



ano 4  
número 29  
ISSN 2595-8232

## Título | Reação das petrolíferas europeias diante da crise do crise do petróleo provocada pela Covid-19

Autores | Isadora Caminha Coutinho<sup>1</sup>  
Rafael Rodrigues da Costa<sup>2</sup>

Palavras-chave | *Majors* Europeias, Pandemia e Plano Estratégico

Maio de 2021

---

<sup>1</sup>Mestre em Estudos Estratégicos Internacionais pela UFRGS e pesquisadora do Ineep.

<sup>2</sup> Mestre em Ciências Sociais pela Unifesp e pesquisador do Ineep.

## TEXTO PARA DISCUSSÃO



Instituto de pesquisa de natureza privada criado pela Federação Única dos Petroleiros (FUP) que fornece suporte técnico às ações da Federação e fomenta o debate público por meio da produção e divulgação de pesquisas, artigos e palestras. O espírito do Instituto tem um caráter público no sentido de prover uma compreensão das transformações e dos impactos econômicos, políticos e sociais das empresas do setor de petróleo, gás natural e biocombustíveis para a sociedade brasileira.

Publicação que divulga uma série de textos elaborada pelos pesquisadores do Instituto e também de trabalhos acadêmicos realizados por pesquisadores parceiros que tratam de temas relacionados ao setor energético, principalmente geopolítica, petróleo, gás natural e biocombustíveis.

**Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Ineep**

---

Texto para Discussão / Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis – Rio de Janeiro: Ineep, 2021.

ISSN 2595-8232

---

## 1. Introdução

A pandemia da Covid-19 demandou, no mundo inteiro, uma interrupção dos fluxos de pessoas, produtos e serviços. A forma de disseminação do vírus exigiu dos diversos governos ao redor do mundo a adoção de medidas de isolamento social para reduzir o número de pessoas contaminadas. Essas medidas tiveram efeitos perturbadores para a indústria de petróleo e gás natural, uma vez que, com a interrupção de movimentação de pessoas e do comércio internacional, o uso de petróleo e derivados caiu consideravelmente.

A Agência Internacional de Energia (AIE) apontou que a pandemia derrubou a demanda por óleo de 99,7 milhões de barris por dia em 2019 para 91 milhões de barris por dia em 2020, e assim, desequilibrou um mercado que entregou 93,9 milhões de barris por dia e tinha capacidade para produzir ainda mais (IEA, 2021). Diante do cenário que se formava, já no começo de abril de 2020, a Opep+ – grupo que reúne os membros da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (Opep) e outros onze países produtores liderados por Rússia, México e Oman – definiu um corte de produção da ordem de 9,7 milhões de barris de petróleo por dia.

Embora seja bastante expressiva, à época, essa redução se mostrava insuficiente para equilibrar a oferta e a demanda global de petróleo. Segundo estimativas da Rystad Energy, o consumo de petróleo no mundo devia cair cerca de 27,5 milhões de barris por dia no mês de abril de 2020, (uma queda de cerca de 28% da demanda global) e cerca de 19,1 milhões de barris por dia no mês de maio do mesmo ano.

Tendo isso em vista, outros países, para além daqueles do cartel e países aliados, deveriam realizar esforços significativos para alcançar um ajuste de oferta compatível com a demanda de petróleo. Segundo matéria do site Sputnik, o Ministério de Energia do Azerbaijão, presente na reunião, mencionou que Brasil, Canadá, Estados Unidos e Noruega deveriam cortar de sua produção em conjunto algo entre 4 ou 5 milhões de barris de petróleo por dia. Com isso, seria possível uma resposta mais eficiente à queda de demanda oriunda da crise da Covid-19, uma vez que acrescido esse ajuste dos países do continente americano e da Noruega ao corte promovido pela Opep+ seriam retirados, pelo menos, até 15 milhões de barris diários na oferta mundial de petróleo.

Evidentemente, os cortes afetaram não apenas os países produtores, mas também as principais petrolíferas do mundo – as *majors* –, ao passo que elas possuem ativos em vários desses países. Nesse sentido, esse cenário colocou um desafio para as *majors*, obrigando-as a formular, muitas vezes juntas com seus

Estados Nacionais, novas estratégias de atuação considerando os impactos da crise, principalmente para o setor de exploração e produção. Tornou-se, assim, necessário o ajuste de planos, dadas as novas condições do mercado.

Como resultado desse cenário de queda abrupta da demanda junto com a ausência de um ajuste da oferta suficiente para equilibrar o mercado, os preços do barril de petróleo desabaram. Como exemplo, o preço do barril de petróleo negociado nos Estados Unidos (West Texas Intermediate - WTI) chegou a fechar com valor negativo em abril de 2020 pela primeira vez na história. Logo, como parte desse quadro surpreendente, questionamentos sobre a possibilidade de retorno da demanda aos níveis pré-pandemia começaram a ficar mais evidentes, assim como o fato de que grandes empresas europeias passaram a anunciar maior interesse em energias alternativas.

Esse Texto para Discussão analisa as principais ações de cinco *majors* europeias (BP, Equinor, Eni, Shell e Total), buscando identificar algumas das principais ações e estratégias por elas adotadas para lidar com a crise gerada pela pandemia, cujo término ainda é imprevisível. Além disso, o estudo visa investigar e traçar um panorama geral a respeito do modo que essas empresas vislumbram o cenário pós-pandêmico. Para tanto, o texto contará com duas seções: na primeira parte, observa-se as ações e estratégias das *majors* europeias no enfrentamento imediato da pandemia; em seguida, destaca-se os planos dessas empresas para o cenário pós-pandemia.

## 2. Ações e estratégias das *majors* europeias para lidar com a pandemia da Covid-19

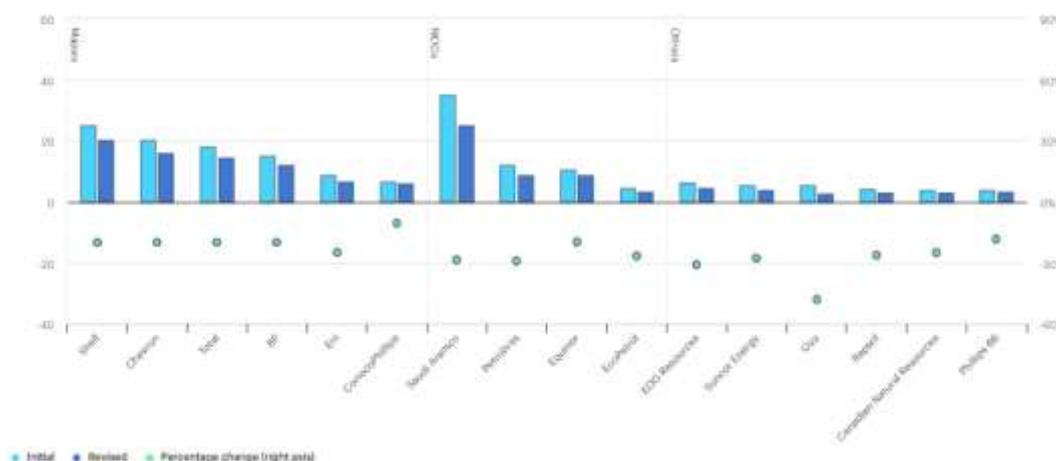
Ao observar de modo geral as reações das grandes empresas europeias de petróleo diante da crise da pandemia, mostra-se evidente que a preservação financeira no curto prazo foi a principal estratégia adotada. Quase todas as petrolíferas do mundo cortaram seus planos de investimento, especialmente em projetos exploratórios de petróleo e gás natural, assim como realizaram cortes de produção e otimizaram os seus ativos no *upstream* e *downstream*.

Na assembleia de acionistas realizada em maio de 2020, o Chief Executive Officer (CEO) da Total, Patrick Pouyanné, destacou que o principal desafio financeiro da companhia, no contexto da Covid-19, era a proteção do caixa. “O dinheiro é o rei da empresa; é o sangue que corre nas veias do grupo. É por isso que estamos concentrando toda nossa atenção nestes tempos difíceis em gerar e preservar dinheiro”, disse o CEO. Ele prosseguiu explicando que os objetivos das

medidas restritivas adotadas pela corporação francesa visa “é preservar US\$ 7,5 bilhões do caixa do grupo” (POUYANNÉ, 2020).

A postura da empresa francesa não foi uma exceção no mercado petrolífero. Na verdade, foi um comportamento análogo ao de várias empresas no ano de 2020. Como pode ser visto no gráfico abaixo, uma série de empresas – majors, estatais e outras – reduziram as previsões de despesas de capital.

