

DOI: 10.47168/rbe.v27i2.636

RESUMO

A Indústria Brasileira de Petróleo (IBP) tem cada vez maior inserção internacional, decorrente das descobertas das importantes reservas do pré-sal e da nova condição exportadora de óleo bruto. Para tal, teve papel crucial as inovações tecnológicas nos projetos de exploração e produção offshore. Entretanto, dado o contexto de transição energética e de necessidade de respostas estruturadas para superar as crises sanitária e econômica, é de esperar que a conjugação das novas tecnologias, as mudanças nos padrões de produção e consumo de energia, as novas estratégias empresariais, bem como a redefinição dos objetivos e instrumentos de política energética e de regulação exerçam, de forma conjugada, um setor energético muito diferente ao final desta década. Não obstante, as vantagens comparativas do Brasil podem ser potencialmente aproveitadas e ensejar um processo de retomada do dinamismo da IBP. Para tal será necessário, contudo, estabelecer diretrizes de política energética mais claras que contemplem o papel da Petrobras na IBP e que crie, simultaneamente, um regime de incentivos para os investimentos necessários e para a garantia do abastecimento ao longo da cadeia produtiva do petróleo e derivados.

Palavras-chave: Petróleo, Política Energética, Inovação tecnológica.

ABSTRACT

The Brazilian Petroleum Industry (IBP) has an increasing international insertion, due to the discoveries of the important pre-salt reserves and the new export condition of crude oil. The technological innovations in offshore exploration and production projects played a crucial role to reach this new position in the international oil market. However, given the context of energy transition and the need for structured responses to overcome the health and economic crises, it is to be expected that the combination of new technologies, changes in energy production and

consumption patterns, new business strategies, as well as the redefinition of the objectives and instruments of energy policy and regulation exercise, in a combined way, a very different energy sector at the end of this decade. Nevertheless, Brazil's comparative advantages can potentially be exploited and give rise to a process of resuming the dynamism of the IBP. However, it will be necessary to establish clearer energy policy guidelines that contemplate Petrobras' role in IBP and that simultaneously creates an incentive regime for the necessary investments and the security of petroleum products supply.

Keywords: Oil, Energy policy, Technological innovation.

1. INTRODUÇÃO

A década de 2020 que se inicia reúne características atípicas, dado o contexto da pandemia do COVID-19. Porém, o processo esperado de recuperação dos efeitos das crises sanitária e econômica e a aceleração das medidas vinculadas ao processo denominado comumente de Transição Energética irão pautar esses processos de revisão. A evolução da indústria brasileira do petróleo (IBP) ao longo dos próximos anos não será dissociada das transformações em curso no setor de energia, associadas à necessidade imperativa de revisão das políticas energéticas nacionais e estratégias empresariais.

É importante observar que, no plano internacional, a agenda de recuperação econômica está pautada, no curto prazo, por respostas de reativação da demanda de energia e por redefinição dos mecanismos de política energética associada aos objetivos de busca imperiosa de matrizes energéticas mais limpas.

Paralelamente, é notável a evolução rápida das tecnologias que irão presidir o processo de transição energética ao longo das próximas décadas. Ainda que, recorrendo a um conceito da Economia da Inovação, não haja uma definição de design dominante¹, está claro que a aceleração do progresso técnico irá modificar, provavelmente de forma disruptiva, as atividades de produção, transporte, distribuição, comercialização e também o comportamento dos consumidores e os usos de energia. Se for honrada uma parcela dos compromissos assumidos no Acordo de Paris, de 2015, e da recente Cúpula do Clima, de 2021, é de se esperar, num horizonte de duas a três décadas, um setor de energia muito diferente daquele que temos hoje e com uma matriz energética com menor participação dos combustíveis fósseis.

Tais condições de contorno afetam diretamente o mercado internacional e as empresas de petróleo. A IBP tem cada vez maior inser-

¹ De acordo com Helm (2016, p. 199), *"it is impossible to know in advance what technologies will be successful. It is in the nature of technical progress that there will be surprises. If we had the knowledge to predict, we would have the technologies already"*.

ção internacional, dada a condição exportadora de óleo bruto e, a esse conjunto de mudanças no mercado mundial de petróleo, devem ser acrescentadas as questões vinculadas ao papel esperado da Petrobras, cuja reestruturação econômico-financeira, desde 2016, se traduz em impactos importantes que surgirão da reconfiguração patrimonial em curso.

Isto posto, é inegável que a próxima década irá impor mudanças estruturais e desafios, decorrentes de novas condições de contorno estreitamente vinculadas a um conjunto de quatro fatores transformadores das indústrias de energia, a saber:

- i. Desenvolvimento e evolução de novas tecnologias de produção e consumo e integração de tecnologias digitais;
- ii. Estratégias empresariais voltadas para a diversificação dos *core business* tradicionais;
- iii. Mudanças comportamentais e novos padrões de consumo;
- iv. Revisão das políticas energéticas e maior coordenação com demais políticas setoriais (industrial, tecnológica, ambiental, externa...).

Este texto pretende colocar em tela, a partir da perspectiva destes quatro fatores transformadores, as principais questões-chave para a indústria brasileira do petróleo. Para tal, serão examinados na seção seguinte (seção 2) os principais traços marcantes da última década, tanto no mercado internacional do petróleo, quanto na IBP, com especial ênfase no papel das inovações tecnológicas para o desenvolvimento de novas fronteiras de exploração e produção (E&P). Como se sabe, graças a essas inovações e aos consequentes aumentos de produtividade, as reservas de petróleo e gás natural não convencionais, nos EUA, suscitaram importantes alterações na estrutura do comércio internacional do petróleo. Para a IBP, as inovações tecnológicas cumpriram igualmente papel preponderante para o desenvolvimento das reservas de hidrocarbonetos do pré-sal e contribuíram para o alcance da condição de exportador líquido no mercado internacional.

A seção 3 destaca, num primeiro momento, os principais desafios para as empresas energéticas e governos próxima década, à luz da importância irreversível do *driver* ambiental e da concertação internacional com respeito à redução da participação das energias fósseis na matriz energética. Em seguida, será enfatizada, na seção 4, a situação da IBP, a qual será impactada por todas as novas condições de contorno decorrentes da transição energética, mas também afetada pelas questões-chave que emergem da reestruturação econômico-financeira da Petrobras.

A última seção sumariza as principais conclusões do artigo.

2. A DÉCADA 2011-2020: O PAPEL DAS INOVAÇÕES TECNOLÓGICAS E DAS NOVAS FRONTEIRAS DE EXPLORAÇÃO E PRODUÇÃO

Ao longo dos últimos dez anos, o mercado internacional de petróleo passou por importantes transformações estruturais. De fato, a história do petróleo permanece sendo escrita pelo jogo entre os fundamentos técnicos, geológicos, geopolíticos e econômicos, os quais contribuem para explicar tais flutuações.

Como se sabe, o acesso a jazidas de petróleo e gás natural tende a ter custos crescentes, pois as grandes descobertas de reservas de mais baixo custo são cada vez mais raras (HANSEN, PERCEBOIS, JANSSENS, 2019). Por isto, a atividade de Exploração e Produção (E&P) se expandiu para novas fronteiras, com destaque para os denominados recursos não convencionais (*shale gas, shale oil, tight oil...*), em especial na América do Norte, e também para a exploração em águas profundas e ultra-profundas, com destaque notadamente para a área do pré-sal no Brasil (PINTO Jr, 2018).

