



PICO DA DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO E OS IMPACTOS PARA A
INDÚSTRIA DE PETRÓLEO BRASILEIRA

Lara Lis Acha Kohler

Dissertação de Mestrado apresentada ao Programa de Pós-graduação em Engenharia de Produção, COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, como parte dos requisitos necessários à obtenção do grau de Mestre em Ciências em Engenharia de Produção.

Orientadores: Prof. Carlos Alberto Nunes Cosenza

Prof. Roberto Ivo da Rocha Lima Filho

Rio de Janeiro, RJ

Março de 2022

PICO DA DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO E OS IMPACTOS PARA A
INDÚSTRIA DE PETRÓLEO BRASILEIRA

Lara Lis Acha Kohler

DISSERTAÇÃO SUBMETIDA AO CORPO DOCENTE DO INSTITUTO ALBERTO
LUIZ COIMBRA DE PÓS-GRADUAÇÃO E PESQUISA DE ENGENHARIA (COPPE)
DA UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO DE JANEIRO COMO PARTE DOS
REQUISITOS NECESSÁRIOS PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM
CIÊNCIAS EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO.

Examinada por:

Prof. Carlos Alberto Nunes Cosenza, D.Sc.

Prof. Roberto Ivo da Rocha Lima Filho, D.Sc.

Prof. Alexandre Salem Szklo, D.Sc.

Prof. Claudio Henrique dos Santos Grecco, D.Sc.

Prof. Edison Conde Perez dos Santos, D.Sc.

RIO DE JANEIRO, RJ BRASIL

MARÇO DE 2022

Kohler, Lara Lis Acha.

Pico da Demanda Mundial de Petróleo e os Impactos para a Indústria de Petróleo Brasileira/ Lara Lis Acha Kohler. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2022.

120f.

Orientadores: Carlos Aberto Nunes Cosenza; Roberto Ivo da Rocha Lima Filho.

Dissertação (mestrado) – UFRJ/ COPPE/ Engenharia de Produção, 2022.

Referências Bibliográficas: f. 108-116.

1. Pico de Demanda. 2. Petróleo. 3. Modelo ARPs. 4. Transição energética. 5. Brasil. I. Cosenza, Carlos Alberto Nunes; Filho, Roberto Ivo da Rocha Lima. II. Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de Engenharia de Produção. III. Pico da Demanda Mundial de Petróleo e os Impactos para a Indústria de Petróleo Brasileira.

Agradecimentos

As pessoas são, em grande parte, o que fazem. E pelo que fazem.

Esse trabalho é um grande marco em meu desenvolvimento pessoal e profissional, pois representa mais um ciclo, e que não foi fácil de se alcançar. Exige muita dedicação e vontade de querer aprender e evoluir, principalmente quando, em paralelo, se exerce outro trabalho.

Agradeço essa conquista em primeiro lugar à Deus, pela fé e capacidade psicológica e física que me deu de realizar esse trabalho;

Agradeço aos meus orientadores, Carlos A. Nunes Cosenza e Roberto Ivo da Rocha L. F., do Programa de Engenharia de Produção, que me direcionaram na consecução deste trabalho, contribuindo para sua evolução;

Agradeço ao professor Alexandre Szklo, do Planejamento Energético da COPPE, por ter me sugerido esse tema e dado sugestões, que foi a evolução de um trabalho feito em uma disciplina por ele ministrada;

Agradeço aos participantes da banca, por aceitarem o convite e pelas contribuições que deram ao trabalho;

Agradeço aos meus pais, pelo incentivo de sempre na minha evolução profissional;

Agradeço ao meu marido Pedro, pelo incentivo e paciência que teve, em especial, durante o longo tempo que me dediquei a esta pesquisa;

Agradeço ainda à minha empresa, que permitiu que eu realizasse esse mestrado, reconhecendo a importância que tem no meu crescimento profissional.

Resumo da Dissertação apresentada à COPPE/UFRJ como parte dos requisitos necessários para a obtenção do grau de Mestre em Ciências (M.Sc.)

PICO NA DEMANDA MUNDIAL DE PETRÓLEO E OS IMPACTOS PARA A INDÚSTRIA DE PETRÓLEO BRASILEIRA

Lara Lis Acha Kohler

MARÇO/2022

Orientadores: Carlos Alberto Nunes Cosenza

Roberto Ivo da Rocha Lima Filho

Programa: Engenharia de Produção

Reduzir a demanda global de petróleo é crucial para alcançar as ambições de emissões líquidas zero globalmente até 2050. A transição energética em curso, em direção a fontes renováveis de energia e emissões líquidas zero de gases do efeito estufa, acrescida da pandemia do Covid-19, que desencadeou uma crise econômica global em 2020, requerem uma análise mais completa do conceito de pico da demanda global de petróleo, que pode estar próximo de ser atingido. É improvável que a demanda de gasolina retorne aos níveis de 2019, devido aos ganhos de eficiência e mudança para os veículos elétricos. O setor de Petroquímica deverá impulsionar o aumento da demanda de petróleo no médio prazo. O crescimento da demanda de petróleo mudou para regiões em desenvolvimento, especialmente para a Ásia. Contudo, a China, em especial, maior consumidora do petróleo mundial e importadora do petróleo brasileiro, tem indicado se preparar para um futuro de emissões líquidas zero, trazendo impactos na demanda mundial de petróleo. Por essa soma de fatores, grandes empresas do setor estão revisando seus investimentos na

exploração e produção de petróleo para os próximos anos, e a perspectiva de excedentes da produção no mundo poderá se tornar uma realidade. O engajamento das nações na transição energética, reduzindo o uso de petróleo, e o investimento das “majors” do setor em aumentos de produção ditará rumos futuros. O presente trabalho busca analisar as tendências futuras de demanda e produção de petróleo e prever os riscos de um excedente de produção para a indústria de petróleo brasileira. Foi previsto a curva de declínio da produção dos principais países e do mundo, a partir da produção dos principais campos produtores de petróleo em 1990, pelo o modelo ARPs de declínio, até o ano 2050. Os resultados indicam que, para satisfazer os níveis de demanda esperados no mundo para 2050, num cenário de “Net Zero Emissions”, contar apenas com os campos produtores em 1990 não seria suficiente; a entrada em produção de novos campos a partir desse ano foi fundamental. Contudo, ainda pelo cenário de “Net Zero Emissions”, a demanda de petróleo já teria atingido o pico, e nenhum campo adicional seria necessário a partir de hoje, apenas investimentos nos campos existentes. Já nos cenários menos aderentes à transição energética necessária, onde a demanda por petróleo ainda não teria atingido o pico, novos campos produtores seriam, ainda, extremamente necessários para atender aos níveis de demanda de petróleo.

Abstract of Dissertation presented to COPPE/UFRJ as a partial fulfillment of the requirements for the degree of Master of Science (M.Sc.)

WORLD PEAK OIL DEMAND AND BRAZILIAN OIL INDUSTRY IMPACTS

Lara Lis Acha Kohler

March/2022

Advisors: Carlos Alberto Nunes Cosenza

Roberto Ivo da Rocha Lima Filho

Department: Production Engineering

Reducing global oil demand is crucial to achieving Net Zero Emissions ambitions globally by 2050. The ongoing energy transition to renewable energy sources and net zero greenhouse gas emissions, plus the Covid-19 pandemic that triggered a global economic crisis in 2020, requires a more complete analysis of the concept of peak oil demand, which may be close to being achieved. Gasoline demand is unlikely to return to 2019 levels due to efficiency gains and switching to electric vehicles. The Petrochemical sector is expected to boost the increase in oil demand in the medium term. Oil demand growth has shifted to developing regions, especially for Asia. However, China the world's largest oil consumer and importer of Brazilian oil, has indicated that it is preparing for a net zero emissions future, bringing impacts on global oil demand. For this sum of factors, large oil companies are reviewing their investments in oil exploration and production for years to come, and the prospect of production surpluses in the world could become a reality. Nation's engagement in the energy transition, reducing oil use, and the investment of the "majors" companies in production increases will dictate future directions. The present work seeks to analyze future trends in oil demand and production and predict the risks of

a production surplus for the Brazilian oil industry. The curve of decline in oil production in the main countries and in the world was predicted, from the production of the main oil producing fields in 1990, by the ARPs Decline Model, until the year 2050. The results indicate that, to meet the expected demand levels in the world for 2050, in a scenario of "Net Zero Emissions", relying only on the producing fields in 1990, would not be enough; the entry into production of new fields from that year on was fundamental. However, still by the scenario of "Net Zero Emissions", oil demand would have already peaked, and no additional field would be needed from today, only investments in existing fields. In the scenarios less adhering to the necessary energy transition, where demand for oil would not have reached its peak, new producing fields would still be extremely necessary to meet oil demand levels.