**Gráfico 1 – Revisões anunciadas em 2020 para o Capex de algumas empresas do setor de óleo e gás**



Fonte: IEA (2020).

As petrolíferas europeias adotaram medidas de ajuste de investimento. Contudo, como veremos a seguir, isso não significou um enxugamento extenso das áreas de atuação, mas sim um redimensionamento dos seus projetos no curto e médio prazo.

No início de abril, a britânica BP divulgou um conjunto de medidas de resiliência para lidar com a crise advinda da pandemia. Entre aquelas de caráter financeiro e operacional, cabem citar: (i) ampliação do programa de desinvestimentos de US\$ 10 bilhões para US\$ 15 bilhões, dilatando o prazo para alcançar essa meta de meados de 2020 para meados de 2021 (LUHAVALJA, 2020a); (ii) redução do Capex em 25%, programado para 2020, saindo de US\$ 16 bilhões para US\$ 12 bilhões, sendo US\$ 1 bilhão na BPX Energy (filial da BP responsável pela exploração e produção *onshore* nos Estados Unidos), mais US\$ 1 bilhão nas atividades de comercialização, refino e petroquímica e o restante no adiamento de projetos em exploração e produção; e (iii) diminuição de US\$ 2,5 milhões de Opex até o final de 2021 (em relação a 2019) com a digitalização e uma

maior integração em todo o grupo como principais motores desta fase de otimização de custos (ZACKS, 2020).

Desde esse anúncio, a BP divulgou ao mercado o detalhamento de algumas dessas medidas, permitindo uma compreensão da estratégia adotada pela empresa britânica naquele momento. Por exemplo, no segmento de E&P, a BP avançou nas negociações dos desinvestimentos nos campos San Juan, Arkoma e Anadarko nos EUA.

Além disso, a empresa anunciou a redução da sua produção de *tight oil* e *shale gas* nos Estados Unidos, por meio da BPX Energy, em função do colapso dos preços WTI e da queda gigantesca de demanda no país – cerca de 6 e 7 milhões de barris por dia entre março e abril (BP, 2020a). Segundo a Reuters (2020), a produção da BPX Energy projetava à época uma diminuição da sua produção de 70 mil barris por dia, saindo de 499 mil barris por dia em 2019 para algo próximo 430 mil barris por dia em 2020 (BOUSSO, 2020).

Como resultado, na primeira metade de 2020, a produção da BP caiu 3,3% em comparação com o mesmo período em 2019, totalizando 2,55 milhões de barris por dia. Já a produção do ano inteiro de 2020 foi 9,9% menor do que 2019, principalmente devido aos desinvestimentos nos Estados Unidos, especificamente na BPX Energy e no Alasca<sup>3</sup> (BP, 2021). Também segundo a empresa, no *upstream*, foram postergadas atividades de exploração e reavaliadas etapas de desenvolvimento em áreas consideradas pela BP de retorno inferior, bem como foram minimizados os gastos em projetos nas fases iniciais de desenvolvimento.

No refino, a BP também anunciou que a empresa manteria um elevado fator de utilização das refinarias no primeiro trimestre de 2020 – entre 95% e 96% – e depois faria uma redução segundo à evolução do consumo. De fato, nos três primeiros meses do ano, a BP processou 1,83 milhão de barris de petróleo por dia, 96,1% da sua capacidade de 1,91 milhão de barris por dia. Mas, no restante, esse fator de utilização foi mantido (96%), embora esse percentual tenha sido menor

---

<sup>3</sup> Antes da pandemia, a BP já havia anunciado um programa de desinvestimento de US\$ 10 bilhões entre 2019 e 2020. A BPX Energy contava com operações em seis estados - Colorado, Louisiana, Novo México, Oklahoma, Texas e Wyoming -, e entrou em processo de desinvestimento de ativos em Wyoming, Colorado, Oklahoma e Novo México. Em 2019, a BP anunciou que havia concordado em vender suas operações e participações no Alasca para a Hilcorp Energy por US\$ 5,6 bilhões. A venda incluiu os negócios upstream e midstream da BP no estado, incluindo BP Exploration (Alaska) Inc., que possuía participações no upstream de petróleo e gás da BP no Alasca, e a participação de 49% da BP Pipelines (Alaska) Inc. no sistema de oleoduto Trans Alasca (TAPS, na sigla em inglês). A alienação da BP Exploration (Alaska) Inc. foi concluída em junho de 2020 e da participação no TAPS e outros ativos no midstream foi concluída em dezembro de 2020 (BP, 2019; BP, 2021).

em termos de volume em comparação com 2019 (BP, 2021). À época, em razão da acelerada redução do consumo de derivados nos Estados Unidos, a petrolífera britânica, de acordo com a Reuters (2020), divulgou uma retração de 15% das atividades de refino naquele país, a qual foi compensada pelo aumento da produção em outros mercados.

A BP, portanto, optou por realizar o ajuste na oferta de petróleo e de derivados focado no mercado americano, principalmente pela rápida queda da demanda nos Estados Unidos e pelos custos mais elevados da produção do *tight oil* e do *shale gas*. Por outro lado, a empresa britânica não sinalizou nenhum ajuste mais severo na produção e no refino europeu e, além do mais, manteve seus investimentos no segmento de renováveis na Ásia e na Oceania (BP, 2020a). Observa-se, desse modo, um ajuste seletivo que procurou preservar seu mercado local, aproveitando-se das oportunidades existentes principalmente na China e diminuindo a sua presença nos Estados Unidos, um dos mercados que mais sentiram a crise global do petróleo.

A norueguesa Equinor também anunciou medidas em vista de fortalecer a resiliência financeira no cenário impactado pela pandemia. Em março, a empresa declarou o corte em investimentos, perfurações exploratórias e custos operacionais de US\$ 3 bilhões em 2020. Para tanto, dentre as principais medidas, a petrolífera norueguesa anunciou a redução de Capex em cerca de 20%, passando de US\$ 10-11 bilhões para US\$ 8,5 bilhões; da atividade de exploração de cerca de US\$ 1,4 bilhão para US\$ 1 bilhão; e dos custos operacionais em cerca de US\$ 700 milhões em comparação às estimativas originais (EQUINOR, 2020a).

Sob um processo de definição de prioridades considerando custos e o calendário de implementação dos projetos existentes, a empresa divulgou, em conjunto com o plano de cortes acima, a interrupção das atividades *onshore* nos Estados Unidos. O campo de Bakken, nos estados de Dakota do Norte e Montana, foi vendido para Grayson Mill Energy por um montante de cerca de US\$ 900 milhões, com a transação concluída em 2021 (EQUINOR, 2020a; EQUINOR, 2021). No Brasil, a produção da petrolífera norueguesa na Bacia de Campos também foi afetada: segundo o jornal Estadão (2020), em abril de 2020, a produção no campo de Peregrino foi suspensa temporariamente e no campo de Roncador – em que a Equinor é concessionária com 25% – foi reduzida<sup>4</sup>

---

<sup>4</sup> De acordo com o relatório anual da Equinor de 2019, as áreas *onshore* dos EUA e a produção da Bacia de Campos no Brasil concentraram a maior produção da empresa no exterior (57,8%) em 2019. Esses ativos produziram 391 mil barris por dia em 2019, o que representou 20,4% de toda a produção da empresa naquele ano.

(SIQUEIRA, 2020; NUNES, 2020a). A produção caiu de 61,2 em 2019 para 15,6 mil barris diários em 2020.

A redução da produção, portanto, era esperada, mas isso não ocorreu por conta do aumento da extração de campos mais recentes na plataforma continental norueguesa e no Reino Unido. Nesse sentido, a petrolífera manteve os investimentos para elevar o fator de recuperação dos seus campos no Mar do Norte. Inicialmente, em março de 2020, a empresa anunciou que a área de Johan Sverdrup devia elevar sua produção de 40 mil barris de petróleo por dia para atingir 470 mil barris diários em maio do mesmo ano. Além disso, a empresa manteve o cronograma da produção, cujo objetivo era atingir 690 mil barris por dia no quarto trimestre de 2022 (COLEMAN, 2020).

Como resultado, no segundo trimestre de 2020 a produção da Equinor foi de 2,01 milhões de barris por dia, praticamente a mesma em comparação ao mesmo período em 2019. Ao longo do ano, também, a produção do ano foi bastante similar em termos comparativos a 2019, saindo de 2,074 milhões de barris por dia em 2019 para 2,070 Mbpd em 2020 (EQUINOR, 2020b).