Ao longo da última década, o incremento da produção norte-americana de petróleo foi expressivo, saltando de 7,3 milhões de barris/dia para 17 milhões de barris/dia no período entre 2009-2019¹. Este aumento de produção produziu três importantes efeitos interdependentes: i) a queda dos preços internacionais num contexto de oferta mundial crescente e demanda estabilizada; ii) a redução da dependência norte-americana das importações e iii) a consequente mudança estrutural dos fluxos de comércio internacional do petróleo.

Adicionalmente, importa destacar, com relação ao último ponto, que tal mudança dos fluxos de comércio de petróleo é também decorrente e da estratégia de segurança energética pelos países asiáticos. A construção de refinarias de maior complexidade (capazes de processar diferentes tipos de óleo) e a celebração de contratos de fornecimento de óleo de longo prazo foram fatores fundamentais para aumentar as importações asiáticas de óleos mais pesados como os provenientes da América Latina e África.

Ademais, a situação atual do mercado é caracterizada por um contexto de oferta excedente e diversificada e demanda estabilizada. A oferta é hoje mais diversificada do que no passado com novos produtores atuando no mercado internacional como exportadores, incluindo Brasil, como será visto adiante.

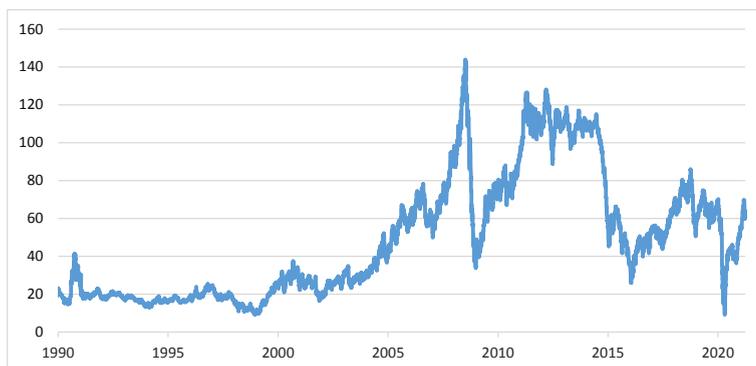
O período de preços altos do petróleo, registrados entre 2003 e 2014, favoreceu a busca das novas fronteiras de E&P. Porém, as inovações tecnológicas permitiram o alcance indispensável da competitividade nestas áreas de custos mais elevados, em particular após a

¹ Fonte: BP *Statistical Review of World Energy 2020* | 69th edition, disponível www.bp.com.

queda dos preços internacionais a partir de 2014, conforme apresenta o Gráfico 1 (INVESTING.COM).

Este aspecto tem pautado as revisões de cenários preparados pelos principais *outlooks* de empresas (BP, 2020), governos (EIA/DoE, 2020) e organizações internacionais (IEA, 2021; OPEP, 2021).

Gráfico 1 - Evolução dos preços spot diários do petróleo Brent em dólares por barril



2.1 A integração de tecnologias digitais na indústria de petróleo

As inovações tecnológicas na indústria petrolífera mundial sempre possibilitaram, historicamente, a ampliação das fronteiras de exploração e produção. Cabe notar, entretanto, que as soluções tecnológicas buscam não apenas superar os desafios técnicos de acesso e recuperação de óleo e gás natural em ambientes mais difíceis, mas também são importantes vetores de redução de custos a fim de assegurar a viabilidade econômica e competitividade para as reservas destas novas fronteiras de produção.

Isto posto, é importante notar que, nas condições de contorno da indústria mundial de petróleo, vigentes desde 2014, a busca de tais soluções está igualmente associada às transformações digitais presentes em todos setores da economia e da sociedade (PINTO Jr., 2018). Assim cada vez mais frequentemente, observa-se que a natureza das inovações que visa conjugar os objetivos apontados – custos e acesso a jazidas mais difíceis - incorpora um conjunto amplo de soluções tecnológicas digitais que varia, inclusive, de um projeto para outro.

A aceleração da adoção de soluções tecnológicas, apoiadas em ferramentas digitais, constitui um vetor importante que deverá pautar, a médio e longo prazo, as estratégias empresariais e as políticas de governo, tal como destaca o Conselho Mundial de Energia: “*Advances in digital technology are the main driving forces behind rapid changes in the energy sector*” (WORLD ENERGY COUNCIL, 2017).

Este novo contexto enseja a necessidade de ampliar os fatores de competitividade dos hidrocarbonetos face à expansão esperada das energias renováveis nas matrizes energéticas nacionais.

Neste sentido, como destacado na seção anterior, a expansão setorial, especialmente nas novas fronteiras de exploração, está fortemente vinculada à introdução de inovações e soluções tecnológicas que permitam ampliar os ganhos de produtividade e as diferentes fontes de redução de custos (PINTO Jr., 2018).

Dentre o conjunto de *clusters* tecnológicos examinados em Coutinho e Ferraz (2018), alguns já têm sido objeto de adoção nos projetos desenvolvidos pelas empresas de petróleo, a saber: Inteligência Artificial, Big Data, Computação em Nuvem, Novos Materiais e Nanomateriais e Robótica Autônoma.

A adoção de soluções que incorporam essas tecnologias pode ser caracterizada como provedoras de inovações tecnológicas, com potencial radical ou incremental, mas que já promovem mudanças qualitativas, embora com impactos diferenciados em cada uma das novas fronteiras de E&P (não convencionais *onshore* e pré-sal *offshore*).

Além disso, face os desafios de acesso às novas fronteiras de exploração, conjugada com a necessidade de reduzir seus custos, algumas soluções tecnológicas, específicas para o sistema produtivo de petróleo e gás têm sido adotadas (PINTO Jr., 2018). Elas emergem da busca de padronização de algumas dessas novas soluções, reunindo elementos de Digitalização, *Data Driven Operations* e Inteligência Artificial (IA).

O Quadro 1 (PINTO Jr., 2018) sintetiza o alcance em curso e possível de soluções tecnológicas orientadas aos desafios dois *drivers* principais: a) busca de novos prospectos das novas fronteiras exploratórias com geologia, localização e reservatórios de difícil identificação, acesso, avaliação e produção (não convencionais e águas ultra-profundas/pré-sal) e b) redução dos custos de produção ante os novos patamares dos preços internacionais e incerteza com relação ao comportamento futuro dos preços.

Quadro 1 - Soluções e tendências tecnológicas no segmento *upstream*

Alcance e absorção de tecnologias	Soluções tecnológicas	Tendências e novas tecnologias
Integração + Interação de novas tecnologias de geração + transmissão de dados	Produção compartilhada de equipamentos e serviços	Perfuração a laser
Otimização de processos com inteligência artificial e ampliação do uso Big Data	Poços horizontais	Poços com nano sensores e <i>smart fields</i>
Automação + geração de dados + gerenciamento de dados + interação/resposta+rotinas	Imageamento/interpretação de dados geológicos (geração/migração/acumulação de fluidos)	Sísmica 4D
<i>Real time data</i>	Algoritmos para interpretação sísmica e identificação de zonas permo-porosas de melhor qualidade; <i>“cream do sweet spot”</i> (seleção de locação)	Completação inteligente: monitoramento reservatório real time

No Quadro 1, aparecem destacadas, adicionalmente, as alternativas que privilegiam a gestão inteligente de sistemas complexas, os sistemas denominados *data analytics*, a ampliação do espectro das formas de automação, além da incorporação de tecnologias disruptivas que alteram sobremaneira a concepção e a execução de novos projetos de exploração, desenvolvimento e produção de hidrocarbonetos. Além disso, cabe apontar os esforços de PD&I em curso que visam aperfeiçoar e difundir as fronteiras tecnológicas, como a Sísmica 4D e o desenvolvimento da perfuração.