Sumário

1. Introdução.....	1
1.1 O presente estudo.....	5
2. Contextualização	7
2.1 Transição Energética e a Contribuição da Indústria do Petróleo.....	7
2.2 A Expectativa de Pico da Demanda Global de Petróleo	12
2.2.1 O “Peak demand” mundial de petróleo	12
2.2.2 A demanda dos países emergentes	21
2.2.2.1 A demanda na China.....	25
2.3 Influências na Demanda de Petróleo	29
2.3.1 Crescimento econômico mundial	29
2.3.2 O retorno da mobilidade e das atividades econômicas.....	31
2.3.3 Produtos substitutos de baixa emissão	33
2.3.3.1 A Eletricidade	36
2.3.3.2 O Hidrogênio	41
2.3.3.3 Os Biocombustíveis	43
2.3.4 A oferta de petróleo e implicações do ciclo de preços	46
2.4 Riscos à Indústria de Petróleo no Brasil	55
2.4.1 O Surgimento da Indústria de Petróleo	55
2.4.2 Programa exploratório-desenvolvimento-produção	59
2.4.3 Com que óleos compete o petróleo brasileiro	72
2.4.4 Qualidade do Petróleo Excedente.....	73
2.4.5 Custo de Extração.....	77
2.4.6 Custo do frete para a China	78
3. Metodologia.....	81

3.1	Fundamento da Previsão de Produção de Petróleo.....	81
3.1.1	Modelo ARPs e Dados	83
4.	Resultados e Discussão.....	89
4.1	Produção dos países produtores Não-OPEP	89
4.2	Produção dos países produtores OPEP	95
4.3	Produção mundial de petróleo	100
4.4	Análise da Produção em comparação com cenários de demanda	102
5.	Conclusões.....	105
6.	Referências Bibliográficas.....	108
	ANEXO A - Lista dos Campos produtores de petróleo em 1990 de cada país utilizado na análise	117
	ANEXO B - Resultado da estimação dos parâmetros das curvas de produção por campo, de cada país.....	120

Índice de Figuras

Capítulo 2

Figura 1.1: Fornecimento total de energia primária por fonte.....	2
Figura 2.1: emissões de CO2 pelo uso de energia.....	8
Figura 2.2: demanda global de energia e as emissões do CO2.....	11
Figura 2.3: mudança estrutural na demanda global por energia.....	13
Figura 2.4: demanda global de petróleo por cenário, 2000-2040.....	15
Figura 2.5: projeções de longo prazo para a demanda de petróleo (milhão de barris por dia).....	17
Figura 2.6: Demanda Global de Petróleo por Setor.....	19
Figura 2.7: Crescimento da demanda de petróleo por setor, 2017-2030.....	20
Figura 2.8: consumo de petróleo por região	22
Figura 2.9: incremento médio anual na demanda por petróleo por região, 2019-2045	22
Figura 2.10: demanda mundial de petróleo, 2020-2026.....	23
Figura 2.11: Demanda por petróleo por região e por cenário, 2018-2040	24
Figura 2.12: Crescimento esperado para a Gasolina, 2019 - 2026.....	25
Figura 2.13: Projeção da CNPC de demanda de energia, btoe.....	28
Figura 2.14: Consumo de petróleo por Não-OCDEs e o PIB.....	30
Figura 2.15: Participações da energia primária global	34
Figura 2.16: consumo final de produtos do petróleo por setor, no mundo (1990-2018).....	34
Figura 2.17: Share de cada fonte de energia no consumo final de energia no setor de transporte	36
Figura 2.18: Frota de veículos elétricos, 2020-2026	36

Figura 2.19: Venda de Veículos Elétricos em 2020	38
Figura 2.20: vendas globais de veículos de passageiros e a demanda por petróleo global	40
Figura 2.21: Produção global de hidrogênio por combustível e demanda de hidrogênio por setor no “NZE”	42
Figura 2.22: Produção global de biocombustíveis por tipo e tecnologia no “NZE”	44
Figura 2.23: mudanças na produção de biocombustíveis em mercados selecionados.....	45
Figura 2.24: produção de petróleo por região.....	46
Figura 2.25: Oferta de Petróleo por Cenário	48
Figura 2.26: produção de carvão, petróleo e gás natural no “NZE”	49
Figura 2.27: produção de petróleo no “NZE”.....	50
Figura 2.28: Redução dos investimentos de empresas petrolíferas em 2020	51
Figura 2.29: Investimentos no suprimento de óleo no “NZE”	52
Figura 2.30: Projeções para o preço spot do petróleo Brent (US\$/b).....	53
Figura 2.31: custo da curva de suprimento para os recursos líquidos remanescentes globais.....	54
Figura 2.32: Áreas brasileiras sob Exploração, Desenvolvimento e Produção..	61
Figura 2.33: maiores reservas provadas de petróleo em 2020 (bilhão de barris) 63	
Figura 2.34: Produção acumulada de petróleo e reservas provadas por bacia, 2020 (milhão de barris).....	64
Figura 2.35: Previsão de Produção Diária de Petróleo Nacional	65
Figura 2.36: Produção brasileira de petróleo.....	66
Figura 2.37: revisão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P no Brasil.....	67

Figura 2.38: Fluxo de Caixa típico de um projeto de E&P	68
Figura 2.39: Balanço nacional de petróleo	70
Figura 2.40: Evolução das exportações brasileiras de petróleo por destino (milhões de b/d).....	71
Figura 2.41: importação de petróleo bruto da China por fornecedor em 2019 ..	73
Figura 2.42: densidade e teor de enxofre de óleos crus selecionados	76
Figura 3.1: típico perfil de produção e fases de produção.....	81
Figura 3.2: Fluxograma para o desenvolvimento da análise de produção realizada neste estudo	88
Figura 4.1 – Previsão de produção de petróleo dos EUA (2021-2050).....	90
Figura 4.2 – Previsão de produção de petróleo da Rússia (2021-2050).....	90
Figura 4.3 - Previsão de produção de petróleo do Canada (2021-2050).....	91
Figura 4.4 - Previsão de produção de petróleo da China (2021-2050).....	92
Figura 4.5- Previsão de produção de petróleo do Brasil (2021-2050).....	93
Figura 4.6 - Previsão de produção de petróleo da Noruega (2021-2050).....	94
Figura 4.7 – Previsão de produção de petróleo do Reino Unido (2021-2050)...	95
Figura 4.8 - Previsão de produção de petróleo da Arabia Saudita (2021-2050)	96
Figura 4.9 – Previsão de produção de petróleo do Iraque (2021-2050)	97
Figura 4.10 – Previsão de produção de petróleo do Irã (2021-2050).....	97
Figura 4.11 - Previsão de produção de petróleo da Nigéria	98
Figura 4.12 – Previsão da oferta mundial de petróleo (2021-2050).....	100
Figura 4.13 – Oferta mundial de petróleo em 2030 e 2050.....	101
Figura 4.14 – Demanda de petróleo em 2030 e 2050.....	103

Índice de Tabelas

Capítulo 2

Tabela 2.1: posicionamento de cenários de demanda.....	18
Tabela 2.2 - Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil (milhões de barris/dia)	69
Tabela 2.3: qualidade média do petróleo brasileiro por campos	75
Tabela 3.1 – Resumo dos dados dos campos dos principais países produtores de petróleo no mundo, em 1990	86
Tabela 3.2 – Dois principais campos produtores de cada país em 1990	87
Tabela 4.1: Resultado dos parâmetros das curvas por país	99

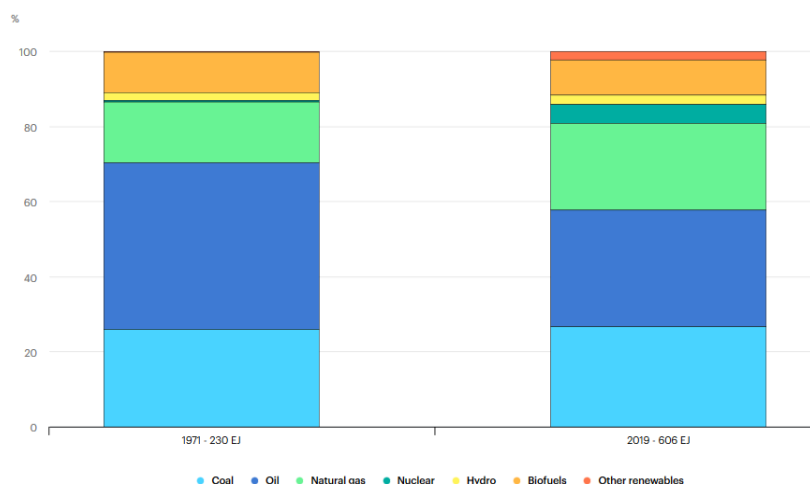
1. Introdução

O petróleo é o recurso energético mais importante na carteira de abastecimento do mundo, desempenhando um papel estratégico nos assuntos políticos e econômicos globais (ARIGA, 2002). Muitos objetivos têm sido mencionados pela indústria mundial de petróleo para as próximas décadas, muitos dos quais são considerados determinantes na tendência de produção e exportação de países, e os outros por considerar a abordagem do lado da demanda e modificar os padrões de consumo (BAHRAMI; ABBASZADEH, 2013).

Nos últimos anos, a literatura tem sido bem populada com estudos argumentando que a teoria do pico petrolífero, proposta pela primeira vez por pelo geofísico Marion King Hubbert em 1956 (YILDIZ, 2018), a qual aborda que o pico do petróleo aconteceria por escassez de recursos, não resiste ao exame empírico. Em vez disso, novas evidências sugerem que o foco da análise está mudando, de “fornecimento” para “demanda”. É um reconhecimento de que os suprimentos de petróleo recuperáveis têm consistentemente ultrapassado a maioria das projeções e que o futuro de um mercado sustentável para o petróleo dependerá largamente da extensão para a qual for substituído por energias renováveis (SIOHANSI; WEBB, 2019).