Na região do Mar do Norte, a produção aumentou 18%, enquanto em outros lugares (como no Brasil, entre outros), houve uma redução de 14%. Nos Estados Unidos, a queda foi de 11%. Como explicou Anders Opedal, presidente da Equinor:

[...] estamos aumentando os volumes de produção de Johan Sverdrup ainda mais e usamos nossa flexibilidade para ter uma alta produção de gás, uma vez que os preços do gás aumentaram. Além disso, iniciamos a produção vinda da expansão do campo gigante de Snorre no Mar do Norte, antes do tempo e bem abaixo das estimativas de custo (EQUINOR, 2020b).

Portanto, além dos custos e do calendário dos projetos, outro critério utilizado pela empresa foi a localidade dos seus investimentos. Contudo, nota-se que, no segmento de refino, as suas três principais refinarias reduziram seus fatores de utilização, principalmente em função da queda de consumo fortemente impactada pela pandemia. A refinaria Mongstad, localizada na Noruega, manteve em média 81,4% da capacidade durante o ano de 2020, sendo que, em 2019, o fator de utilização foi de 87,7%. Da mesma forma, a refinaria Tjeldbergodden, também situada na Noruega, saiu de um elevado fator de utilização, de 93,9% em 2019, para 86,8% em 2020. Enquanto isso, a refinaria Kalundborg, localizada na Dinamarca, foi a que menos sofreu impacto, reduzindo seu fator de utilização de 85,4% em 2019 para 84,4% em 2020 (EQUINOR, 2020b).

A exemplo de outras petrolíferas europeias, portanto, a Equinor realizou ajustes tendo como prioridade preservar os projetos existentes no seu país de origem em detrimento daqueles no exterior. Enquanto empresa estatal, essa decisão pode ter sido tomada como uma forma da Equinor atenuar os impactos da crise do petróleo na Noruega. Desse modo, a escolha foi de algum modo influenciada pela conservação da cadeia produtiva petrolífera do país, que tem um papel estratégico para a economia norueguesa.

Como resposta ao advento da crise, em março de 2020, a Shell anunciou corte nos custos operacionais da ordem de US\$ 3-4 bilhões nos doze meses seguintes, configurando uma redução de 9,5% em comparação a 2019, quando a empresa totalizou US\$ 37,9 bilhões nesses custos. A segunda medida anunciada foi a diminuição do seu Capex para US\$ 20 bilhões, número 20% menor ao projetado pela companhia para 2020, de US\$ 25 bilhões. Segundo a petrolífera, a expectativa era que essas iniciativas contribuíssem entre US\$ 8-9 bilhões em fluxo de caixa livre antes dos impostos (SHELL, 2020a).

Ao longo do ano, os custos operacionais da Shell em 2020 totalizaram US\$ 34,8 bilhões, atingindo assim a meta de redução de US\$ 3,1 bilhões em comparação a 2019. Porém, nos investimentos de capital, os cortes foram ainda maiores que o anunciado, chegando em 2020 ao patamar de US\$ 16,6 bilhões, montante 27,8% menor ao de 2019 (US\$ 23,0 bilhões) (SHELL, 2021).

A redução nos investimentos da Shell, por sua vez, comprometeu o desenvolvimento de projetos futuros da companhia como a exploração dos campos de gás natural de Jackdaw, no Mar do Norte, e Crux, na Austrália (LAMMEY, 2020). A empresa também se retirou de um projeto de gás natural liquefeito nos Estados Unidos, em Lake Charles, Louisiana.

A petrolífera anglo-holandesa também previa para o segundo semestre do ano cortes na produção de óleo e gás, sendo parte dessa redução direcionada para os campos que a Shell opera na Nigéria, uma vez que o país é um dos membros da Opep+. Como resultado, no segundo trimestre de 2020, a produção da Shell caiu 7,4%, saindo de 2,609 no mesmo período em 2019 para 2,415 milhões de barris por dia (SHELL, 2020b).

De acordo com a empresa, isso se deu principalmente devido ao ambiente macroeconômico desafiador (que incluiu restrições da Opep+ e relacionadas ao Covid-19), ao impacto dos desinvestimentos e à redução da

produção da NAM<sup>5</sup>. Enquanto isso, contudo, inícios de produção em campos na Bacia de Santos, no Brasil, no Golfo do México e na Bacia do Permiano, nos EUA, compensaram em parte os declínios nas outras áreas. Mesmo com essas transformações em curso, a produção total de petróleo e gás da Shell em 2020 foi de 3,4 milhões de barris por dia, uma diminuição de 7,6% em comparação a 2019 (SHELL, 2021).

Já no segmento de processamento de petróleo, a projeção para o segundo semestre era de redução do fator de utilização das refinarias de 81% para algo em torno de 60%-70%, com volumes de produção de derivados projetados em 3-4 milhões de barris por dia. Entretanto, segundo os resultados da empresa, o corte na produção das refinarias foi menos intenso que o anunciado, posto que o fator de utilização ao longo do ano de 2020 foi de 72%, seis pontos percentuais a menos que o ano anterior (SHELL, 2020b).

Da mesma forma que suas concorrentes, a italiana Eni anunciou, no final de março de 2020, algumas medidas de resiliência em resposta ao contexto pandêmico. Dentre elas, a diminuição do seu Capex em cerca de 25% em 2020, equivalendo um corte nos investimentos da ordem de 2 bilhões de euros, e de seu Opex em cerca de 400 milhões de euros (ENI, 2020a).

A maior parte dos cortes viria dos projetos de exploração e produção nos campos de petróleo no Iraque, além de ativos de petróleo e gás natural liquefeito em Angola e outros em desenvolvimento na Indonésia, Egito e Emirados Árabes Unidos. Os planos de perfuração em águas profundas também foram adiados, como afirmou à época o CEO da Eni, Claudio Descalzi, em uma teleconferência a investidores.

Em função dessas medidas, a Eni declarava que esperava um corte na produção de petróleo para 1,75 ou 1,80 milhões de barris equivalentes por dia, uma redução de 2,5% quando comparado ao planejado para o ano de 2020 (ENI, 2020b). Contudo, como apresentado nos resultados da empresa, no segundo trimestre de 2020, a produção da Eni caiu 7%, saindo de 1,834 no mesmo período em 2019 para 1,713 milhões de barris por dia. De acordo com a companhia, a queda foi relacionada à redução na demanda de energia e aos cortes para atender as exigências da Opec+ (ENI, 2020c).

Ao longo de 2020, a petrolífera italiana se manteve em linha com o seu plano de resiliência, uma vez que a produção de 2020 se manteve 7,3% menor do

---

<sup>5</sup> A Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (NAM) é uma *joint venture* entre a Shell e a ExxonMobil, em que cada uma possui 50%. A NAM explora e produz petróleo e gás na Holanda desde 1947, tanto *onshore* quanto *offshore*.

que em 2019, saindo de 1,871 para 1,733 milhões de barris por dia. No bojo dos impactos da Covid-19 e dos cortes de produção relacionados ao acordo da Opep+, a queda foi relacionada principalmente aos volumes de produção mais baixos na Líbia, que tiveram uma queda de 42%, assim como em campos maduros. Já no setor de refino também houve redução da média do fator de utilização das suas refinarias, passando 88% em 2019 para 69% em 2020 (ENI, 2021).

Assim como as outras petrolíferas, a francesa Total também declarou que seguiria mudanças nos seus planos de negócios para enfrentar o cenário adverso em março de 2020. Dentre as principais medidas tomadas, a empresa anunciou: (i) cortes de mais de US\$ 3 bilhões do Capex, ou seja, mais de 20%, reduzindo os investimentos líquidos em 2020 para menos de US\$ 15 bilhões; (ii) redução em custos operacionais de US\$ 800 milhões em 2020 em comparação com 2019; e, (iii) suspensão do programa de recompra – a empresa havia anunciado a recompra de US\$ 2 bilhões para 2020 em um ambiente em que o preço do barril seria de US\$ 60, comprando então de volta US\$ 550 milhões nos primeiros dois meses (TOTAL, 2020).

Dentre os resultados operacionais da Total, no segundo trimestre de 2020, a produção da Total teve uma queda de 4% em termos comparativos com o mesmo período no ano anterior, passando de 2,96 para 2,85 milhões de barris por dia. No decorrer de 2020, contudo, houve uma queda de 5% na produção, passando de 3,01 para 2,87 milhões de barris por dia (TOTAL, 2021).