A adoção de inovações e novas soluções tecnológicas também têm sido relevantes no segmento de refino. É possível afirmar que os riscos associados aos investimentos em novas refinarias são crescentes e cada vez mais dependentes da velocidade e dos resultados esperados das políticas de substituição de derivados que começam a ser implementadas após o Acordo de Paris, assinado em 2015.

Tal constatação aponta, por outro lado, para a importância de incorporação também a ritmo mais acelerado de tecnologias digitais nas refinarias existentes, buscando através delas a racionalização de processos, a modernização de instalações e uma potencial redução de custos.

Desse modo, no segmento de refino, os avanços tecnológicos recentes, com incorporação de tecnologias digitais, têm permitido o

retrofit de um grande número de refinarias existentes, visando racionalizar e reduzir os custos operacionais. Além disso, as principais refinarias *greenfield*, com destaque para aquelas construídas na China e no Oriente Médio mais recentemente, também passaram a incorporar as principais tendências associadas à transformação digital. Neste sentido, as refinarias não se distinguem muito das plantas de outros segmentos industriais que buscam adotar os pilares tecnológicos da chamada Indústria 4.0.

Yuan, Qin e Zhao (2017) destacam o papel crescente dos projetos intitulados “*smart manufacturing*”, os quais buscam combinar informações e tecnologia de modo a ampliar flexibilidade, produtividade e qualidade dos processos. As refinarias de petróleo têm buscado uma produção inteligente por meio de avanços na unidade de processamento, na planta, no negócio e na cadeia de abastecimento.

2.2 Indústria brasileira de petróleo na última década: consolidação da posição de exportador líquido

Ao longo da última década, a Indústria Brasileira de Petróleo (IBP) logrou êxito no que concerne à superação da dependência das importações de óleo bruto e, sobretudo, ao alcançar a condição de exportador líquido no mercado internacional do petróleo.

Para tal alcance, as descobertas em águas ultra-profundas, na área geológica do Pré-Sal, cumpriram um papel crucial. Cabe recordar que os investimentos em E&P no pré-sal foram fruto do processo de cooperação da Petrobras com as empresas recém-chegadas ao Brasil para projetos de exploração, após o processo de abertura iniciado no fim dos anos 1990.

O caráter inovador da descoberta numa nova e promissora fronteira petrolífera exigiu um imenso esforço de inovações tecnológicas, visando maximizar o petróleo e o gás natural a serem produzidos. O desafio de superação tecnológica tem sido acompanhado por igual desafio no plano institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolveram os campos recém-descobertos. A fronteira de exploração e de produção do Pré-sal estabeleceu uma mudança radical nas condições de contorno da IBP, pois alterou os parâmetros de tomada de decisão, ancorados na análise das condições econômicas e financeiras do binômio prêmio-risco (TOLMASQUIM e PINTO Jr., 2012). As descobertas modificaram estas condições tanto nas novas áreas ainda não-concedidas e localizadas nas zonas adjacentes aos blocos exploratórios que lograram sucesso na exploração, quanto em áreas já concedidas e que eventualmente ainda não foram exploradas.

Os reservatórios do pré-sal, o situados em águas ultra-profundas, podendo atingir 7.000 metros abaixo do nível do mar, impuseram um contexto repleto de desafios tecnológicos que foram, pouco a pouco, superados, relacionados, segundo Pinto Jr. (2018), com: a) caracterização e engenharia de reservatórios; b) completação e perfuração de poços; c) engenharia submarina, em particular, a qualificação dos *risers* (tubulações flexíveis ou rígidas que levam petróleo e gás do poço às plataformas) para operação em águas ultra-profundas e o desenvolvimento do conjunto de operações *subsea*; d) logística para o aproveitamento do gás natural associado e desenvolvimento de materiais para equipamentos expostos a fluxos gasíferos com elevadas concentrações de CO₂ e de dutos em profundidade maior que 3.000 metros, além da dificuldade de escoar o gás produzido a cerca de 200 km da costa.

O desafio de superação tecnológica tem sido acompanhado por igual desafio nos planos legal, institucional e regulatório, dadas as circunstâncias específicas que envolveram os campos recém-descobertos. Em 2010, o governo Lula a propôs alterações nos marcos legal e regulatório da indústria do petróleo. Cabe recordar que a reforma de 1997 que levou à aprovação da Lei 9478/1997 (conhecida como Lei do Petróleo) introduziu o regime contratual de concessão; para a área do pré-sal a principal alteração foi a aprovação no Congresso Nacional do regime de partilha de produção, cujos atributos contratuais e regulatórios são contestados pelos principais operadores¹.

Independentemente das críticas, cabe notar que a produção do pré-sal no Brasil tem crescido de forma vertiginosa, o que demonstra a capacidade da Petrobras, das empresas consorciadas, da indústria para-petrolífera e das instituições de pesquisa em cooperar efetivamente para a superação dos desafios listados acima.

Cabe recordar neste ponto que o principal traço marcante da política energética brasileira desde o primeiro choque do petróleo, nos anos 1970, diz respeito à busca pela autossuficiência na produção de hidrocarbonetos. Desde então, este é um aspecto comum das diretrizes governamentais implementadas para o setor energético brasileiro, por governos com orientações políticas muito diferentes (PINTO Jr. e alli, 2016).

Os resultados são largamente conhecidos. Ainda que o Brasil tenha que importar óleos leves para o equilíbrio do seu processo de refino, o país já alcançou a condição de país exportador líquido com efeitos positivos para a balança comercial. Cabe notar que o petróleo, em 2019, foi o segundo principal produto exportado pelo Brasil, supe-

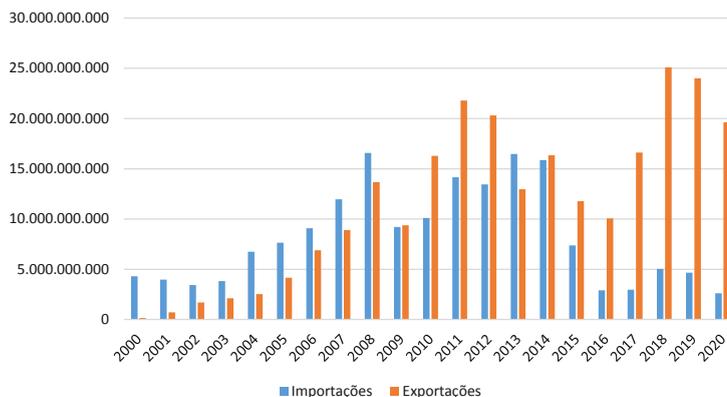
¹ Ver por exemplo a matéria da Agência Brasil, em 03/12/2020, "Presidente da Petrobras defende fim do regime de partilha" O Contrato de partilha não tem sentido econômico, diz Castello Branco, disponível em <https://agenciabrasil.ebc.com.br/economia/noticia/2020-12/presidente-da-petrobras-defende-fim-do-regime-de-partilha>

rado apenas pela soja, conforme apresentam a Tabela 1 (ANP) e o Gráfico 2 (ANP).