Entre 1971 e 2019, a estrutura da oferta mundial de energia mudou acentuadamente. O petróleo caiu de 44% para 31% do suprimento total de energia entre 1971 e 2010; sua participação tem se mantido estável desde então e ele continua sendo o combustível mais importante em 2019 (IEA, 2020h). É a fonte dominante de energia no setor de transportes, em particular (RITCHIE; ROSER, 2020). Acredita-se que, se a demanda global por petróleo estiver destinada a desacelerar, como muitos agora acreditam, o pico do petróleo, “peak oil”, pode se tornar uma realidade, principalmente se o preço do petróleo permanecer alto e/ou aumentar, enquanto o preço de fontes de energia alternativas, como o gás natural ou as energias renováveis, permanecer baixo ou diminuir ainda mais.

Figura 1.1: Fornecimento total de energia primária por fonte



Fonte: IEA (2020h)

Apesar de produzir mais e mais energia a partir de fontes renováveis a cada ano, 80,9% da matriz energética global ainda é advinda de combustíveis fósseis (carvão, petróleo e gás natural) (IEA, 2020h). Três quartos das emissões globais de gases de efeito estufa vêm, atualmente, da queima de combustíveis fósseis para obter energia. Além disso, continua-se a produzir mais energia a partir de combustíveis fósseis - principalmente a partir de petróleo e gás - a cada ano. Relatórios mundiais dizem que, para enfrentar a mudança climática em curso, é preciso abandonar os combustíveis fósseis e descarbonizar nossos sistemas de energia (RITCHIE; ROSER, 2020).

A razão para a ênfase na indústria de petróleo quando se fala em transição energética e descarbonização é que, quando se adiciona o CO2 emitido nos usos finais do petróleo (transporte, geração de energia e calor), o petróleo passa a ser responsável por 34% de todas as emissões globais de gás carbônico (RITCHIE; ROSER, 2020).

Acrescido a isso, a pandemia do COVID-19 vem impactando quase todos os aspectos de como a energia é produzida, fornecida e consumida em todo o mundo (IEA, 2021), trazendo discussões importantes sobre o futuro energético de longo prazo, com impacto para a indústria do petróleo. Mudanças rápidas de comportamento da população e um impulso mais forte dos governos em direção a um futuro de baixo carbono causaram uma queda dramática nas expectativas para a demanda de petróleo nos próximos seis anos, informa a Agência Internacional de Energia – AIE ou “IEA” (IEA, 2021a).

No curto prazo, os sistemas de energia e eletricidade foram significativamente afetados, com mudanças não apenas nos níveis totais de consumo e produção, mas, talvez mais importante, nos padrões de uso (Financial Times, 2020). Os aviões pararam de voar. Os trabalhadores de escritório passaram a trabalhar em casa. Aplicativos de chamada de vídeo pela internet do celular substituíram dirigir para ver a família pelo “zoom” online. Um ano de caça global rendeu a queda mais acentuada no consumo de petróleo desde que Henry Ford montou o primeiro Modelo T. Na pior das hipóteses, a demanda global caiu espantosos 29 milhões de barris por dia (BLOOMBERG, 2020).

A demanda por combustíveis fósseis foi a mais atingida com a pandemia, especialmente a de petróleo, que caiu 8,6%, o maior declínio anual de todos os tempos. Paralelamente, as emissões globais de CO₂ relacionadas à energia caíram 5,8%, ou cerca de 2 bilhões de toneladas métricas, de acordo com os dados estatísticos mais recentes da IEA (2021b), a maior queda percentual anual desde a Segunda Guerra Mundial.

Vale ressaltar que a queda na atividade de transporte rodoviário foi responsável por 50% do declínio na demanda global de petróleo, e a queda no setor de aviação por cerca de 35%. Enquanto isso, as energias renováveis e os veículos elétricos, dois dos principais blocos de construção das transições de energia limpa, estiveram amplamente imunes. Combustíveis e tecnologias de baixo carbono, em particular, solar fotovoltaico e eólica, alcançaram sua maior participação anual da matriz energética global, aumentando em mais de um ponto percentual para mais de 20% (IEA, 2021b).

A Agencia Internacional de Energia e diversas empresas de petróleo, como British Petroleum mais Shell, a Total e a ExxonMobil, tem se referido ao pico mundial do petróleo se dando dentro da próxima década ou mesmo, como visto em projeções mais recentes, já tendo acontecido, e que o mundo não retornaria mais aos níveis de demanda de 2019, pré pandêmicos: a BP (2020a), de acordo com a análise feita em seu relatório anual de energia, *Energy Outlook 2020*, e a IEA (2021a) preveem que o mundo já ultrapassou o pico na demanda por petróleo e que dificilmente alcançará sua trajetória anterior à Covid. A Total S.A. (2020) dá ao petróleo mais espaço para respirar, projetando o pico da demanda por petróleo para 2030. Nem todos concordam: a ExxonMobil (2019) não faz nenhuma previsão, indicando que por volta de 2040 a demanda por petróleo ainda estará em crescimento.

Todavia, o consenso de um pico parece ser evidenciado pelo declínio do investimento em exploração de petróleo de “majors” nessa indústria, em especial os movimentos da Total S.A. e da Royal Dutch Shell em aumentar substancialmente o investimento em energia renovável (SIOHANSI; WEBB, 2019).

Como resultado da mudança da dinâmica do mercado de petróleo, alguns produtores e exportadores tradicionais estão vendo uma pressão crescente sobre seu modelo de desenvolvimento. Eles enfrentam a perspectiva de um mundo onde os mercados para seus amplos recursos petrolíferos não estão garantidos e onde a redução da renda dos hidrocarbonetos dificulta sua capacidade de manter os gastos a montante e restringe os investimentos necessários para diversificar suas economias (IEA, 2019a). A expectativa de redução da demanda por petróleo está forçando decisões difíceis por parte das empresas e países produtores de petróleo, que relutam em deixar recursos inexplorados ou em instalar nova capacidade que ficaria ociosa (IEA, 2021a).

Acrescido a isso, preços mais baixos e reduções da demanda resultantes da pandemia reduziram cerca de um quarto do valor da futura produção de petróleo. Até outubro de 2020, as principais empresas de petróleo e gás reduziram o valor divulgado de seus ativos em mais de US\$ 50 bilhões, uma expressão palpável de uma mudança de percepção sobre o futuro. O investimento no suprimento de petróleo e gás diminuiu um terço em comparação a 2019, e não está claro o alcance e a tempestividade de recuperações nas despesas relacionadas (IEA, 2020a).

Diversos estudos na contemporaneidade analisam a entrada de produtos substitutos “mais limpos”¹, como a eletricidade e os biocombustíveis, o impacto da pandemia na economia e na transição energética e estimam cenários para a demanda futura de petróleo no mundo. Paralelamente a isso, como deverá se comportar a produção de petróleo mundial?

¹ Limpo no sentido de menor emissão de gases de efeito estufa.

1.1 O presente estudo

Qual a previsão de pico de demanda mundial de petróleo? A demanda de petróleo pode já ter atingido o pico? De onde, principalmente, virá a demanda por petróleo? Quais serão as implicações desse pico para a indústria de petróleo brasileira? E a produção de petróleo, reduzirá para acompanhar a necessidade mundial de diminuir a emissão de combustíveis fósseis e a estimativa de redução de demanda, se for o caso, ou continuará aumentando? Havendo um excedente mundial de oferta no mundo, haverá demanda para o excedente de produção brasileiro? Além disso, produzir petróleo continuará sendo economicamente viável?

Esse trabalho busca apresentar as discussões mais relevantes sobre o pico de demanda global de petróleo, os principais fatores que estão levando o mundo a acreditar na previsão desse pico, os atributos que impactam na demanda por petróleo. Em seguida, tem por objetivo projetar as curvas de produção de petróleo dos cinco países que mais produziram petróleo dentro da OPEP e dos cinco que mais produziram não membros da OPEP, em 2021, e, através destes, prever a curva de oferta mundial de petróleo até o ano de 2050.

Para prever tais curvas, foi utilizado o modelo de análise de Curva de Declínio – “DCA” – de ARPs (1945), por campo de petróleo de cada um dos países pertencentes a análise que estavam em produção em 1990. O estudo busca analisar os cenários esperados para a demanda mundial quando comparado à expectativa de produção, discutir a capacidade adicional que seria necessária para preencher a lacuna entre produção e demanda nos próximos anos e analisar os possíveis riscos para a indústria de petróleo brasileira.

Esta dissertação foi estruturada em cinco capítulos, incluindo introdução e conclusões. O Capítulo 2 apresenta uma vasta revisão teórica sobre o tema, contextualizando, primeiro (item 2.1), a situação atual em relação à transição energética em curso, com foco na indústria de petróleo mundial, e a contribuição dos combustíveis fósseis quanto à emissão de gases do efeito estufa. Depois, esse capítulo discute as tendências da demanda de petróleo no mundo (item 2.2), analisando a projeção de pico esperada para a demanda pelas principais instituições e agências de pesquisa do mundo e

os principais fatores que poderão levar a esse pico. Em seguida, o item 2.3 apresenta os atributos que contribuem para as alterações previstas na demanda de petróleo no mundo. E, por último (item 2.4), esse capítulo aborda as expectativas de crescimento da produção de petróleo brasileira, em termos de seu programa exploratório-desenvolvimento-produção, a qualidade do óleo brasileiro, os custos de extração e os custos de frete, a fim de fornecer subsídios para a análise dos riscos que indústria de petróleo brasileira poderá enfrentar nos próximos anos.