O relatório sobre os resultados da empresa especificam que esse resultado foi devido aos comportamentos das seguintes áreas: (i) cumprimento das cotas de corte da Opep+, principalmente na Nigéria, Emirados Árabes Unidos e Cazaquistão; (ii) reduções voluntárias no Canadá e interrupções na Líbia; (iii) queda de 3% devido ao declínio natural de alguns campos; (iv) diminuição de 2% devido a interrupções não planejadas na Noruega; e, (v) uma compensação de 5% devido ao início de produção em novos projetos no Reino Unido, na Noruega, no Brasil, na Itália e na Rússia.

Além disso, houve desinvestimentos em campos maduros no Mar do Norte e venda de sua subsidiária Total E&P Deep Offshore Borneo BV, que detém uma participação de 86,95% no Bloco CA1 em Brunei (TOTAL, 2021).

As operações de refino da Total também passaram por mudanças devido à conjuntura de baixa demanda. Já em abril de 2020, a empresa anunciou que adiou o recomeço das atividades da refinaria Grandpuits, na França, que estava paralisada por manutenção programada e falta de demanda. Outras unidades na França, como Gonfreville, Donges e Feyzin, ou passaram a operar com capacidade

bastante reduzida ou não voltaram a ficar ativas após a última manutenção. À época, a empresa anunciou também que ia reduzir em 25% a produção da refinaria Leuna, na Alemanha (TURNER *et al*, 2020).

Como resultado, a média do fator de utilização de suas refinarias sofreu redução significativa, saindo de 80% em 2019 para 61% em 2020. Ao todo, a produção de derivados da companhia sofreu uma retração geral de 22,0%. Os principais cortes no refino ficaram concentrados nas operações da Europa. Na França, o volume processado pelas unidades da Total teve uma queda de 46,0%, enquanto no resto da Europa a retração foi de 28,7%. Já no resto do mundo (Estados Unidos, Oriente Médio, Ásia e África), a queda do volume produzido foi de apenas 6,9%. (TOTAL, 2021).

Tendo em vista o que foi exposto, observa-se que a principal reação das empresas no contexto de crise foi revisar os seus investimentos programados, em função da necessidade de interrupção de parte da produção existente e ao acúmulo de estoques global como reflexo da queda da demanda global de petróleo. Nesse processo, além do fato de que essas empresas tiveram que seguir os cortes de produção da Opep+ e seus aliados por possuírem diversos ativos nesses países, elas também buscaram focar em projetos de maior retorno no setor de exploração e produção de petróleo e gás.

**Quadro I - Medidas das petrolíferas europeias durante a pandemia**

Empresa	Medida	Locais das ações
BP	Venda dos ativos de E&P no Alasca para a Hilcorp	Estados Unidos
	Desinvestimentos nos campos de San Juan, Arkoma e Anadarko	Estados Unidos
	Redução na produção de tight oil e shale gas pela subsidiária BPX Energy	Estados Unidos

Equinor	Venda da participação no campo de Bakken para Grayson Mill Energy	Estados Unidos
	Interrupção da produção nos campos de Peregrino e Roncador	Brasil
	Aumento na produção de petróleo e gás natural em Johan Sverdrup e Snorre	Noruega
Shell	Atraso no desenvolvimento do projeto em Whale, no Golfo do México	Estados Unidos
	Adiamento no projeto de gás natural em Jackdaw, Mar do Norte	Reino Unido
	Atraso no desenvolvimento do projeto de gás natural em Crux	Austrália
	Redução na produção de óleo e gás em campos petrolíferos na África	Nigéria
	Desinvestimento e redução na produção na Nederlandse Aardolie Maatschappij BV (NAM)	Países Baixos

Eni	Interrupção nos projetos exploratórios de petróleo e gás no Oriente Médio	Iraque, Egito, Emirados Árabes Unidos
	Cortes na produção de petróleo	Líbia
	Atraso no desenvolvimento de projetos de gás natural liquefeito na África	Angola
	Suspensão dos planos de perfuração na Ásia	Indonésia
Total	Cumprimento das cotas de corte da Opep+	Nigéria, Emirados Árabes Unidos, Cazaquistão
	Interrupção em campos petrolíferos no Oriente Médio	Líbia
	Reduções voluntárias em campos de petróleo na América do Norte	Canadá
	Interrupções não-planejadas no Mar do Norte	Noruega
	Desinvestimentos em campos maduros do Mar do Norte	Noruega

	Venda da subsidiária Total E&P Deep Offshore Borneo BV	Brunei
	Investimento em novos projetos E&P	Reino Unido, Noruega, Brasil, Itália e Rússia

Fonte: Elaboração própria.

Para além da lucratividade, nota-se que houve também um ajuste geograficamente seletivo dos projetos, de modo que foi possível observar uma maior preocupação dessas empresas com a manutenção da cadeia produtiva nos seus países de origem em detrimento de outras regiões onde atuam.

De modo geral, considera-se que o posicionamento dessas empresas frente à crise está diretamente atrelado à percepção de como e em que tempo a recuperação da demanda acontecerá. Enquanto isso, além dos cortes de custos e investimentos, a diversificação de atividades, a busca de eficiência energética e a desvalorização de ativos são vistos como algumas das medidas tomadas para enfrentar os desafios recentes.

Em um ambiente de incertezas agravadas e de avanço das restrições regulatórias a favor da transição energética na Europa, simultaneamente, nota-se que, mesmo nesse cenário, compromissos relacionados a metas climáticas e ao processo de transição energética parecem não terem sido comprometidos e continuaram a ser anunciados pelas grandes empresas europeias. Em um primeiro momento, tal panorama pode dar uma luz sobre como essas *majors* estariam visualizando de modo geral os próximos anos. Na próxima seção, o debate em torno dos planos futuros das empresas é então abordado.

### 3. Planos das *majors* europeias para o cenário pós-pandemia

O colapso da demanda e os reflexos no setor petrolífero passaram a evidenciar questionamentos a respeito da durabilidade desses impactos para o mundo do petróleo. Presidentes de grandes empresas, como Bernard Looney da BP e Ben van Beurden da Shell, chegaram a fazer declarações inéditas, apontando que o cenário era tão incerto ao ponto de ser possível que a demanda de petróleo nunca mais voltasse aos níveis pré-pandemia (COLLINS, 2020). Com esse

horizonte em vista, cenários e projeções passaram a ser revisados não somente pelas empresas, mas por instituições de pesquisa em energia e governos.

No âmbito dos governos nacionais, o contexto de crise logo veio a reforçar discussões sobre a necessidade da mudança da matriz energética em direção a fontes mais limpas de energia. Debates sobre as políticas de estímulos a uma economia de baixo carbono se intensificaram no processo de definição dos programas para o retorno da atividade econômica e para recuperação das economias. Especificamente, os debates sobre a agenda climática nas eleições dos Estados Unidos, o pacote de recuperação verde da Europa e a indicação do governo chinês de mais investimentos na indústria de energia limpa se inseriram nesse contexto.

Enquanto, por um lado, a queda dos preços dos combustíveis fósseis ameaçava a competitividade de fontes primárias de energia renovável, a União Europeia, por outro, investia na implementação de um conjunto de políticas para atender as metas do Acordo de Paris. Fortemente baseadas em aumentar o custo do carbono, essas políticas também buscam estimular investimentos em projetos específicos como a energia eólica *offshore*, a captura e armazenamento de carbono e a interconexão elétrica (AZEVEDO; LEÃO, 2020).

As pressões para a descarbonização das empresas do setor petrolífero não vieram somente por parte dos reguladores. Na Europa, a pressão de fundos de investimento “verdes” e acionistas minoritários ameaçando retirar aplicações de empresas de combustíveis fósseis têm influenciado de forma crescente, sobretudo as *majors*. Tal influência se dá em favor da intensificação da diversificação de suas atividades, do maior compromisso com fontes renováveis e uma maior eletrificação das companhias, em meio a planos de eficiência energética e programas compensatórios para neutralizar suas emissões para o futuro.

Com efeito, além das revisões de investimentos em exploração e produção de petróleo e gás durante o ano de 2020, outra medida em comum entre essas empresas foi o anúncio de maior comprometimento com metas climáticas. Por exemplo, a BP, em fevereiro daquele ano, anunciou a ambição de zerar emissões de carbono até 2050, sendo a primeira entre seus pares. A Shell e a Total logo seguiram o mesmo caminho, em abril e maio, respectivamente. Já em novembro, foi a vez da Equinor se comprometer. A Eni, enquanto isso, embora não tenha publicizado nenhum projeto de zerar suas emissões de carbono à época, comprometeu-se em fevereiro de 2020 a um novo plano de redução de emissões que, de acordo com a Carbon Tracker Initiative, parecia implicar já em uma menor produção de petróleo e gás de forma explícita (GRANT, 2020).