Tabela 1 - Produção, Importação e Exportação de Petróleo Bruto (em barris de petróleo por dia)

Ano	Produção	Importação	Exportação	Saldo
	(barris/dia)	(barris/dia)	(barris/dia)	(barris/dia)
2000	1.234.592	398.084	18.681	-379.403
2001	1.292.773	416.937	110.778	-306.159
2002	1.454.396	380.071	234.961	-145.110
2003	1.496.111	343.932	241.771	-102.161
2004	1.481.417	463.768	230.827	-232.942
2005	1.633.574	378.667	274.494	-104.173
2006	1.722.733	360.297	368.044	7.747
2007	1.747.996	437.352	421.404	-15.948
2008	1.817.193	408.789	433.179	24.390
2009	1.950.364	393.187	525.641	132.453
2010	2.054.668	338.763	631.485	292.722
2011	2.105.399	332.255	604.517	272.262
2012	2.066.873	312.186	549.392	237.206
2013	2.023.876	405.037	380.761	-24.277
2014	2.254.602	394.937	518.909	123.972
2015	2.437.445	324.072	736.742	412.671
2016	2.517.071	178.572	798.239	619.667
2017	2.720.902	149.247	996.568	847.321
2018	2.678.888	186.195	1.123.313	937.118
2019	2.876.530	189.269	1.172.400	983.131

Gráfico 2 - Importações e exportações brasileira de petróleo (US\$ FOB)



Tal como mostra a Tabela 2 (ANP), ao contrário do que ocorre com a produção e à condição exportadora de petróleo bruto, a dependência externa com relação à importação de derivados é ainda significativa, mesmo com a redução da demanda, resultante dos anos de recessão econômica observados ao longo da última década e agravados, em 2020, com a pandemia do Covid-19.

Diferentes estudos¹, contudo, apontam para a necessidade de importações de derivados por um período longo. A redução da participação da Petrobrás no *downstream* pode ampliar a entrada de outros agentes, inclusive nas operações comerciais de importação, e abrir um caminho de transição para novas configurações patrimoniais e novas estruturas de mercado.

Tabela 2 - Saldo Balança Comercial de Derivados (milhões US\$ FOB)

Ano	Gasolina (MM US\$)	Óleo diesel (MM US\$)	Óleo combustível (MM US\$)	GLP (MM US\$)	Nafta (MM US\$)	Querosene de aviação (MM US\$)	Saldo total derivados (MM US\$)
2000	386	-1.242	236	-797	-1.033	-211	-2.661
2001	493	-1.199	780	-550	-1.330	-238	-2.044
2002	489	-1.082	614	-352	-966	-177	-1.474
2003	504	-766	963	-292	-1.255	-72	-918

¹ Ver a esse respeito EPE (2021), Plano Decenal de Expansão de Energia 2030.

Tabela 2 - Saldo Balança Comercial de Derivados (milhões US\$ FOB)
(continuação)

Ano	Gasolina (MM US\$)	Óleo diesel (MM US\$)	Óleo combustível (MM US\$)	GLP (MM US\$)	Nafta (MM US\$)	Querosene de aviação (MM US\$)	Saldo total derivados (MM US\$)
2004	551	-809	1.156	-382	-1.538	-34	-1.056
2005	1.032	-891	1.430	-210	-1.640	-164	-443
2006	1.185	-1.446	1.872	-433	-2.305	-370	-1.497
2007	1.828	-2.485	1.719	-599	-2.318	-530	-2.385
2008	1.646	-4.647	2.376	-954	-3.330	-1.228	-6.137
2009	965	-1.129	1.458	-665	-2.123	-613	-2.107
2010	81	-4.748	2.123	-1.125	-3.248	-1.048	-7.965
2011	-1.441	-6.948	2.839	-1.540	-4.379	-1.399	-12.868
2012	-2.910	-6.308	4.635	-1.057	-5.692	-1.314	-12.646
2013	-1.914	-7.984	3.506	-1.241	-4.747	-1.569	-13.949
2014	-1.354	-8.412	2.804	-1.497	-4.301	-1.127	-13.887
2015	-800	-3.375	1.114	-584	-1.698	-644	-5.987
2016	-682	-2.742	624	-2.405	-434	-438	-6.282
2017	-1.546	-5.415	1.189	-707	-3.432	-208	-10.119
2018	-758	-5.826	2.494	-1.233	-3.609	-222	-9.152
2019	-754	-6.659	3.068	-689	-2.912	652	-7.294
2020	-555	-3.934	3.668	-561	-1.132	310	-2.204

3. O DRIVER DA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA: IMPACTOS PARA O MERCADO INTERNACIONAL DO PETRÓLEO

O fim do ciclo de uma década de preços elevados (2003-2014) no mercado de petróleo tem sido marcado pela volatilidade e por patamares de preços significativamente mais baixos. Desde então, alguns fatores contribuíram para deixar para trás a ideia de um pico de oferta (o denominado “*peak oil de Hubbert*”) e sinalizar diferentes horizontes para o pico de demanda, especialmente após a pandemia da Covid-19¹. Em primeiro lugar, o Acordo de Paris, em 2015, e a recente Cúpula do Clima,

¹ Tal como apontado no documento IEA (2021) “*Oil 2021 Analysis and forecast to 2026*” *Rapid changes in behavior from the pandemic and a stronger drive by governments towards a low-carbon future have caused a dramatic downward shift in expectations for oil demand over the next six years. This is forcing hard decisions on oil-producing countries and companies, which are reluctant to leave resources untapped or to install new capacity that would only sit idle. Could oil demand peak sooner than expected? Or is the world heading into a supply crunch? What will the implications be for the refining industry and trade flows?*”.

promovida pela Administração norte americana de Joe Biden, em 2021, colocaram em tela uma perspectiva de curto prazo estagnação e de queda da demanda de petróleo a longo prazo. Se uma parcela dos compromissos assumidos for honrada, a demanda por combustíveis fósseis tende a cair ao longo dos próximos anos como resultado da revisão de diretrizes das políticas energéticas nacionais.

Desse modo, a próxima década será fortemente marcada pelo *driver* ambiental e por uma perspectiva de aceleração dos programas e políticas públicos dedicados à transição energética.

Tal como destaca Helm (2018), todas as empresas de energia e, em particular, as petrolíferas devem começar a adaptar seus atuais modelos de negócios. Nesta perspectiva, os países exportadores de petróleo, principalmente do Oriente Médio, serão impactados negativamente, enquanto os países que investem em novas tecnologias podem se tornar ainda mais influentes no jogo geopolítico.

Em linha com esta visão, ainda que possamos assumir que ocorrerão diferentes “*energy transitions*”, segundo as respectivas dotações de recursos energéticos e estruturas de oferta e de demanda de cada país, há em comum entre elas a tentativa de conciliação dos objetivos de segurança energética e de maior participação de fontes renováveis. No caso de grande maioria dos países integrantes do G-20, a questão central passa a ser a descarbonização, na busca de reduzir a participação das energias fósseis de cerca de 81% para 58%, em 2040.

Porém, a “Transição Energética” não pode ser definida e se resumir a esta meta, ainda que importante. Até porque, neste caso, o Brasil já teria concluído a transição energética, dado a participação de cerca de 45% de renováveis na matriz energética nacional.