O Capítulo 3 apresenta a metodologia que será utilizada para projetar a demanda global por petróleo, as variáveis utilizadas no modelo e aplica o modelo matemático.

No Capítulo 4, são mostrados e discutidos os resultados obtidos com a aplicação da metodologia aplicada no Capítulo 3. Por fim, no Capítulo 5 são feitas as conclusões obtidas com a realização desse trabalho.

2. Contextualização

2.1 Transição Energética e a Contribuição da Indústria do Petróleo

Sabe-se que a principal causa das mudanças climáticas é a liberação de gases de efeito estufa na atmosfera, como o dióxido de carbono (CO₂) e o metano (CH₄). A concentração crescente desses gases é, em grande parte, resultado de mudanças na atividade humana desde a Revolução Industrial. É preocupante a constatação que a proporção de dióxido de carbono na atmosfera aumentou para 412 partes por bilhão, o maior nível em 650.000 anos (GITMAN, 2019).

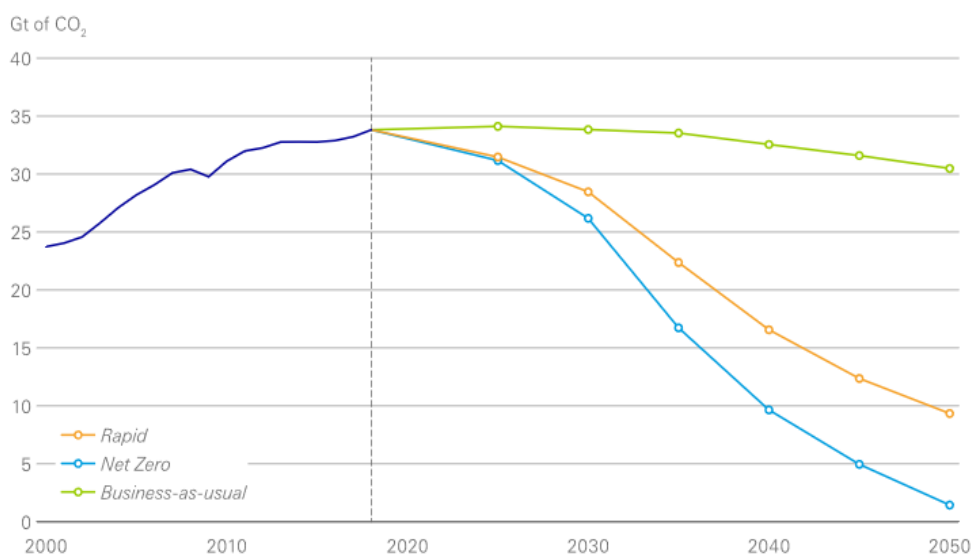
Essa preocupação leva ao Acordo de Paris, adotado por inúmeros países na 21^a Conferência das Partes da Convenção-Quadro da Nações Unidas sobre a Mudança do Clima, em 2015, que tem por objetivo central fortalecer a resposta global à ameaça da mudança do clima e reforçar a capacidade dos países em lidar com os impactos decorrentes dessas mudanças, como informa o Ministério do Meio Ambiente – MMA (2020).

O Acordo de Paris foi adotado com o intuito de reduzir as emissões de gases de efeito estufa (GEE) no contexto do desenvolvimento sustentável, manter o aumento da temperatura média global em bem menos de 2°C acima dos níveis pré-industriais e envidar esforços para limitar o aumento da temperatura a 1,5°C acima dos níveis pré-industriais (MMA, 2020). Para alcançar a meta de temperatura, tal Acordo exige que as emissões de GEE atinjam o pico o quanto antes e reduzam rapidamente, levando a um equilíbrio entre as emissões antropogênicas e remoções (ou seja, emissões líquidas zero) na segunda metade deste século (IEA, 2019b).

De acordo com o Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas das Nações Unidas (IPCC, 2019), as emissões globais de CO₂ precisam cair, até 2030, cerca de 45% em relação aos níveis de 2010 e chegar a zero emissões por volta de 2050, para que o mundo tenha a chance de limitar ou retornar o aquecimento médio global para 1,5°C (em relação ao período pré-industrial 1850-1900). Para conseguir isso, o mundo precisa reduzir as emissões entre 1 gigatonelada (1 milhão de toneladas) e 2 gigatoneladas a cada ano até 2030.

A BP (2020a) indica três cenários para ilustrar a gama de resultados possíveis nos próximos trinta anos, com relação as emissões de gás carbônico pelo uso de energia, embora a incerteza seja substancial e os cenários não forneçam uma visão abrangente de todos os resultados possíveis (Figura 2.1).

Figura 2.1: emissões de CO₂ pelo uso de energia



Fonte: BP (2020a, pg 13)

O cenário de Transição Rápida (“Rapid”) da BP (2020a) considera uma série de medidas políticas sendo tomadas, como o aumento nos preços do carbono, apoiadas por medidas específicas do setor, que fazem com que as emissões de carbono do uso de energia caiam cerca de 70% até 2050. Esta queda nas emissões está em linha com cenários que são consistentes com a limitação do aumento das temperaturas globais em 2100 para bem abaixo de 2 graus Celsius acima dos níveis pré-industriais.

O cenário Líquidas Zero (“Net zero”), por sua vez, assume que, além das medidas políticas, mudanças significativas no comportamento e preferências da sociedade acontecem e aceleram ainda mais a redução nas emissões de carbono, que caem em mais de 95% até 2050, amplamente alinhado com uma variedade de cenários que são consistentes com o aumento de temperatura limite para 1,5 graus Celsius (BP, 2020a).

Já o cenário Negócios-como-hoje (Business-as-usual - “BAU”) assume que as políticas governamentais, a tecnologia e a sociedade continuam a evoluir de uma forma e velocidade vistas no passado recente, tendo pouco progresso sido feito em termos de

redução das emissões de carbono do uso de energia, com emissões em 2050 menos de 10% abaixo dos níveis de 2018. Mesmo nesse cenário, contudo, o pico de emissões de carbono se dariam em meados da década de 2020 (BP, 2020a).

Vale salientar que, visando o alcance da meta definida no Acordo de Paris, os governos se envolveram na construção de seus próprios compromissos de descarbonização. Apesar do atraso, grandes objetivos têm sido anunciados: em particular, mais países estão agora se comprometendo a alcançar emissões líquidas zero de carbono até meados desse século, inclusive a China. Tais objetivos serão expostos no item 2.2.1. Vale salientar que a China é, atualmente, o maior consumidor de energia e emissor de CO₂ do mundo, sendo responsável por aproximadamente 30% das emissões globais (SHAN et al., 2020), portanto, quaisquer mudanças significativas ocorridas na China terão uma influência direta e significativa em todo o mundo (WANG et al, 2020).

É importante destacar que os Estados Unidos oficialmente voltaram a aderir ao Acordo de Paris em janeiro de 2021 (*U.S. Department of State, 2021*), após uma ausência de quatro anos, e revelaram medidas agressivas para enfrentar a mudança climática. O presidente dos Estados Unidos, Biden, prometeu descarbonizar a rede elétrica até 2035 e atingir as emissões líquidas zero de gases de efeito estufa até 2050 (IEA, 2021c).

O Brasil ratificou o Acordo de Paris em 2016, passando a ter compromissos oficiais para alcance das metas (MMA, 2020). Porém, mesmo se cada país cumprir seus compromissos atuais, o mundo ainda estará no caminho para aquecer mais de 3° C neste século, de acordo com o último “Emissions Gap Report” do Programa das Nações Unidas para o Meio Ambiente (UNEP, 2020). E muitos desses compromissos ainda não são respaldados por ações governamentais (*Climate Action Tracker, 2020*).

Acrescido a isso, o ano de 2020 testemunhou o impacto extraordinário do surto de coronavírus (COVID-19). Ao redor do mundo, países e cidades determinaram medidas para travar a propagação do vírus, que levaram à repentina cessação das principais atividades econômicas e de transporte (NGUYEN, et al, 2021). Destaca-se que os períodos de bloqueio temporário provocaram quedas acentuadas nas emissões globais de CO₂ (NGUYEN, et al, 2021).

Os impactos positivos sobre o meio ambiente ficaram evidentes com a redução da produção e dos movimentos entre cidades e regiões em todo o mundo. Embora haja um senso de urgência muito maior em abordar as consequências da pandemia COVID-19, aproveitar os esquemas de recuperação da COVID-19 para, simultaneamente, impulsionar a agenda climática é considerado uma oportunidade estratégica para garantir um caminho sustentável para um mundo pós-pandêmico (NGUYEN, et al, 2021).