No que tange à produção, aliás, a BP também anunciou em 2020 que cortará sua produção de combustível fóssil na próxima década, marcando o primeiro compromisso de uma grande empresa de petróleo com tais quedas de produção de curto prazo. De acordo com a empresa, sua produção de petróleo e gás cairá cerca de 40% até 2030, enquanto sua atividade de refino diminuirá cerca de 30%, reduzindo as emissões diretas da BP, bem como as que vêm de seus produtos. Ao mesmo tempo, dentro de dez anos, a BP pretende aumentar em dez vezes seu investimento anual em atividades de baixo carbono, para cerca de US\$ 5 bilhões por ano, construindo um portfólio integrado de tecnologias de baixo carbono, incluindo energias renováveis, bioenergia e posições iniciais em hidrogênio e captura e armazenamento de carbono (BP, 2020b).

Por exemplo, já nos meses iniciais da pandemia, a petrolífera britânica, a partir da *joint-venture* formada com a empresa chinesa *DiDi* em 2019, iniciou a operação de centro de distribuição e carregamento de energia elétrica para veículos elétricos na China. Além disso, a BP confirmou um acordo para investir no projeto de carbono *Moomba de Santos*, no Sul da Austrália, para capturar e armazenar permanentemente em formações geológicas 1,7 milhões de toneladas de dióxido de carbono por ano. Também fechou uma parceria com várias empresas para desenvolver infraestrutura *offshore* para apoiar os projetos planejados de captura, uso e armazenamento de carbono no Reino Unido (BP, 2021).

Também em parceria com outras empresas, a BP anunciou planos para desenvolver um projeto de hidrogênio verde em sua refinaria de Lingen na Alemanha com *Ørsted*. Na Ásia, a BP anunciou planos de trabalhar com a *JinkoPower*, uma empresa chinesa líder em energia solar, para oferecer soluções e serviços integrados de energia descarbonizada a clientes na China. Ela também anunciou planos de investir US\$ 70 milhões no *Green Growth Equity Fund* da Índia para apoiar o crescente setor de energia renovável na Índia. Mais recentemente, já no início de 2021, a BP concluiu a formação de sua parceria estratégica eólica *offshore* nos EUA com a Equinor, incluindo a compra de 50% dos projetos *Empire Wind* e *Beacon Wind* (BP, 2021).

Igualmente relevante, ainda em 2020, as petrolíferas Equinor, Shell e Total decidiram investir US\$ 685 milhões no projeto *Northern Lights*. Com foco na descarbonização, o projeto criará, na costa da Noruega, a primeira rede mundial de captura e armazenamento de carbono em grande escala. Neste ano, também, a Equinor iniciou novos projetos de energia eólica *offshore* na Noruega (EQUINOR, 2020b). Ao mesmo tempo, a Eni adquiriu diversos ativos de energia eólica e solar na Espanha, nos Estados Unidos, no Reino Unido, entre outros, assim como

empresas de energia, como a *Aldro Energía*, além de ampliar projetos de descarbonização e economia circular (ENI, 2021).

Nesse mesmo ano, o CEO da Total, Patrick Pouyanne, enfatizou que a despeito dos desinvestimentos anunciados por conta da pandemia, a empresa não faria cortes em seus gastos anuais de US\$ 2 bilhões em ativos de energia renovável e eletricidade e que iria, inclusive, aumentar os investimentos para US\$ 3 bilhões, representando mais de 20% dos investimentos (ELLIOT, 2020). Em 2020, a empresa acelerou a implementação de sua estratégia de crescimento de renováveis, adicionando 10 GW ao seu portfólio. Com a aquisição no início de 2021 de 20% do capital da *Adani Green Energy Limited* (AGEL), o maior portfólio de energia solar do mundo, a Total passou a ter um portfólio de atividades em renováveis com capacidade instalada bruta, em construção e em desenvolvimento de 35 GW até 2025, destacando-se entre seus pares nesse ramo (TOTAL, 2021).

No mesmo ano, a Total adquiriu a *Fonroche Biogaz* na França, tornando-a líder na produção de gás renovável na França. Além disso, a petrolífera francesa acordou com a *174 Power Global*, uma subsidiária da coreana Hanwha, em desenvolver um portfólio de 1,6 GW de projetos de armazenamento solar e de energia nos Estados Unidos; adquiriu um portfólio de 2,2 GW de projetos de armazenamento solar e de energia no Texas; firmou acordo para produção de hidrogênio verde com a Engie; assinou com ADNOC acordo estratégico para redução de emissões de CO<sub>2</sub> e captura, uso e armazenamento de carbono em Abu Dhabi; entre outros (TOTAL, 2021).

Pode-se considerar que esses exemplos se inserem no movimento das *majors* europeias, realizado nos últimos anos, de executar planos visando descarbonizar suas operações, diversificando suas atividades em energias alternativas, com enfoque no investimento em geração de energia renovável.

Cumpram-se destacar, contudo, que esses movimentos já estavam em curso antes de 2020. A BP, após uma inserção oscilante no setor de renováveis iniciada nos anos 1980, aumentou seus gastos no setor em mais de US\$ 100 bilhões no biênio 2017-2018, investindo em empreendimentos e *start-ups* e adquirindo novas empresas, como a líder global em desenvolvimento e gestão de projetos de energia solar, *Lightsource Renewable Energy*, em 2018. A *Lightsource BP* está presente na Irlanda, Itália, Portugal, Espanha, Holanda, Reino Unido, Brasil, Trinidad e Tobago, Estados Unidos, Egito, Austrália e Índia. A BP também possui importantes ativos eólicos onshore nos Estados Unidos e negócios de biocombustíveis no Brasil.

A Equinor, por sua vez, está envolvida desde a década de 1990 em projetos associados à captura e armazenamento de dióxido de carbono, mas foi a partir de meados dos anos 2000 que a geração de energia renovável passou a fazer parte das atividades da empresa. Com foco no segmento eólico *offshore*, a empresa também diversificou sua atuação em outros segmentos, como solar e eólico *onshore* e, em 2015, criou a subsidiária *New Energy Solutions* como uma unidade de negócios dedicada a apoiar a expansão de energia renovável da empresa. A Equinor tem longa experiência com energia eólica no Reino Unido e está desenvolvendo projetos na Polônia, e também espera expandir seus negócios para Alemanha, Japão e Coreia do Sul. Em projetos de energia solar, a empresa está presente na Argentina e no Brasil, com participação na *startup Scatec Solar*.

A Shell, enquanto isso, tem uma longa trajetória no setor de renováveis, mas foi após a criação de sua subsidiária *Shell New Energies* em 2016 que ela passou a demonstrar esforços mais consistentes na exploração de oportunidades no setor. Dentre os projetos da *New Energies Shell*, pode-se citar os biocombustíveis no Brasil e na Índia, com expansão para os Estados Unidos, Canadá, Reino Unido e Holanda; comercialização de hidrogênio para automóveis na China, Alemanha, Reino Unido, Holanda, Canadá e Estados Unidos; e no mercado de eletricidade, tem atuado desde a geração até a distribuição de energia com foco na eletricidade renovável. Já na geração de energia solar, a empresa mantém parcerias com empresas dos Estados Unidos e Índia. Na geração de energia eólica, possui um parque *onshore* nos Estados Unidos e desenvolve grandes projetos *offshore*. No continente europeu, os ativos eólicos *offshore* da Shell concentram-se em ativos no Mar do Norte, com destaque para a Holanda e o Reino Unido.

A Eni, por sua vez, tem uma trajetória mais recente no setor de renováveis, mas já o considera parte integrante da estratégia corporativa da empresa. Em 2014, a empresa deu início à primeira conversão mundial de uma refinaria tradicional em uma biorrefinaria, produzindo diesel verde, nafta verde, gás liquefeito de petróleo e combustível para aviação. Em 2015, a Eni estabeleceu um departamento de soluções de energia dedicado a identificar e implementar oportunidades de crescimento renovável. Além disso, nos últimos anos, a empresa está investindo principalmente em energia solar, mas também em energia eólica, na Europa, Ásia, Oriente Médio e África.