Não se pretende aqui advogar por uma substituição do conceito de “Transição energética” cujo significado, ainda que limitado, já é amplamente difundido; porém, parece claro que ele não se esgota no aumento da participação das renováveis na matriz energética. Na verdade, o setor de energia está em franca transformação, tal como aponta IRENA (2019). Assim, tem se difundido a noção de estratégias D_ - D_ - D, com a combinação de diretrizes de política e programas governamentais orientados para a integração de expansão da além da “descarbonização”, da “digitalização” e da “descentralização”.

Cabe notar que a linha que costura os 3 “D”, tal como já salientado na seção 2, é a inovação tecnológica e organizacional, o que sugere a configuração de um setor de energia muito diferente daquele que temos hoje no horizonte 2040/2050.

Nesta perspectiva, o componente tecnológico surge como principal vetor da grande transformação do setor de energia, acrescentando ao processo diversas e novas incertezas associadas à evolução

das tecnologias de produção, utilização e operação do setor de energia¹.

Na sua fase inicial, a preocupação primordial das políticas visando acelerar o processo de transição energética era possibilitar que as fontes renováveis se tornassem opções viáveis do ponto de vista técnico, econômico e ambiental. O que se espera para a próxima década é diferente: as energias renováveis já estão se difundindo rapidamente em muitos países, gerando grandes mudanças para as tecnologias, organizações e infraestruturas.

Nesta nova fase, observa-se não apenas uma aceleração da dinâmica de transição anterior, mas também novos fenômenos. Estes incluem uma complexa interação de múltiplas tecnologias, a mudança e o surgimento de novos modelos de negócio e a revisão dos instrumentos de políticas setoriais e de regulação. A pandemia da Covid-19 acrescentou um elemento a mais na busca da aceleração de medidas que visem a transição energética. Sob tais circunstâncias é de se esperar “*clean packages*”, como destacado por (HEPBURN et al., 2020) venham a cumprir um papel crucial no processo de recuperação econômica com forte associação de regimes de incentivos e programas governamentais voltados para os objetivos da transição energética.

Este novo contexto pode encurtar o horizonte do pico de demanda e irá certamente pautar, ao longo da próxima década, a evolução do mercado internacional do petróleo, impondo revisões estratégicas das empresas petrolíferas, sejam elas estatais ou privadas (FATTOUH, POUDINEH, E WEST, 2019).

Em suma, o contexto do mercado internacional será marcado por quatro fatores-chave: i) oferta excedente; ii) maior número de produtores e exportadores; iii) competição acirrada no comércio internacional por *market share*; e iv) demanda estabilizada, com viés de declínio.

Evidentemente, a arena geopolítica permanecerá sendo chave e acordos de produção podem ser estabelecidos para tentar contornar os efeitos sobre os preços que esses fatores-chave podem provocar. Neste sentido, é possível se interrogar por quanto tempo a Arábia Saudita irá sustentar o papel de *swing producer* que ela voltou a cumprir². Como mostra Fattouh (2021) dado o volume de suas reservas, a Arábia Saudita deve garantir que terá demanda de longo prazo por seu pe-

1 Tal como menciona Helm (2016, p. 199), “*it is impossible to know in advance what technologies will be successful. It is in the nature of technical progress that there will be surprises. If we had the knowledge to predict, we would have the technologies already*”, in HELM, D. The future of fossil fuels—is it the end? Oxford Review of Economic Policy, v. 32, n. 2, p. 191-205, 2016.

2 Em 2019, a produção saudita atingiu 9,8 milhões de barris/dia. Desde então, e a fim de viabilizar o acordo entre os membros da OPEP+, o ajuste da Arábia Saudita levou a expressivos cortes, com registro de produção de 8 milhões de barris/dia em março de 2021. É praticamente a Arábia Saudita que assegura, dentro dos membros da OPEP, o ajuste de oferta desde o acordo de Produtores estabelecido em 2020.

tróleo, e isso tem implicações importantes para sua política de curto e longo prazo. Embora ante um choque negativo de demanda, como em 2020, a política saudita seja cortar a produção, há forte dependência das receitas de exportação para seu equilíbrio fiscal.

Porém, com a aceleração da transição energética e, do ponto de vista estrutural, um nível de demanda mais baixo a médio prazo, a manutenção de uma posição de *swing producer* só reforça a sensação de equilíbrio instável de curto prazo no mercado internacional do petróleo. Tal condição só reforça a hipótese de que a competição entre produtores será intensa e lançar dúvidas sobre a efetividade, a médio e longo prazos, de acordos de cortes de produção e, em especial, sobre o por quanto tempo a Arábia Saudita continuaria a cumprir este papel de *swing producer*. Em contrapartida, a estrutura de custos mais baixos favorece o petróleo árabe, caso um novo ciclo de baixa de preços venha a ocorrer nos próximos meses, cujo gatilho está no processo de tomada de decisão da Arábia Saudita com relação ao seu nível de produção.

Em suma, num contexto marcado pela queda do patamar dos preços do petróleo, pelo papel das novas fronteiras de exploração e produção, pelas transformações na estrutura da demanda de combustíveis e pelo fortalecimento das políticas de substituição de combustíveis fósseis, as estratégias das principais empresas de petróleo estão vinculadas a projetos que permitam, por um lado, a diversificação de seus *core business*, com novos investimentos em outras indústrias de energia e ii) a adoção de inovação e soluções tecnológicas que reduzam custos de investimento e operação, assim como o seu tempo de implementação.

Desse modo, a busca pelos vetores de redução de custos para assegurar a competitividade dos projetos de E&P e refino vem pautando as mudanças dos planos e modelos de negócio das empresas de petróleo. Tal busca é particularmente forte para as citadas novas fronteiras de E&P, como as reservas não convencionais nos EUA e o pré-sal no Brasil, as quais têm estruturas de custos mais elevadas.

4. A IBP NA PRÓXIMA DÉCADA: DESAFIOS DA REESTRUTURAÇÃO

Como visto na seção 2, a última década consolidou, no Brasil, a passagem da condição de dependência das importações de petróleo bruto para a posição de exportador líquido no Cabe sublinhar que a produção nacional de petróleo é muito específica comparada à média mundial. A produção *offshore* mundial representa 29% da produção total; já no Brasil, os reservatórios *offshore* representam praticamente

95% do total de petróleo produzido.

Esta condição consolidou a vocação e expertise brasileiras de desenvolvimento de campos *offshore*, e este aspecto é, sem dúvida, uma fonte de vantagem competitiva para a Petrobras. Muitos dos consórcios firmados recentemente no Brasil têm como foco a busca de aprendizagem de operação no ambiente marítimo, visto que, a médio e longo prazo, ante a redução das oportunidades *onshore*, constata-se a tendência de desenvolvimento *offshore* em outros países.

Entretanto, ainda que os principais fatores tecnológicos críticos do desenvolvimento do pré-sal tenham sido superados, a próxima década coloca, em tela, uma série de desafios relacionados tanto com a evolução do mercado internacional do petróleo e da transição energética, quanto com respeito os vetores estruturais de mudança da IBP. Neste contexto, chama atenção o processo de revisão do papel estratégico da Petrobras, marcado pela reestruturação financeira que, ainda que seja necessária, deveria estar aliada a um processo de decisão governamental mais robusto e que levasse em consideração os fatores transformadores das indústrias de energia e a função da Petrobras para a reconfiguração da IBP na próxima década.