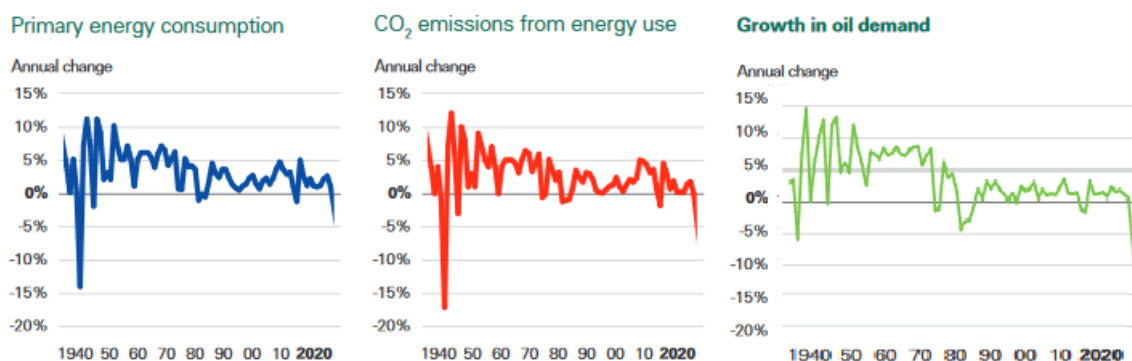
As emissões de dióxido de carbono (CO₂) advindas da produção de energia e de materiais podem surgir de várias fontes e tipos de combustível. Contudo, é antiga a constatação de que a emissão irrestrita de CO₂ da queima de combustível fóssil tem sido a causa dominante do aquecimento global antropogênico (KHARECHA; HANSEN, 2008).

Liu et al. (2020) forneceu uma previsão sobre as reduções relacionadas ao COVID nas emissões globais de CO₂ no transporte rodoviário (340,4 MtCO₂, -15,5% em comparação com 2019), energia (292,5 MtCO₂, -6,4%), indústria (136,2 MtCO₂, -4,4%), aviação (92,8 MtCO₂, -28,9%), residencial (43,4 MtCO₂, 2,7%) e transporte marítimo por navio (35,9 MtCO₂, -15%). Destaca-se, assim, a forte queda ocorrida no setor de aviação, seguido do setor de transporte rodoviário e marítimo.

Em 2020, as emissões globais advindas do uso de petróleo, sobretudo, despencaram, em bem mais de 1.100 milhões de toneladas, representando mais da metade da queda nas emissões globais de CO₂ e o maior declínio anual do petróleo de todos os tempos (IEA, 2021b), reforçando o impacto dessa fonte de combustível nas emissões globais de CO₂.

Através do Relatório Estatístico da British Petroleum (BP) de 2021 é possível constatar a relação entre consumo primário de energia, as emissões de CO₂ advindas do uso de energia e a demanda por petróleo, per ao longo dos anos (figura 2.2).

Figura 2.2: demanda global de energia e as emissões do CO2



Fonte: BP (2021, pg 3-4)

Estima-se que a demanda de petróleo tenha caído em 9,3% (9,1 milhões de barris/dia) em 2020 – muito maior do que qualquer coisa vista antes na história e muito maior do que as quedas nos outros componentes da demanda. De fato, a queda na demanda de petróleo é responsável por cerca de três quartos da queda total do consumo de energia. É também o principal fator responsável pela queda quase recorde na intensidade de carbono da matriz energética. A demanda mundial de energia caiu 4,5% e as emissões globais de carbono do uso de energia 6,3% em 2020 (BP 2021).

Desse modo, o debate sobre como reduzir os Gases de Efeito Estufa (“GEE”) globalmente se concentra nas empresas de petróleo, de modo que essas empresas estão sob constante pressão regulatória e reputacional para reduzir as emissões de CO2 a montante e a jusante e, nos próximos anos, cada vez mais se espera que elas forneçam soluções e façam investimentos nesse sentido (NYQUIST, RUYS, 2009). Para se seguir um caminho consistente de 1,5°C, o mundo precisará diminuir a produção de combustível fóssil em cerca de 6% ao ano entre 2020 e 2030 (SEI et al., 2020).

Acrescido a isso, a IEA (2021b) postulou que, dada a interrupção da demanda induzida pela pandemia e mudanças subjacentes de longo prazo nos padrões de consumo, a demanda por petróleo pode nunca retornar “ao normal”; em outras palavras, pode ter atingido o pico.

Diante da relevância que um pico na demanda por petróleo pode ter para a economia mundial, o próximo capítulo busca mostrar as perspectivas para o comportamento da demanda por petróleo desenvolvidos pela Agência Internacional de Energia (IEA), pela Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) e por

diversas empresas de petróleo mundiais, cujas premissas envolvem desde a continuidade das atuais políticas públicas até mudanças de comportamento de governos e do consumidor.

2.2 A Expectativa de Pico da Demanda Global de Petróleo

2.2.1 O “Peak demand” mundial de petróleo

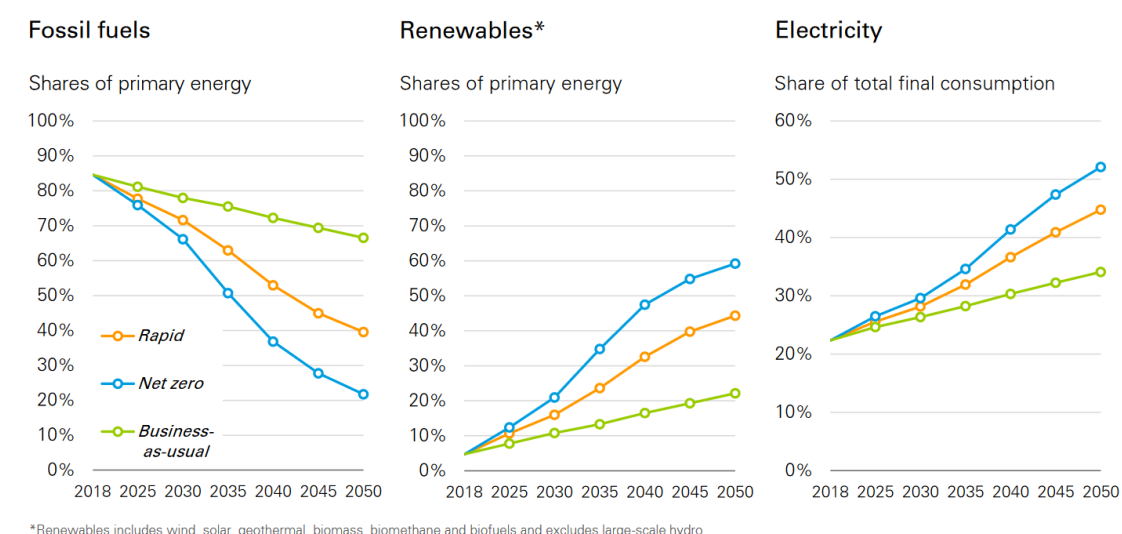
Desde o surto do COVID-19 no início de 2020, devido às medidas de distanciamento social e à queda da atividade econômica, as projeções para o crescimento da demanda por petróleo vêm sendo ajustadas. Segundo o Instituto Brasileiro de Petróleo – IBP (2020), as projeções de demanda passaram de um crescimento de aproximadamente 1,2 milhão de barris por dia para uma queda de pouco mais de 8 milhões de barris por dia.

Vários fatores estão levando a esse debate da projeção, como preços mais baixos do petróleo, incerteza sobre a rapidez com que a demanda por petróleo vai se recuperar, e se vai se recuperar, discussões de medidas de política relacionadas à energia e pacotes de estímulo que não estão vinculados apenas à recuperação econômica, mas também a incentivos de energia verde (OPEC, 2020).

Ademais, a busca pela dinamização da descarbonização das economias poderá aumentar as pressões sobre governos. Nesse sentido, a União Europeia (UE) anunciou em 2019 uma nova estratégia de crescimento baseada no desenvolvimento sustentável, o qual denominou “Green New Deal”, visando uma transição rápida, justa e democrática para uma Europa sustentável. Através dessa estratégia, a UE se compromete a zerar as emissões líquidas de gases de efeito estufa na região até 2050 (EC, 2020 *apud* EPE, 2020a). Particularmente, a Alemanha anunciou sua estratégia nacional para o hidrogênio, em que pretende descarbonizar o transporte de cargas e a indústria pesada, além da eletrificação em veículos leves (BMW, 2020 *apud* EPE, 2020a). Por sua vez, o Japão anunciou objetivo de se tornar carbono neutro até 2050 (METI, 2020 *apud* EPE, 2020a), e a China se comprometeu com pico de emissões de CO₂ até 2030 e sua neutralidade de carbono até 2060 (CHINA, 2020 *apud* EPE, 2020a).

A maioria dos analistas prevê o declínio da demanda por petróleo apenas em cenários improváveis de economia verde, que só poderão ser alcançados com políticas climáticas globais muito mais fortes (BLOOMBERG, 2020). Porém, a previsão da BP para 2020 é que o pico do petróleo já se encontra no seu cenário base “business as usual” (“BAU”) (BP, 2020b). Se as tecnologias e as regras ambientais melhorarem, a queda na demanda será ainda mais rápida. A Figura 2.3 mostra a redução esperada da participação de fontes fósseis na matriz de energia primária, a depender do cenário projetado, e, em paralelo, do aumento de fontes de energia renováveis.

Figura 2.3: mudança estrutural na demanda global por energia



Fonte: BP (2020a, pg 65,97)

Ao passo que as energias renováveis tem sua participação crescente na matriz energética primária mundial nos três cenários, principalmente pela participação da eletricidade, a parcela de uso de combustíveis fósseis é declinante.