Já a francesa Total, embora tenha uma longa trajetória no setor de renováveis, foi só a partir da última década que passou a apresentar uma posição mais engajada em relação à energia limpa. Nos últimos dez anos, a empresa está cada vez mais ativa por meio da aquisição de participações em várias empresas de energia, garantindo a sua presença em todos os continentes. Inicialmente, a

empresa investiu nos primeiros grandes projetos internacionais de energia solar e biocombustíveis, com destaque para os Estados Unidos e Oriente Médio. Mais recentemente, está diversificando seus projetos ao se expandir da Europa para outros países da América Latina e Ásia. Isso inclui a expansão de seus ativos solares e investimentos estratégicos em armazenamento de energia, eficiência energética, projetos eólicos e interconexão elétrica.

Além disso, todas essas empresas europeias contam com fundos de capital de risco para investir expressamente em tecnologias emergentes de baixo carbono e *start-ups* de energias renováveis. Nesse sentido, constata-se que há preocupações com a descarbonização e também o desenvolvimento de projetos operacionais na indústria de renováveis em diferentes segmentos.

Contudo, ao analisar as estratégias dessas empresas neste setor, percebe-se que a despeito das companhias europeias estarem à frente das suas concorrentes norte-americanas e chinesas, por exemplo, em relação à energia limpa, elas ainda não demonstram modelos coesos para atingir objetivos ambiciosos que têm sido anunciados.

Tais objetivos também são relativamente conservadores, ocorrendo, de modo geral, de quatro formas consideradas passivas: formação de fundos de capital de risco, gastos com pesquisa e desenvolvimento, aquisição de *start-ups* e projetos associados ainda aos empreendimentos de hidrocarbonetos (SHOJAEDDINI *et al.*, 2019). Ou seja, as empresas estão mais engajadas em desenvolvimentos de parcerias operacionais e investimentos em tecnologia do que na atividade industrial do segmento de energia renovável.

Consequentemente, cumpre notar que boa parte desses novos projetos está concentrada nas regiões de origem dessas companhias. Prova disso é que das 37 iniciativas anunciadas pelas petrolíferas europeias em energias renováveis entre 2019 e 2020 – embora os Estados Unidos seja o principal destino dessas iniciativas (9 projetos) –, se somadas por continente, a maior parte desses projetos (16, ao todo) está alocada em países da Europa (sobretudo na Noruega, Reino Unido, França, Holanda e Alemanha).

**Gráfico 2 – Revisões anunciadas em 2020 para o Capex de algumas empresas do setor de óleo e gás**



Fonte: Elaboração própria.

Além disso, a porcentagem de investimentos no setor em relação ao Capex total planejado por cada empresa é pouco expressiva. Shojaeddini et al (2019, p. 3), apontam que, em um período entre 2010 e 2018, a BP investiu 2,3% de seu Capex total, enquanto que a Equinor investiu 1,8%; a Shell, 1,33%; a Eni, 0,10%; e a Total, 4,3%. A Total, entretanto, se destaca por sua pretensão de investir cerca de 20% de seu Capex em negócios de baixo carbono até 2035. Enquanto isso, o que se tem percebido, como foi apontado pela IEA (2020) em uma análise mais ampla, é que, até agora, o investimento de empresas petrolíferas fora de suas áreas principais de negócios, isto é, no setor de petróleo e gás, tem sido inferior a 1% do total das despesas de capital.

No que se refere ao futuro, de acordo com a Oil Change International (OCI) (2020), a partir de uma análise dos planos de atuação de algumas *majors* (BP, Chevron, Eni, Equinor, ExxonMobil, Repsol, Shell, e Total), a produção de petróleo deve crescer pelo menos 10% em todas as empresas, com exceção da BP. No caso da Shell e da Equinor deve subir mais de 20%. A predominância do petróleo nas estratégias das empresas pelos próximos dez anos será mais importante que do próprio gás natural, mostra recente matéria do jornal o Estado de São Paulo, que analisou o relatório da OCI:

O que a OCI demonstra é que a presença do petróleo no cardápio de projetos das multinacionais está, na verdade, crescendo, com exceção da italiana Eni. Nas demais, o cenário é de avanço significativo, principalmente, nas gigantes ExxonMobil e Shell – que na próxima década devem elevar a extração de petróleo em 52% e 22%, respectivamente, segundo a OIC. Já a produção de gás natural, considerado por especialistas como estratégico na transição para uma matriz energética mais limpa, deve perder força até 2030. Somente a

British Petroleum, a ExxonMobil e a Shell planejam crescer neste segmento (NUNES, 2020b).

Esse cenário sugere que, mesmo com os impactos causados pela pandemia, as *majors* europeias não devem realizar uma substituição abrupta da indústria de petróleo em direção aos renováveis. A vice-presidente da Wood Mackenzie, Valentina Kretschmar, ainda lembra que a existência de demanda para produtos derivados por petróleo na Europa deve motivar suas petrolíferas a continuarem investindo pesadamente no setor. Segundo ela, seria um risco geopolítico imenso para a Europa depender de fornecedores estrangeiros:

Temos que ter cuidado para não matar nossa indústria e não voltar aos anos 70 quando éramos dependentes de regiões muito geopoliticamente voláteis. Levou muito tempo para desenvolver nossa indústria até o nível em que ela se encontra agora e não queremos voltar por esse caminho. Portanto, por um lado queremos empurrar o petróleo e o gás, mas por outro, também temos que vê-lo como um recurso estratégico, porque esta breve guerra de preços do petróleo entre a Rússia e a Arábia Saudita foi um lembrete muito forte de que estes dois países são os produtores de menor custo do mundo. Não queremos cortar o ramo em que nos sentamos neste momento. Sou a favor da transição energética e de uma rápida transição energética, mas sou contra qualquer movimento irrefletido (KRETZCHMAR *apud* COLLINS, 2020).

Dessa forma, em termos comparativos ao segmento de petróleo e gás natural, as estratégias das *majors* europeias não contam com grandes projetos operacionais em renováveis. Por isso, ainda é cedo para dizer que a pandemia deve levar a uma aceleração da transição energética, porque os dados existentes até o momento sinalizam que a indústria de petróleo e gás natural deve continuar dominando os planos estratégicos dessas empresas. De fato, isso pode ser constatado ao observar a atuação delas durante o ano de 2020 e algumas previsões e eixos estratégicos para os próximos anos.

A BP, por exemplo, ainda que destaque como uma de suas quatro prioridades o investimento em energia de baixo carbono e eletricidade com enfoque em renováveis, suas outras diretrizes são marcadamente voltadas para os segmentos tradicionais, sobretudo na produção de petróleo e gás natural e comercialização de derivados. Embora a empresa conte com uma estratégia de desinvestimentos no setor de exploração e produção, prevendo caixa de US\$ 25 bilhões entre 2020 e 2025, ela alega que as oito áreas-chave para os seus negócios, respondendo pela maior parte do seu fluxo de caixa, ainda são o *onshore* dos Estados Unidos, Golfo do México, Angola, Mar do Norte, Ásia, Azerbaijão-Geórgia-Turquia (AGT), Oriente Médio e Norte da África.

Por exemplo, apesar do cenário adverso em 2020, quatro novos grandes projetos começaram a produção neste ano, incluindo três no quarto trimestre – Ghazeer em Omã, Vorlich no Reino Unido e KG D6 R-cluster na Índia –, além da realização de novas descobertas pela empresa em campos no Canadá. No último trimestre, o Gasoduto Trans-Adriático que liga o produto do Azerbaijão para a Europa, iniciou as entregas de gás, completando o sistema de gasoduto do Corredor Sul de Gás (BP, 2021).

Também a Rosneft, empresa russa em que a BP tem participação, anunciou a aquisição de 100% das participações na JSC Taimyrneftegaz e LLC Taimyrburservis, que operam em campos de petróleo e gás na Rússia. Como afirmou Giulia Chierchia, vice-presidente executiva de Estratégia e Sustentabilidade da BP, a participação da BP na Rosneft é fundamental para o portfólio da empresa. Compreendendo quase 30% da sua produção total de óleo da companhia, a BP está comprometida em manter sua participação, não havendo interesse em se desfazer dessa posição no mercado russo (LUHAVALJA, 2020).

Ainda, no que se refere aos investimentos em 2021, a BP definiu Capex de US\$ 13 bilhões, incluindo investimentos inorgânicos. Destes, cerca de US\$ 9 bilhões serão destinados ao *upstream* e *downstream*, US\$ 2 bilhões a atividades de baixo carbono e US\$ 2 bilhões a conveniência e mobilidade (BP, 2021). Isto é, quase 70% do Capex ainda é exclusivamente destinado ao setor de óleo e gás.