4.1 Novo posicionamento estratégico da Petrobras

Durante décadas, a IBP foi estruturada em torno da Petrobras e de suas decisões estratégicas. Desde a sua criação, a Petrobras praticamente se confundiu com a própria indústria brasileira de petróleo, consolidando sua posição monopolista e verticalizada. Desde a abertura do fim dos anos 1990, o processo de desconcentração industrial avançou gradualmente, com a entrada de novos operadores no *upstream*.

Porém, desde 2014, além da perda de receita decorrente da queda dos preços do petróleo, a Petrobras teve que lidar com três problemas principais fortemente relacionados entre si: i) contábil (devido a problemas de auditoria e não publicação do balanço da empresa em tempo hábil em 2015); b) de gestão/governança corporativa; e c) financeiro. É notório que, desde 2016, o último ponto - processo de reestruturação financeira- tem guiado as decisões estratégicas da empresa.

A saída para resolver os problemas acumulados na esfera financeira tem que estar ancorada nas competências desenvolvidas pela empresa na esfera produtiva. É inegável a excelência produtiva e tecnológica da Petrobras, especialmente nas atividades *offshore*. Neste sentido, importa notar que as vantagens comparativas e competitivas da Petrobras precisam ser corretamente identificadas e valorizadas no seu portfólio de ativos. Sob tais circunstâncias parece claro que

as alternativas a serem buscadas, para a reestruturação financeira, exigem igualmente a necessidade de uma reestruturação produtiva da empresa que implicará na revisão do portfólio de ativos existentes e de novos projetos a serem desenvolvidos.

Para tal, as decisões, desde então, visaram ordenar e selecionar os ativos que garantam maior rentabilidade para a empresa, reestruturando o portfólio de ativos segundo: a) os critérios de prazo de maturação (curto, médio e longo prazos), b) os segmentos da cadeia produtiva (*upstream*, *midstream* e *downstream*) e c) com a natureza geológica dos blocos exploratórios e campos de produção (terra, águas rasas, profundas e ultra-profundas).

A disposição de promover a reestruturação financeira através da venda, ainda em curso, dos ativos da empresa revela que a Petrobras, em 2030, será certamente uma empresa menor do que aquilo que apontavam os Planos de Negócios concebidos até 2010, quando se imaginava que a companhia dobraria de tamanho em uma década.

Assim, as revisões recentes dos Planos de Negócios parecem indicar tão somente que a Petrobras tem como estratégia empresarial apenas realizar “menos do mesmo”, com exceção da concentração dos investimentos nos projetos de E&P no pré-sal. Em outros termos, o perfil desenhado da reestruturação empresarial, presidida pelos critérios financeiros, aponta para uma empresa especializada em atividades dedicadas a operação de projetos E&P offshore.

No caso da Petrobras, isto é decorrência das medidas que buscam reduzir, progressivamente, a participação da empresa nos diferentes segmentos da IBP. Tais medidas, desde julho de 2019, estão amparadas pelos denominados TCC (Termos de Cessação de Conduta ou Termo de Compromisso de Cessação de Prática), firmados pela Petrobras e o Cade, no qual a empresa se comprometeu a vender oito de suas refinarias de combustíveis líquidos e suas participações remanescentes nos mercados de transporte e distribuição de gás natural. Além disso, a Petrobras tem realizado várias operações de *farm out*, especialmente em campos terrestres, vendeu o controle da BR Distribuidora ficando com 37,5% do capital da empresa, reduziu sua inserção internacional e sua participação no segmento de biocombustíveis.

Esta escolha parece ir na contramão das revisões dos planos de negócios e estratégias observadas nas principais empresas de energia de diferentes países, tal como destacado na seção anterior, que visam diversificar os seus *core business*.

Sob tais circunstâncias, a próxima década, caso avancem as medidas sinalizadas acima, pode caracterizar uma nova posição da Petrobras na IBP marcada, por um lado, por uma forte posição consolidada e dominante nas áreas de offshore ultra-profundas, em particular

no pré-sal¹; e, por outro, um menor grau de integração vertical e participação acionária nos demais elos da cadeia produtiva de petróleo e de gás natural.

É de se esperar, assim, que novos entrantes possam operar nos diferentes segmentos da IBP e possibilitar o surgimento de um novo padrão de concorrência setorial. Porém, uma agenda de reformas estruturais tão importante e histórica como essa tem que estar ancorada em estudos sólidos sobre os regimes de incentivos para novos investimentos e os instrumentos regulatórios e institucionais que garantam a segurança do abastecimento de combustíveis no país. Sem entrar no mérito dos atributos da visão liberal que sustenta as expectativas e interesses econômicos que gravitam em torno dela, duas questões-chave emergem desse processo de reestruturação da Petrobras e, conseqüentemente, da própria IBP.

A primeira está relacionada com a segurança do abastecimento; a segunda diz respeito aos preços dos combustíveis. Estas questões-chave são examinadas nas subseções seguintes.

4.2 Princípio fundamental de política energética: a garantia do abastecimento

Com relação à primeira questão-chave, a meta de saída parcial da Petrobras do refino já é o prenúncio de mudanças estruturais de relevância histórica. Cabe neste ponto recordar alguns aspectos importantes da trajetória de construção da indústria de refino no Brasil. Como se sabe, um dos objetivos centrais e estratégicos da criação da Petrobras foi a necessidade de reduzir a importação de derivados e inverter a pauta de importações nos anos subseqüentes (Pinto Jr e alli, 2016). Ou seja, o país passou a importar petróleo bruto e refinar internamente os derivados. Desde então, a empresa assumiu a importante missão de garantir o suprimento, a partir de sua operação integrada e otimizada, nos planos nacional e regionais, das atividades de refino, importação e logística.

Assim, desde a década de 1950, o desenvolvimento do parque de refino visava a garantia, em todo território nacional, do abastecimento de combustíveis, cuja demanda crescia a taxas anuais próximas de 10%. Desse modo, este era o *core business* da empresa até os anos 1970. Apenas nesta década é que a Petrobras passou a atuar na

¹ Ver a esse respeito a matéria no Valor Econômico, 07/12/2020, "Petrobras acelera a estratégia com foco no pré-sal Empresa prevê investir US\$ 55 bilhões entre 2021 e 2025, queda de 27% em relação ao plano anterior" Disponível no link <https://valor.globo.com/publicacoes/suplementos/noticia/2020/12/07/petrobras-acelera-a-estrategia-com-foco-no-pre-sal.ghtml> ou as ferramentas oferecidas na página

distribuição de derivados, quando foi então criada a BR Distribuidora para ser mais uma empresa no mercado de distribuição de combustíveis, o qual sempre contou com a participação de várias empresas (PINTO Jr., 2020). Também neste período, especialmente após os choques do petróleo, e visando reduzir a vulnerabilidade face as oscilações dos preços internacionais, é que foram ampliados os investimentos em exploração e produção offshore, que se revelou muito bem-sucedida ao longo do tempo.

Posteriormente, no fim dos anos 1990, com a Lei do Petróleo e a criação da ANP, a introdução da concorrência passou a ser um objetivo estabelecido no novo marco legal.

Entretanto, no início dos anos 2000, o ciclo de introdução de pressões competitivas e de liberalização na reestruturação do mercado *downstream* brasileiro se revelou incompleto, pois a Petrobras, na prática, manteve seu poder de monopólio no refino.

A desconcentração industrial prevista com a venda das refinarias da Petrobras se constituirá, de fato, numa mudança estrutural histórica irá ensejar um novo padrão de concorrência no refino, com a expectativa de entrada de novos competidores, e engendrando, a reboque, alteração nas condições de concorrência nos demais segmentos a jusante da cadeia.