A demanda por petróleo nos cenários de Transição Rápida e Líquidas Zero da BP nunca se recupera totalmente da queda causada pela Covid-19, implicando que a demanda de petróleo atingiu o pico em 2019 em ambos os cenários. Além disso, as projeções da BP são que o consumo de petróleo cai para menos de 55 Milhões de b/d e cerca de 30 Milhões de b/d em “Rapid” e “Net Zero”, respectivamente, até 2050. A queda da demanda está concentrada no mundo desenvolvido e na China, com o consumo na Índia, Ásia e África amplamente estável no cenário de Transição Rápida, mas caindo

abaixo dos níveis de 2018 de meados da década de 2030 em diante no Líquida Zero (BP, 2020b).

Em contraste, depois de se recuperar do impacto da Covid-19, o consumo de petróleo no cenário “BAU” se mantém praticamente estável em cerca de 100 Mb/d nos próximos 20 anos, antes de cair para cerca de 95 Mb/d em 2050. A demanda para os combustíveis líquidos continua a crescer na Índia, na Ásia e na África, compensado pela tendência de queda no consumo das economias desenvolvidas (BP, 2020b).

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2021c), no seu Relatório Mundial de Energia *World Energy Outlook* de outubro de 2020, também faz projeções para demanda a demanda futura de petróleo, a depender de três cenários futuros para a energia e de consequências da pandemia (Figura 2.4).

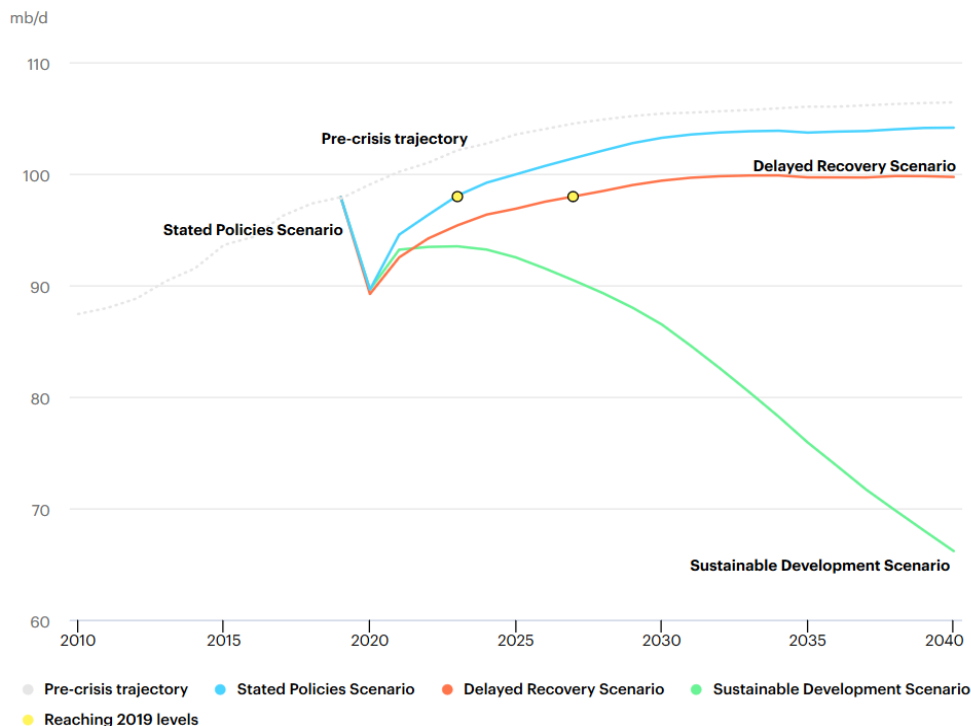
Pelo cenário de Políticas Declaradas (“STEPS”), a Covid-19 é gradualmente controlada em 2021 e a economia global retorna aos níveis pré-crise no mesmo ano. Esse cenário reflete todas as intenções e metas em termos de políticas anunciadas hoje, na medida em que são apoiadas por medidas detalhadas para a sua realização (IEA, 2020b). As emissões anuais de CO₂ relacionadas com a energia e processos industriais aumentam de 34 Gt em 2020 para 36 Gt em 2030 e permanecem em torno deste nível até 2050 no “STEPS” (IEA, 2021e). Se as emissões continuarem nesta trajetória, com mudanças semelhantes nas emissões de GEE não relacionadas com energia, isso levaria a um aumento de temperatura de cerca de 2,7 ° C em 2100 (com uma probabilidade de 50%) (IEA, 2021e). O uso de óleo em 2050 é 15% maior do que em 2020 (IEA, 2021e).

O Cenário de Promessas Anunciadas (APC) pressupõe que todas as promessas do do “net zero” anunciadas sejam cumpridas na íntegra e dentro do prazo, sejam ou não sustentadas por políticas específicas. As emissões globais de CO₂ relacionadas à energia e aos processos industriais caíram para 30 Gt em 2030 e 22 Gt em 2050. Estender essa trajetória, com ação semelhante sobre as emissões de GEE não relacionadas à energia, levaria a um aumento de temperatura em 2100 de cerca de 2,1 ° C (com probabilidade de 50%) (IEA, 2021e). A demanda de petróleo não retorna ao seu pico de 2019 e cai cerca de 10% de 2020 a 80 mb/d em 2050 (IEA, 2021e).

A IEA (2021e) apresenta ainda o cenário de emissões líquidas zero até 2050 (“NZE” – *Net Zero Emissions by 2050*), o qual pressupõe evoluções relacionadas à

demanda de energia e à matriz energética se o mundo quiser atingir emissões líquidas zero até 2050.

Figura 2.4: demanda global de petróleo por cenário, 2000-2040.



Fonte: (IEA, 2021c)

As configurações de política de hoje, conforme estabelecido no Cenário de Políticas Declaradas (STEPS), veem a demanda de petróleo nivelar em 104 milhões de barris por dia (mb / d) em meados da década de 2030 e, em seguida, diminuir muito gradualmente até 2050 (Figura 2.4). No Cenário de Promessas Anunciadas (APS), o petróleo atinge o pico logo após 2025 a 97 mb / d e começa a diminuir a partir de então. A ação rápida no Cenário de Emissões Líquidas Zero até 2050 (NZE) para entrar no caminho para atender às metas climáticas do mundo faz com que a demanda de petróleo caia drasticamente para 72 MB / d em 2030 e continue caindo para 24 MB / d em 2050 (IEA, 2021f).

A *British Petroleum* ou BP, mais notavelmente, afirmou, em setembro de 2020, que o mercado pode nunca se recuperar para níveis pré-pandêmicos de aproximadamente 100 milhões de barris por dia, já que a empresa projeta um futuro investido pesadamente em energias renováveis. Em fevereiro deste ano, a BP já havia anunciado um novo propósito: reimaginar a energia para as pessoas e nosso planeta. Esse propósito era

apoiado por uma nova ambição, ser uma empresa de emissões líquidas zero até 2050 ou antes e ajudar a levar o mundo ao cenário “net zero” (BP, 2020a).

A BP (2020a) anunciou também que iria transferir um terço de seu investimento para energias de baixo carbono e reduzir a produção de petróleo em 40% até 2030 (BP 2020c) e, em consonância com os Acordos de Paris, sugere um declínio de mais de 50% no uso de petróleo até 2050, indicando um cenário ainda mais rígido que o Cenário de Desenvolvimento Sustentável projetado pela IEA em 2019.

A Organização dos Países Exportadores de Petróleo – OPEP, porém, previu, em seu relatório mais recente de perspectiva mundial do petróleo - *World Oil Outlook* (WOO), que o pico na demanda global por petróleo se dará, ainda, em cerca de 20 anos apenas (OPEC, 2020). Com a pandemia do coronavírus solicitando um reexame do mercado de petróleo e os países se tornando mais agressivos em suas metas de sustentabilidade, a OPEP (OPEC, 2020) estimou que a demanda global atingiria 109,3 milhões bpd em 2040, logo antes de cair para 109,1 milhões bpd em 2045 e estabilizando ao longo de um período relativamente longo.

Em seu prospecto de “IPO” (*Initial Public Offering*), a gigante petrolífera Saudi Aramco reconheceu pela primeira vez que a demanda por petróleo pode atingir seu pico de demanda nos próximos 20 anos. No pior cenário, a demanda global de petróleo atingiria o pico em algum momento por volta de 2030 e 2040.

A Royal Dutch Shell ressaltou que tem o objetivo de se tornar uma empresa de energia com emissões líquidas zero até 2050 ou antes (Shell, 2020).

O CEO da Total S.A., Patrick Pouyanne, disse, em 31 de agosto de 2020, que espera que a produção global de petróleo atinja o pico por volta de 2030 ou 2040, com aumento de energia fornecida de fontes solar, do vento e de captura de carbono, enquanto soluções de armazenamento de carbono são desenvolvidas. Até 2050, pensa o CEO da TOTAL que a demanda por petróleo será em torno de 40 milhões de barris por dia, e complementa informando que é muito menos que os 100 milhões por dia de consumo atual, mas que ainda vamos requerer petróleo (S&PGlobal, 2020).