No caso da Equinor, dos quatro eixos estratégicos que a companhia adotou para os próximos anos, três deles são relacionados à área de petróleo e gás. Por exemplo, mesmo no cenário pandêmico, a empresa adquiriu participação de 49% na LLC KrasGeoNaC (KGN), empresa que detém licenças convencionais de exploração e produção *onshore* na Sibéria Oriental, e de 50% na SPM Argentina S.A (SPM), que conta com bloco *onshore* na Argentina. Enquanto isso, vendeu para Eni sua participação no *Dogger Bank Wind Farm*, que é um grupo de parques eólicos offshore em construção no Mar do Norte, e, para BP, parte de sua participação nos ativos eólicos offshore, *Empire Wind* e *Beacon Wind*, na costa leste dos Estados Unidos (EQUINOR, 2021).

Ao longo de 2020, nos Estados Unidos, além de manter participação em ativos não convencionais na bacia Apalaches (Ohio e Pensilvânia), a Equinor continuou suas atividades no Golfo do México, sendo uma de suas principais áreas de exploração, onde tem um grande portfólio de ativos *offshore*. A empresa fortaleceu sua posição nesta área garantindo novos arrendamentos de exploração e quatro novas concessões. Além disso, a Equinor e seus parceiros completaram três

poços exploratórios e fizeram duas descobertas comerciais e uma não comercial na região (EQUINOR, 2021).

Para o biênio de 2021-2022, as despesas de capital orgânico são estimadas em uma média anual de US\$ 9-10 bilhões. A Equinor pretende continuar a amadurecer seu portfólio de ativos de exploração e estima um nível total de atividade de exploração de cerca de US\$ 0,9 bilhão para 2021, excluindo bônus de assinatura, acréscimos e custos de desenvolvimento de campo. O crescimento da produção deverá vir de novos projetos, sendo que para 2021, é estimada em cerca de 2% acima do nível de 2020 (EQUINOR, 2021).

Já a Shell, ao mesmo tempo em que tem anunciado que pretende alterar drasticamente o seu plano estratégico e os procedimentos operacionais para atender às exigências de acionistas e das regulações ambientais em direção a uma economia de baixo carbono, também apresentam gastos em renováveis, no quadriênio 2016-2020, bem abaixo do previsto inicialmente (AMBROSE; JOLLY, 2020). Isso indica que os projetos em energia limpa estão muito mais lentos do que o que tem sido divulgado pela empresa.

Em contrapartida, os investimentos da petrolífera anglo-holandesa ainda estão bastante concentrados na indústria de petróleo e gás natural. Do Capex planejado para 2021 de US\$ 21 bilhões, US\$ 8 bilhões estão destinados ao *upstream*; US\$ 4 bilhões aos negócios integrados de gás; US\$ 4-5 bilhões ao setor petroquímico; US\$ 2-3 bilhões aos renováveis; e, US\$ 3 bilhões à comercialização (SHELL, 2021). Desse modo, a empresa continua a apostar em um modelo de negócios integrado, investindo majoritariamente no segmento de óleo e gás que deve sustentar o fluxo de caixa nos próximos anos.

A Eni, por sua vez, garante em seu último relatório que, assim que o cenário de crise for superado e normalizado, os negócios no setor de exploração e produção que sofreram alguma reformulação serão retomados. Ainda, cabe considerar, por exemplo, que, durante 2020, apesar do contexto de revisão dos planos, houve maior produção em campos no Cazaquistão e na Noruega, e início de atividade em campos no México, na Argélia, no Congo e em Angola. A empresa também passou a produzir gás no *Sharjah Emirate*, nos Emirados Árabes, e fortaleceu portfólio de GNL, permitindo que entrasse no mercado de gás espanhol.

Além disso, a petrolífera italiana descobriu novos campos de petróleo e gás no Egito e ganhou licença de exploração ou passou a ser operadora de diversos novos blocos em vários países, como nos Emirados Árabes Unidos, em Angola, na Noruega, no Egito, na Albânia, Indonésia, Reino Unido e Quênia. Já o Capex

planejado para 2021-2024 totaliza € 7 bilhões, sendo que 65% são destinados ao *upstream*, em que fluxo de caixa será majoritariamente garantido por novas produções de petróleo e gás (ENI, 2021).

Da mesma forma, a Total, em que pese o fato de ser uma das empresas com a estratégia mais diversificada no ramo de renováveis e com a pretensão de elevar seus investimentos de médio e longo prazo no segmento de energia elétrica, conta ainda com uma presença forte na cadeia de óleo e gás, sobretudo nos negócios de gás natural liquefeito (GNL), em que busca fortalecer sua posição. Diante das incertezas do contexto, mas preservando a flexibilidade para mobilizar investimentos adicionais caso o setor de petróleo e gás se fortaleça, o Capex de 2021 está sendo projetado em US\$ 12 bilhões (TOTAL, 2021).

De acordo com o CEO da empresa, Patrick Pouyanné, “o petróleo e o gás continuarão a receber a maior parte dos investimentos porque precisamos garantir fluxo de caixa do petróleo e do gás para financiar o crescimento que queremos ter em energias renováveis e eletricidade” (ELLIOT, 2020). Em 2020, mesmo no cenário de limitações em função da pandemia, no segmento de exploração e produção, a Total teve sua quarta descoberta de hidrocarbonetos no Bloco 58 no Suriname e sua segunda descoberta de gás e condensado no Bloco 11B/12B na África do Sul. Além disso, garantiu nova licença de exploração como operadora em ambiente *offshore* no Egito (TOTAL, 2021).

Com relação ao GNL, foco atual da companhia, segundo Pouyanne, o fluxo de caixa de seu negócio integrado de GNL deve crescer 40%, para mais de US\$ 4 bilhões até 2025, a um preço do barril de petróleo de US\$ 50. A Total tem participações em três grandes projetos de GNL que entrarão em operação em 2023-2024: o Arctic LNG 2 operado por Novatek; o Mozambique LNG; e o sétimo trem da Nigéria LNG. Além disso, há a expansão potencial do Cameron LNG nos Estados Unidos e do seu projeto na Papua Nova Guiné (ELLIOT, 2020).

Desse modo, como assinalou Erik Reiso, chefe de consultoria da Rystad Energy, a crise causada pela pandemia do coronavírus não mudou as estratégias de longo prazo das empresas (COLLINS, 2020). Em termos práticos, não há sinais de desaceleração da atividade de exploração e produção de petróleo e gás por essas empresas, ao mesmo tempo em que há, de fato, um maior esforço de inserir em seus portfólios projetos de energia renovável. Contudo, ainda de forma pouco representativa e inexpressiva. Ademais, grande parte movimento das *majors*, nesse sentido, é realizado visando manter o acesso a investimentos, em meio a pressões de acionistas e ambiente regulatório mais rígido, como da União Europeia.

Embora haja uma intensificação do discurso em favor da transição energética, há também o reconhecimento de que as atividades centrais dessas empresas no setor de petróleo e gás são essenciais para que haja geração de capital e, logo, investimentos em outras fontes de energia. Desse modo, o cenário pós-pandemia, por enquanto, parece ainda contar com a atuação das *majors* europeias majoritariamente no setor óleo e gás, buscando estratégias de descarbonização e ampliando os investimentos em energia renovável e eletricidade de modo bastante tímido, em termos financeiros, e passivo, em termos operacionais.

#### 4. Considerações finais

Diante da crise sanitária e do petróleo, a prioridade das *majors* europeias tem sido promover cortes de investimentos no setor de exploração e produção de óleo e gás, com enfoque nos projetos mais rentáveis, visando assim garantir a preservação financeira no curto prazo.

Parte dessas reduções de investimentos está relacionada aos cortes de produção impostos pela Opep+ em 2020 como medida de enfrentamento à queda dos preços internacionais do barril. Igualmente relevante, porém, é o fato de que os cortes de investimento estão alocados em projetos fora da Europa, o que indica algum grau de preocupação dessas companhias em preservar as cadeias produtivas dos seus países de origem.

Simultaneamente, os projetos de descarbonização e geração de energia limpa dessas empresas foram não apenas preservados, como também novos surgiram. Essa movimentação está relacionada, parcialmente, com as pressões do ambiente político internacional, onde o debate sobre a mudança da matriz energética para fontes de energia mais limpas tem intensificado políticas de estímulos a uma economia de baixo carbono – sendo tratado, inclusive, por alguns países como um dos eixos estratégicos para a recuperação das suas economias pós-pandemia.