Entretanto, uma fase de transição bem-sucedida é uma condição essencial para o alcance de tal objetivo. Neste sentido, é de se esperar que as transformações no refino sejam acompanhadas de mudanças regulatórias que possam ser aderentes às características inerentes dessa fase de transição. Em particular, a preocupação central deve ser, prioritariamente, a garantia de suprimento de todos os derivados e biocombustíveis, em todo o território nacional e sua implementação requer atenção especial, tanto no aspecto operacional quanto regulatório¹.

As condições para garantia do suprimento suscitam tarefas de adequação dos instrumentos de regulação, por parte da ANP, os quais devem observar o novo papel da Petrobras, a necessidade de gerar um ambiente de atratividade aos novos entrantes e o aumento do nível de investimentos necessários na modernização dos ativos de refino e expansão dos investimentos em infraestrutura e logística de movimentação de combustíveis, visando garantir condições de competitividade no mercado através da eliminação de gargalos logísticos.

Neste sentido, será crucial desenvolver, aplicar e fiscalizar a regulamentação apropriada num ambiente de isonomia competitiva, coibindo ações que degradam este ambiente em benefício das fraudes e irregularidades no setor.

¹ Cabe ressaltar ainda que, como é de conhecimento geral, mudanças tributárias estão sendo estudadas pelo atual governo, mas ainda não se sabe ao certo de que maneira irão alterar as condições de concorrência no *downstream*.

4.3 Condição necessária: racionalidade dos preços dos combustíveis

No que concerne a segunda questão-chave - preços dos combustíveis- o estresse de reajustes frequentes dos preços suscita sucessivas crises de credibilidade e incerteza sobre o comportamento futuro da Petrobras com relação aos preços sob uma nova direção.

Este tipo de problema emerge da imprecisão conceitual que embaralha a visão empresarial e as políticas públicas. Em outros termos, é mister separar dois temas críticos: i) a formação e reajustes dos preços da empresa ainda monopolista e que mesmo com a venda parcial do refino terá poder de mercado e ii) a política de preços de combustíveis (hoje inexistente no plano formal) a ser implementada pelo governo.

No que concerne ao primeiro tema, é correto a Petrobras perseguir, como faz desde 2016, o princípio econômico de base de alinhamento dos preços domésticos dos derivados aos preços internacionais. Cabe notar aqui que não se trata do preço final ao consumidor e sim do preço denominado ex refinaria.

Assim, ainda que não submetida à concorrência no refino, é natural que a Petrobras busque praticar preços alinhados com a estrutura de custos e com a evolução dos preços internacionais. Tal prática oferece os sinais econômicos corretos para os agentes econômicos a jusante do refino (distribuição e revenda).

Porém, nos últimos vinte anos, todos os governos, sem exceção, confundiram e misturaram estes dois pontos e, na prática, acostumamos a considerar a prática empresarial de formação de preços como se ela encerrasse todos os atributos necessários para uma política de preços dos combustíveis.

A política de preços dos combustíveis é, em última instância um instrumento de política energética. De maneira esquemática, a política energética se articula em torno: i) da segurança do abastecimento de energia; e ii) do uso racional e eficiente dos recursos energéticos. Para tal, os governos, de uma forma geral, dispõem de instrumentos como as políticas de tributação das fontes de energia, as políticas de preços e os subsídios e incentivos que permitem promover, por exemplo, o desenvolvimento de determinadas fontes de energia em detrimento de outras, consideradas mais caras e/ou mais poluentes; ou ainda orientar programas redistributivos de natureza social e/ou regional. Este é um dos papéis legítimos do Estado no setor de energia e, se olharmos sem a lupa de fundamentalismos liberais ou intervencionistas, encontraremos inúmeros exemplos internacionais que usam um ou mais desses instrumentos para suas respectivas políticas de preços.

Apesar de existir uma carga de tributos elevada, não existe no

Brasil uma política funcional de preços dos derivados e, portanto, a arrecadação serve primariamente a necessidades fiscais. Além disso, é fundamental notar que existem diferentes estruturas de mercados de combustíveis. O mercado de gasolina é diferente do mercado de GLP, por exemplo, formados inclusive por *players* diferentes na atividade de distribuição e na revenda aos consumidores finais.

Reconhecidas tais características, não há dificuldade técnica para desenhar uma política de preços para os combustíveis no Brasil (PINTO Jr., 2021). A criação da Contribuição de Domínio Econômico (CIDE), em 2001, serviria exatamente a esse propósito, pois, apesar de não exercer sua função precípua, foi desenhada para operar como amortecedor das flutuações dos preços internacionais. Outros inúmeros exemplos de aplicação, com comparações internacionais de políticas de preços, instrumentos similares, com ênfase em questões ambientais e/ou de equidade social/regional, são sobejamente conhecidos¹.

A especificidade brasileira neste caso se traduz numa situação que envolve a presença de uma empresa que, ainda que seja estatal, detém o monopólio de um segmento crucial para toda a cadeia petrolífera. Em outros países, como por exemplo na Europa, a presença de mais de uma empresa atuando no refino e/ou na importação de derivados funciona, através da competição em oligopólios nacionais ou regionais, como um amortecedor das flutuações dos preços do petróleo, pois os refinadores competem por *market share*.

Assim, nem todos repassam para os preços, o mesmo percentual e ao mesmo tempo, as oscilações dos preços da matéria-prima. Até porque se assim o fizerem também podem ser investigadas pelas autoridades de defesa da concorrência por ação coordenada na formação de preços. Nos EUA, o mercado é ainda menos concentrado e, embora os preços estejam corretamente alinhados, também nem todos os agentes reajustam preços da mesma forma e ao mesmo tempo.

Portanto, a elaboração de uma política de preços “partindo do zero” ou a eventual adaptação de experiências internacionais à realidade brasileira não é uma tarefa difícil de ser concretizada no campo da política setorial. O que importa assim é modificar a relação e as responsabilidades entre o Poder Executivo e a Petrobras no que tange à elaboração de uma política de preços.

Para tal, o atributo fundamental para o sucesso da implementação de uma política de preços reside na transparência e qualidade da formulação, bem como no monitoramento e avaliação dos resultados.

¹ Ver por exemplo Altomonte, H. y J. Rogat (2004) “*Política de precios de combustibles en América del Sur y México: implicancias económicas y ambientales*”, (LC/L. 2171-P), Naciones Unidas, Santiago de Chile. Ou mais recentemente, Bizeul, A e Lattanzio, D., (2021) “*From well to tank: How governments can use gasoline prices to accelerate a green and just transition*”, disponível em <https://www.iea.org/commentaries/from-well-to-tank-how-governments-can-use-gasoline-prices-to-accelerate-a-green-and-just-transition>

5. CONCLUSÕES

A evolução do mercado internacional do petróleo e da IBP será tributária das mudanças, em todo o mundo, que gravitam em torno das ações para redução dos combustíveis fósseis na matriz energética. Tal evolução será resultante da interação do que denominamos fatores transformadores das indústrias de energia.

É de esperar que a conjugação das novas tecnologias, as mudanças nos padrões de produção e consumo de energia, as novas estratégias empresariais, bem como a redefinição dos objetivos e instrumentos de política energética e de regulação exerçam, de forma conjugada, um setor energético muito diferente ao final desta década.