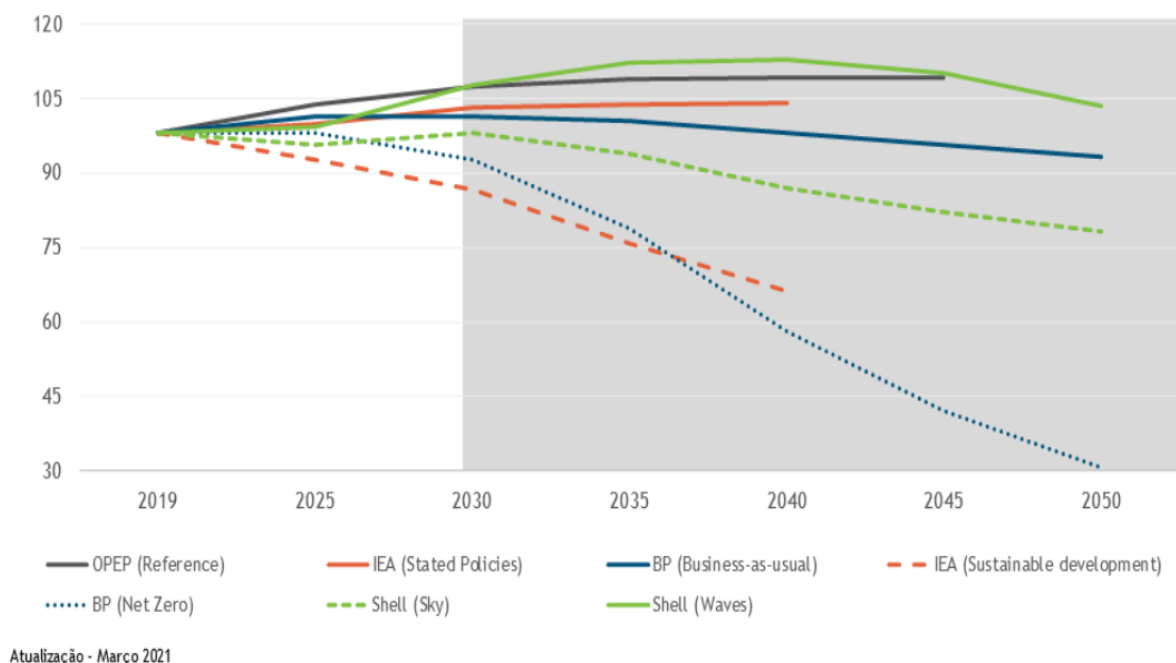
Também a norueguesa Equinor (2020) está prevendo que o pico da demanda global de petróleo ocorrerá antes do previsto, em virtude dos efeitos da pandemia do coronavírus. A análise consta em seu relatório anual *Perspectivas de Energia*, divulgado

em novembro de 2020. A nova estimativa da Companhia é que este pico aconteça por volta de 2027 e 2028. A empresa anunciou também a meta de se tornar uma empresa com emissões zero de carbono em 2050.

Já a empresa Exxonmobil projeta, em seu *2019 Outlook for Energy*, que a demanda por petróleo continua crescente pelo menos até 2040, conduzido pelos setores de transporte e petroquímica.

O Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás, IBP, (2021) sintetizou graficamente, em março de 2021, as projeções da BP, Shell, OPEP e IEA acerca de demanda futura para o petróleo em diversos cenários (figura 2.5).

Figura 2.5: projeções de longo prazo para a demanda de petróleo (milhão de barris por dia)



Fonte: IBP (2021)

Quatro dos cenários acima assumem a continuidade das políticas já existentes ou anunciadas: (i) “Business-as-usual”, da BP, (ii) “Waves”, da Shell, ambos com projeção de até 2050; (iii) “Reference”, da OPEP, até 2045; e (iv) “Stated Policies”, da IEA, até 2040. Dentre essas, a projeção mais otimista é a da OPEP, cuja demanda cresce até 2040; a IEA aponta o pico da demanda em 2030; e a projeção mais pessimista é a da BP, que aponta que a demanda cresce lentamente até 2025 e depois cai até 2050. Outros três cenários assumem mudanças sociais e setoriais mais profundas: o cenário “Net Zero” da

BP, o “Sky” da Shell e o cenário de Desenvolvimento Sustentável da IEA, que considera um crescimento das políticas e dos investimentos em energia limpa de modo a reduzir a intensidade de carbono do setor energético e atingir os objetivos estabelecidos no Acordo de Paris. Por esses três cenários, a demanda já atingiu o pico.

É importante observar também que na maioria das curvas há um ponto de inflexão por volta de 2030 e as linhas tracejadas projetam uma queda mais acentuada da demanda, considerando o cumprimento das metas do Acordo de Paris.

A tabela 2.1 apresenta um resumo das visões do horizonte de tempo das projeções já realizadas e de pico da demanda de petróleo por cenário, da OPEP, IEA e BP, abordadas anteriormente.

Tabela 2.1: posicionamento de cenários de demanda

	Cenário	Projeção da curva	Ano do Pico
OPEP	Reference	2045	2040
IEA	STEPS	2040	2030
	DRS		2030
	SDS		2019
BP	BAU	2050	2025
	Rapid		2019
	Net Zero		2019

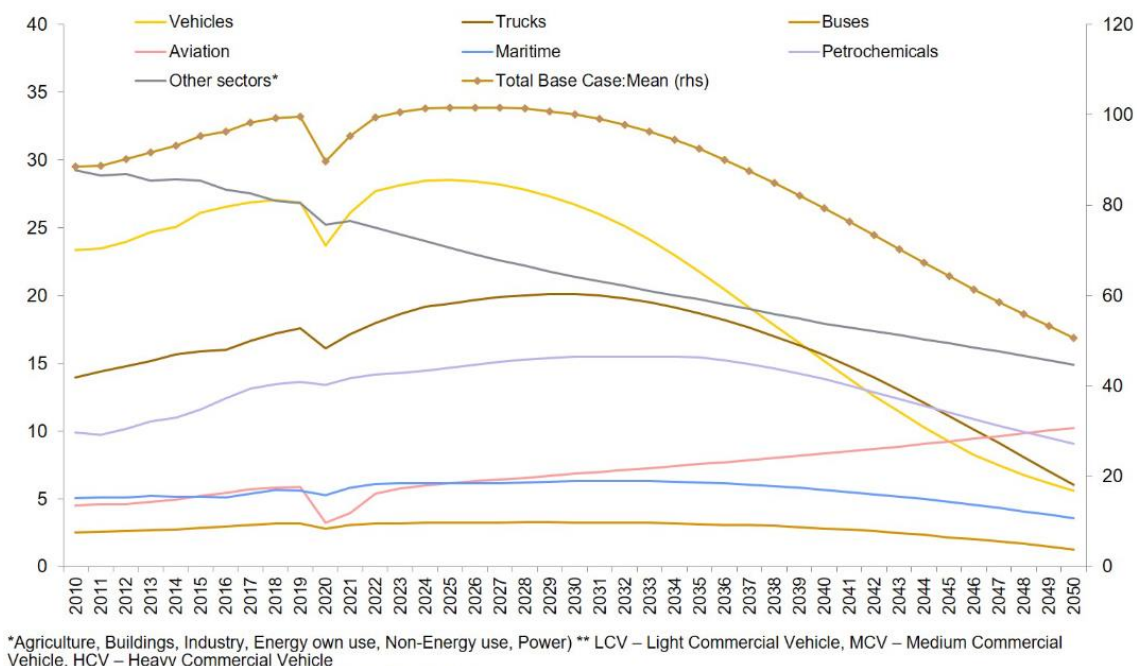
Fonte: elaborada pela autora com dados de IBP (2021)

Verifica-se um gap de 15 anos entre a projeção mais próxima (2025) e mais distante (2040) de pico da demanda de petróleo, acima levantadas.

Juntas, essas previsões marcam uma visão emergente de que a queda de 2020 na demanda por petróleo não é apenas mais um evento de queda-e-crescimento como visto ao longo da história. A Covid-19 acelerou as tendências de longo prazo que estão transformando a origem de nossa energia. Algumas dessas mudanças serão permanentes (BLOOMBERG, 2020).

A Rystad Energy (2021a) projetou a trajetória da demanda de petróleo por setor da economia até 2050 (Figura 2.6).

Figura 2.6: Demanda Global de Petróleo por Setor
(milhões de barris por dia por setor – “lhs”, e milhões de barris por dia total - “rhs”)



Fonte: Rystad Energy (2021a, pg 2)

O setor de transporte é o principal consumidor de petróleo, sendo responsável por 60% da demanda global. Em 2019, o consumo de petróleo por veículos individuais de passageiros foi o de maior destaque, responsável por 27% da demanda global, seguido pelo transporte rodoviário coletivo (3%) e aviação (7%). Esses mercados foram os mais afetados pela pandemia de Covid-19 em 2020, devido às restrições à mobilidade impostas globalmente, principalmente o de aviação (EPE, 2020a).

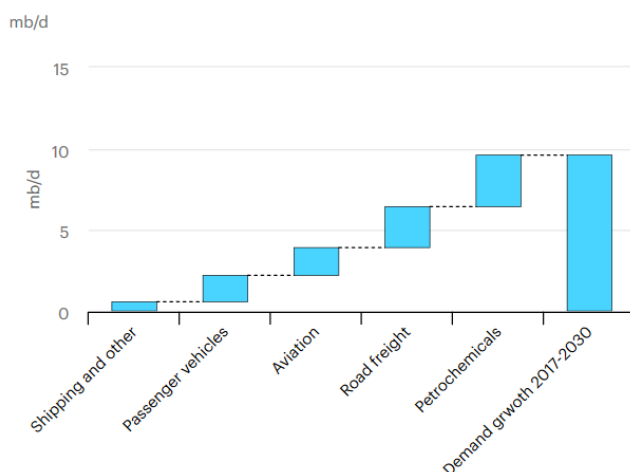
Admite-se que o transporte rodoviário - veículos de passageiros, ônibus e transporte de carga - que responde por mais de 48% da demanda de petróleo, será o principal condutor da transição. O setor de veículos elétricos (VEs) de passageiros, que atualmente representa 6% das vendas globais de veículos, passará a ser responsável por 23% até 2025 e acelerará para uma penetração de 96% até 2050 (RystadEnergy, 2021a).