Por outro lado, a pressão pela descarbonização das *majors* petrolíferas europeias também é oriunda dos fundos de investimento e acionistas minoritários “verdes”, que cada vez mais têm aumentado a sua influência nas estratégias dessas companhias em favor de um maior engajamento com as pautas climáticas, seja pelos planos de eficiência energética, seja pelos programas compensatórios para neutralizar suas emissões de carbono para o futuro.

Ainda que existam tais pressões, contudo, o cenário que as empresas europeias delineiam para os próximos anos não sinaliza uma saída do setor de óleo e gás no curto ou médio prazo. Pelo contrário, quando observadas as recentes

medidas tomadas por esse grupo de petrolíferas, nota-se que essas empresas ainda irão dedicar no futuro próximo boa parte dos seus investimentos de capital em projetos de petróleo e gás natural, tendo como enfoque sobretudo o gás natural, tido como uma fonte de energia estratégica para a transição em curso.

Todos esses aspectos somados indicam que o petróleo e o gás natural ainda têm considerável importância para o mundo da energia em geral, e para as *majors* petrolíferas, em específico. Além de garantir a sobrevivência dos seus negócios no curto prazo, a rentabilidade dos combustíveis fósseis também será um componente-chave para o financiamento da transição energética.

Nesse sentido, a recuperação das economias pós-crise pandêmica será decisivo e dependerá, sobretudo, do crescimento de países asiáticos. Isso implicará, necessariamente, em um aumento da demanda por energia, particularmente em grandes mercados como Índia e China, que possuem matrizes energéticas altamente dependentes de hidrocarbonetos. As *majors* europeias, enquanto isso, deverão buscar, antes de tudo, estratégias para abastecer tais mercados no médio prazo.

## 5. Referências bibliográficas

AMBROSE, J; JOLLY, J. Royal Dutch Shell may fail to reach green energy targets. **The Guardian**, London, Jan. 03, 2020.

AZEVEDO, José Sérgio Gabrielli de; LEÃO, Rodrigo Pimentel Ferreira. Economia política da transição energética: um olhar sobre os atores não convencionais. **Texto para Discussão - Ineep**, ano 3, número 17. Junho de 2020.

BOUSSO, R. BP cuts spending by quarter, lowers U.S. shale output. **Reuters**, London, 01 abr. 2020.

BP. BP expects to deliver around \$10 billion of divestment proceeds and announced transactions by end 2019. **Press Releases**. 11 October 2019. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and-insights/press-releases/bp-expects-to-deliver-around-10-billion-dollars-of-divestment-proceeds-and-announced-transactions-by-end-2019.html>>.

BP. **First quarter 2020 results**. London: BP, 2020.

BP. **From International Oil Company to Integrated Energy Company: bp sets out strategy for decade of delivery towards net zero ambition**. 04 Aug. 2020. 2020b. Disponível em: <<https://www.bp.com/en/global/corporate/news-and>

insights/press-releases/from-international-oil-company-to-integrated-energy-company-bp-sets-out-strategy-for-decade-of-delivery-towards-net-zero-ambition.html>.

BP. **Fourth quarter 2020 results.** 2021. Disponível em: <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/investors/bp-fourth-quarter-2020-results.pdf>>.

COLEMAN, R. Norway's Equinor raises Jovan Sverdrup phase 1 oil output target to 470,000 b/d. **S&P Global Platts**, London, 30 mar. 2020.

COLLINS, Leigh. Will Covid-19 mark a permanent shift in oil companies' energy-transition strategies? **Recharge News**. 26 May 2020. 2020. Disponível em: <<https://www.rechargenews.com/transition/will-covid-19-mark-a-permanent-shift-in-oil-companies-energy-transition-strategies-/2-1-814356>>.

ELLIOT, Stuart. France's Total to focus on LNG, renewables in major clean energy drive. **S&P Global Platts**. 30 Sept. 2020. 2020. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/natural-gas/093020-frances-total-to-focus-on-lng-renewables-in-major-clean-energy-drive>>.

ENI. **Annual report.** 2021. Disponível em: <https://www.eni.com/assets/documents/eng/reports/2020/Annual-Report-2020.pdf>>.

ENI. **Eni result for the second quarter and half year 2020.** 2020c. Disponível em: <<https://www.eni.com/assets/documents/press-release/migrated/2020-en/07/eni-second-quarter-2020-ceo-claudio-descalzi-comments-results.pdf>>.

ENI. **Eni: Covid-19 updated 2020-2021 business plan revision.** 2020a. Disponível em: <<https://www.eni.com/en-IT/media/press-release/2020/03/eni-covid-19-update-2020-2021-business-plan-revision.html>>.

ENI. **First quarter 2020 results.** 2020b. Roma: ENI, 2020.

EQUINOR. **Equinor launches USD 3 billion action plan to strengthen financial resilience in 2020.** 2020a. Disponível em: <<https://www.equinor.com/en/news/2020-03-25-financial.html>>.

EQUINOR. **Quartely results.** 2020b. Disponível em: <<https://www.equinor.com/en/investors/quarterly-results.html>>.

GRANT, Andrew. **Eni - the first oil company to lay out a strategy of managed decline?** Blogs. Carbon Tracker Initiative. 19 May 2020. Disponível em:

<<https://carbontracker.org/eni-the-first-oil-company-to-lay-out-a-strategy-of-managed-decline/>>.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. **Announced revisions to 2020 capital expenditure by selected oil and gas companies**. 2020. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/charts/announced-revisions-to-2020-capital-expenditure-by-selected-oil-and-gas-companies>>.

IEA. INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. Oil 2021. **Analysis and forecast to 2016**. 2021. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/oil-2021>>.

LAMMEY, M. Shell pauses UK North Sea projects in response to low oil prices and Covid-19. **Energy Voice**, London, 09 abr. 2020.

LUFABAJLA, A. BP hikes asset sale target to \$15B as debt, gearing remain high. **S&P Global**. Latest news headlines. 5 Feb. 2020. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/bp-hikes-asset-sale-target-to-15b-as-debt-gearing-remain-high-56943347>>

LUHAVALJA, A. BP likely to sell legacy oil, gas assets amid low-carbon, renewables move. **S&P Global**. Latest news headlines. 7 Aug. 2020. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/marketintelligence/en/news-insights/latest-news-headlines/bp-likely-to-sell-legacy-oil-gas-assets-amid-low-carbon-renewables-move-59775312>>.

NUNES, F. Petrobras começa a reduzir produção de campos, como o de Roncador. **Broadcast/Estadão**, Rio de Janeiro, 16 abr. 2020a.

NUNES, F. Relatório indica que gigantes do petróleo ainda investem em fontes poluentes. **Estadão**, Rio de Janeiro, 16 abr. 2020b. Economia & Negócios.

REUTERS. BP cuts production at three U.S. refineries by about 15%. **Reuters - UK Focus**, Houston, 03 abr. 2020.

SHELL. Quarterly results. **Results and reporting**. 2020b. Disponível em: <<https://www.shell.com/investors/results-and-reporting/quarterly-results.html>>.

SHELL. Shell acts to reinforce business resilience and financial strength. **News and media releases**. 2020a. Disponível em: <<https://www.shell.com/media/news-and-media-releases/2020/shell-acts-to-reinforce-business-resilience-and-financial-strength.html>>.

SHELL. **Outlook for 2021 and beyond**. 2021. Disponível em: <<https://reports.shell.com/annual-report/2020/strategic-report/strategy-business-and-market-overview/strategy-and-outlook/outlook-for-2021-and-beyond.php>>.

SIQUEIRA, C. Peregrino suspenso. **PetróleoHoje/Brasil Energia**, Rio de Janeiro, 20 abr. 2020.

TOTAL. Results. **Results and Investor Presentations**. 2021. Disponível em: <<https://www.total.com/investors/results-investor-presentations/results>>.

TOTAL. **Total announces immediate action plan in context of sharp decrease of oil prices**. 2020a. Disponível em: <<https://www.total.com/media/news/press-releases/total-announces-immediate-action-plan-context-sharp-decrease-oil-prices>>.

TURNER, Elza; LANITIS, Solomon; GOLDBURN, James; FLAWS, Sarah; MALICIER, Virginie. Closures at refineries in Europe, Africa as COVID-19 hits demand. **S&P Global Platts**. 30 Mar. 2020. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/petrochemicals/033020-closures-at-refineries-in-europe-africa-as-covid-19-hits-demand>>.

ZACKS. BP revises 2020 Capex downward as Coronavirus drags oil down. **Yahoo!Finance**, London, 02 abr. 2020.