No que concerne o caso brasileiro, vale ressaltar que as possibilidades abertas com as importantes descobertas do Pré-Sal, mesmo com grandes desafios empresariais, tecnológicos, institucionais e regulatórios que foram progressivamente superados, colocam o país numa privilegiada posição em matéria de dotação de hidrocarbonetos e também no mercado internacional, com a consolidação de exportador líquido. Assim, cabe notar que, do ponto de vista dos atributos setoriais, as perspectivas são favoráveis, dados: i) o volume de recursos descobertos; ii) o domínio e a excelência tecnológica para operar em novas fronteiras de exploração tal como as águas ultra-profundas; iii) a escala de produção e do mercado e iv) a disponibilidade de recursos humanos qualificados.

Tais atributos podem ser potencialmente aproveitados e ensejar um processo de retomada do dinamismo da IBP. Para tal será necessário, contudo, estabelecer diretrizes de política energética mais claras que contemplem o papel da Petrobras na IBP e que crie, simultaneamente, um regime de incentivos para os investimentos necessários ao longo da cadeia produtiva do petróleo e derivados. Neste sentido, será fundamental definir os objetivos esperados da Petrobras, cujos movimentos estratégicos recentes tendem a torna-la mais especializada (em *offshore*) e menos diversificada, ao contrário do que ocorre com as principais companhias petrolíferas no presente.

A qualidade das etapas de implementação terá forte influência sobre o resultado esperado de longo prazo, onde se vislumbra um mercado livre e competitivo, com a criação de ambiente de condições efetivas de concorrência e estrita restrição das práticas anticompetitivas, em especial a sonegação e a inadimplência fiscais e a adulteração de combustíveis.

Os resultados alcançados, ao longo das últimas décadas, pelos eixos condutores da política energética brasileira são bem conhecidos: com foco no objetivo de longo prazo de alcançar a autossuficiência de petróleo, o país logrou êxito no aumento da produção e passou

a ser exportador líquido de petróleo, vencendo uma histórica dependência das importações. Portanto, o país conseguiu potencializar as vantagens comparativas de seus recursos energéticos, através da fixação de objetivos de política energética de longo prazo que perpassaram, inclusive, governos com os mais diferentes matizes e orientações políticas.

Não obstante a ocorrência de equívocos de desenho e implementação de políticas energéticas, ao longo do tempo, é importante reconhecer o papel da coordenação do Estado tanto no que concerne o desenho das políticas. Entretanto, o que não se pode abrir mão, no setor de energia, é da capacidade do Estado de coordenar ações e planejar o longo prazo.

Neste sentido, foi destacada pela IEA (2020) essa função crucial da ação governamental para estabelecer novas diretrizes a serem adotadas, num contexto que conjuga a necessária saída, de curto prazo, das crises sanitária e econômica com os objetivos, de longo prazo, associados à transição energética¹. Portanto, a agenda para a próxima década da IBP terá que incorporar, com métodos e mecanismos consistentes, os vetores tecnológicos, industriais e ambientais a fim de evitar que o país se atrase na trilha da transformação energética contemporânea em curso.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ALDOMONTE, H.; ROGAT. J. Política de precios de combustibles en América del Sur y México: implicancias económicas y ambientales". (LC/L. 2171-P), Naciones Unidas, Santiago de Chile. 2004.

BIZEUL, A.; LATTANZIO, D. From well to tank: How governments can use gasoline prices to accelerate a green and just transition. 2021. Disponível em: <https://www.iea.org/commentaries/from-well-to-tank-how-governments-can-use-gasoline-prices-to-accelerate-a-green-and-just-transition>

BP Statistical Review of World Energy 2020.

COUTINHO, L.; FERRAZ, J. C. Indústria 2027: Riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas. Instituto Euvaldo Lodi, Brasília, 2018.

DELGADO, F.; PINTO Jr., H. Q. Petróleo: perspectivas e condições para os investimentos, in Conjuntura Econômica, vol 74, n. 6, pp 46-48. 2020.

¹ Segundo IEA (2020) "*At a moment when Covid-19 has created extraordinary uncertainty, governments have unique capacities to act and to guide the actions of others*". <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>.

EIA/DoE. Summer Fuels Outlook. 2021. Disponível em: https://www.eia.gov/outlooks/steo/special/summer/2021_summer_fuels.pdf

FATTOUH B.; POUDINEH, R.; WEST, R. The rise of renewables and energy transition: What adaptation strategy exists for oil companies and oil-exporting countries?. *Energy Transit.* 3: pp. 45–58. 2019. <https://doi.org/10.1007/s41825-019-00013-x>.

FATTOUH, B. Saudi Oil Policy: Continuity and Change in the Era of the Energy Transition, OIES Paper, WPM 81, January 2021.

HANSEN, J. P.; PERCEBOIS, J.; JANSSENS, A. *Énergie: Économie et Politiques, Ouvertures Économiques*, De Boeck Supérieur, Bruxelles, 3^{ème} edition. 2019.

HELM, D. *Burn Out: The Endgame for Fossil Fuels*, Yale University Press, 2018.

HELM, D. The future of fossil fuels—is it the end? *Oxford Review of Economic Policy*, v. 32, n. 2, p. 191-205, 2016.

HEPBURN, C.; O'CALLAGHAN, B.; STERN, N.; STIGLITZ, J.; ZENGHELIS, D. Will COVID-19 fiscal recovery packages accelerate or retard progress on climate change? *Oxford Review of Economic Policy*, Volume 36, Issue Supplement_1, 2020, Pages S359–S381, <https://doi.org/10.1093/oxrep/graa015>

IEA. *Oil 2021 - Analysis and forecast to 2026*, Paris. 2021.

IEA. *Oil Market Report*. 2021.

IEA. *Energy Technology Perspective*. Paris. 2020a.

IEA. *World Energy Outlook*. Paris. 2020b. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

INDUSTRY. *Engeneering*. v. 3 n. 2. p. 179-182. 2017. Disponível em: <http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2095809917302977>.

OPEC. *Monthly Oil Market Report*, OPEC. 2021.

PINTO Jr., H. Q. (Org.) BICALHO, R.; ALMEIDA, E.; IOOTTY, M.; BOMTEMPO, J. V. *Economia da Energia: fundamentos econômicos, evolução histórica e organização industrial*, Editora Elsevier Campus, Rio de Janeiro, 2016.

PINTO Jr., H. Q. *Estudo do Sistema Produtivo Petróleo e Gás*, in . *INDÚSTRIA 2027: Riscos e oportunidades para o Brasil diante de inovações disruptivas*. Instituto Euvaldo Lodi, Brasília, 2018.

PINTO Jr., H. Q. Reforma da Indústria do Refino e as Questões-Chave do Novo Downstream no Brasil, in Broadcast Energia, Agência Estado, 21/09/2020. Disponível em: <https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/872/35364144>

PINTO Jr., H. Q. Diferenças entre Formação dos preços e Política de Preços dos Combustíveis, in Broadcast Energia, Agência Estado, 22/03/2021. Disponível em: <https://energia.aebroadcast.com.br/tabs/news/872/37112497>

TOLMASQUIM, M. T.; Pinto Jr., H. Q., (Coord.). Marcos Regulatórios da Indústria Mundial do Petróleo, Editora Synergia. Rio de Janeiro. 2012.

WORLD ENERGY COUNCIL. The Energy Transition: how innovation is driving. 2017. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020>

YUAN, Z.; QIN, W; ZHAO, J. Smart Manufacturing for the Oil Refining and Petrochemical. 2017.