Em resumo, a Rystad Energy (2021a)-projeta que a demanda global de petróleo diminuirá em três fases: até 2025, a demanda de petróleo ainda é afetada pelos impactos da Covid-19 e os VEs ainda estão lentos para decolar; de 2025-2035, declínios estruturais e impactos de substituição (especialmente no setor de transporte) tomarão conta; e, finalmente, por volta de 2050, a reciclagem de plásticos e tecnologias aceleradas no setor

marítimo serão a última etapa da transição, reduzindo ainda mais a demanda de petróleo, para 51 milhões de barris por dia em 2050 no caso intermediário.

A projeção da demanda de petróleo por setor feita pela IEA (2020d) entre 2017 e 2030 (figura 2.7) permite identificar a Petroquímica como o setor do qual se espera o maior crescimento em termos de demanda por petróleo no médio prazo.

Figura 2.7: Crescimento da demanda de petróleo por setor, 2017-2030



Fonte: IEA (2021d)

Com o crescimento da demanda por todos os outros produtos desacelerando de maneira geral, GLP e nafta serão responsáveis por quase 70% dos ganhos em comparação com os níveis de 2019. Mesmo durante a pandemia Covid-19 em 2020, a demanda de produtos petroquímicos foi relativamente protegida, já que a maior demanda por equipamentos médicos de proteção e embalagens compensou parcialmente o declínio na fabricação para as indústrias automotiva e de construção (IEA, 2021c).

Contudo, é importante ressaltar que, para que a demanda de petróleo atinja o pico nos próximos anos, fortes iniciativas políticas e mudanças comportamentais devem ser impulsionadas. Caso contrário, prevê que o uso de petróleo continuará a aumentar até 2026 (IEA, 2021c). Uma dessas ações sugeridas é a aceleração da eficiência do combustível, em particular no setor de transportes. Outra ação a ser feita são incentivos mais fortes de governos incluindo o aprimoramento da infraestrutura de carregamento para veículos elétricos. Além disso, os governos podem encorajar os cidadãos a reduzir o uso do carro, criando incentivos para o teletrabalho (IEA, 2021c).

O cenário base da IEA considera que o trabalho remoto acontece de um a dois dias por semana em países da OCDE e menos em países fora da OCDE. Isso reduz a demanda de combustível para transporte em cerca de 250 kb/d. Se mais dias de teletrabalho for incentivado, o volume de combustível economizado pode ser muito maior, reduzindo ainda mais a demanda por gasolina e diesel (IEA, 2021c). Também, se as empresas optarem por reduzir as viagens aéreas de negócios pela metade em relação aos níveis pré-pandêmicos, aumentando o teletrabalho, a demanda de combustível de aviação poderia ser reduzida até 2026. Combinados, mais teletrabalho e uma queda na demanda de transporte aéreo poderia trazer uma redução de 1,7 mb/d na demanda total de petróleo (IEA, 2021c).

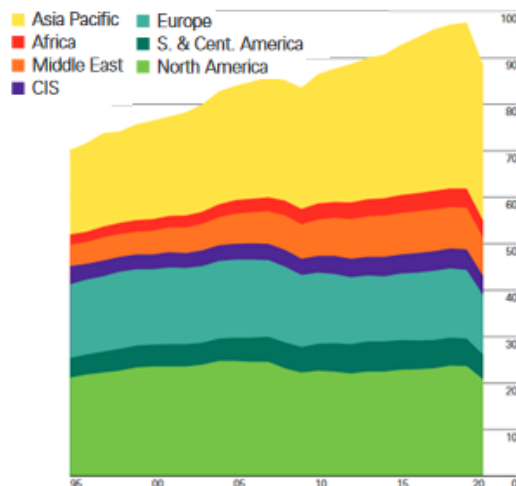
Quanto ao uso de petróleo na petroquímica, há um impulso crescente para proibições de plástico de uso único, metas de reciclagem e outras tecnologias inovadoras. Governos e instituições estão começando a taxar os plásticos de uso único ou plásticos não reciclados usados em embalagens. No entanto, no médio prazo, essas iniciativas deverão ter um impacto moderado no consumo geral de plásticos (IEA, 2021c).

2.2.2 A demanda dos países emergentes

No *ranking* de países que mais consumiram petróleo em 2019, da *British Petroleum* (2020), as três primeiras posições se mantiveram as mesmas do ano anterior: os Estados Unidos, ocupando a primeira posição, consumiram 19,4 milhões de barris/dia (19,7% do total mundial); em seguida veio a China, com consumo médio de 14,1 milhões de barris/dia de petróleo (14,3% do total mundial); e na terceira colocação se manteve a Índia, com 5,3 milhões de barris por dia (5,4% do total mundial). Já Europa e as Américas do Norte, Central e Sul registraram queda no consumo de petróleo em 2019 em relação ao ano anterior (ANP, 2020).

A figura 2.8 mostra o consumo de petróleo de 1996 a 2020 por região do mundo (BP, 2021), tornando clara relevância que a Ásia tem em relação ao todo, tanto pelo maior share na procura por petróleo atual quanto pelo consumo crescente de petróleo ao longo dos últimos anos.

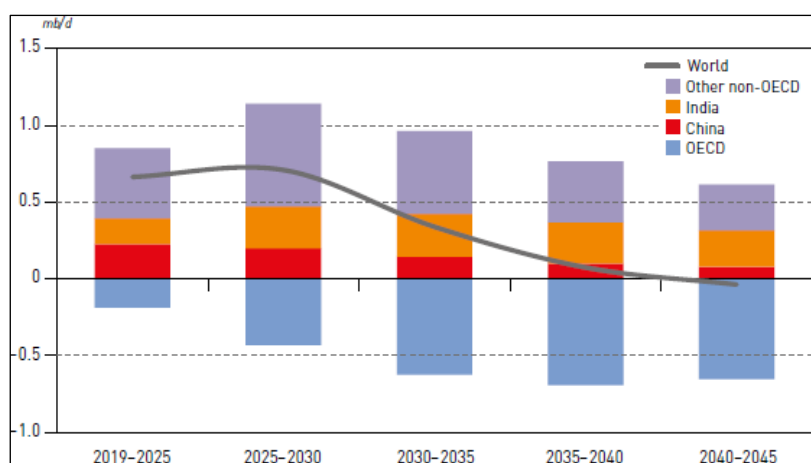
Figura 2.8: consumo de petróleo por região
(milhões de barris por dia)



Fonte: BP (2021)

Grande parcela do crescimento que ainda é esperado para a demanda de petróleo é esperado de economias emergentes e em desenvolvimento da Ásia não-OCDE, liderados pela Índia e China, sustentadas por altas taxas de crescimento populacional e forte potencial de crescimento econômico desses países, como mostra a Organização dos Países Exportadores de Petróleo através da figura 2.9 (OPEC, 2020).

Figura 2.9: incremento médio anual na demanda por petróleo por região, 2019-2045

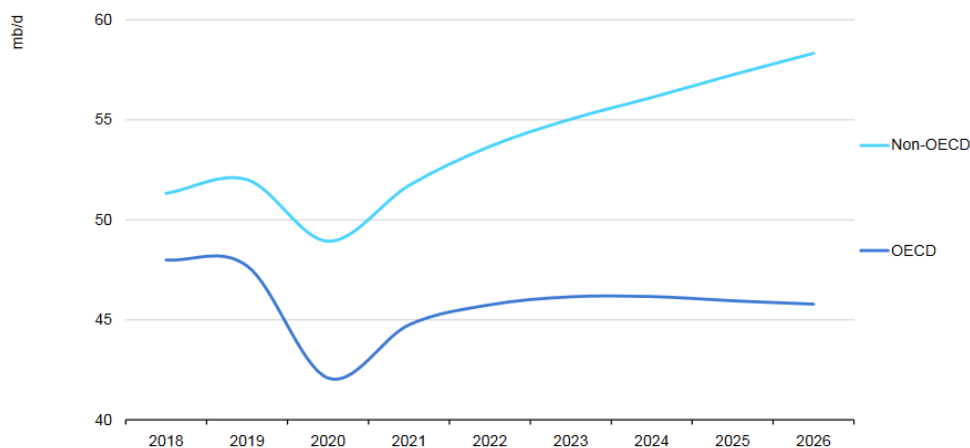


Fonte: OPEC (2020)

A OPEC (2020) indica que, até 2045, porém, o incremento total na demanda por petróleo vindo de países não-OCDE, que também é declinante a partir de 2030, será menor que a redução advinda de países OCDE, tornando nulo o incremento da demanda

mundial por petróleo. A demanda de petróleo da OCDE, por outro lado, nunca retornará aos níveis de 2019 (figura 2.10), estagnar-se-á a partir de 2023 e até diminuirá até o período analisado (IEA, 2021c).

Figura 2.10: demanda mundial de petróleo, 2020-2026

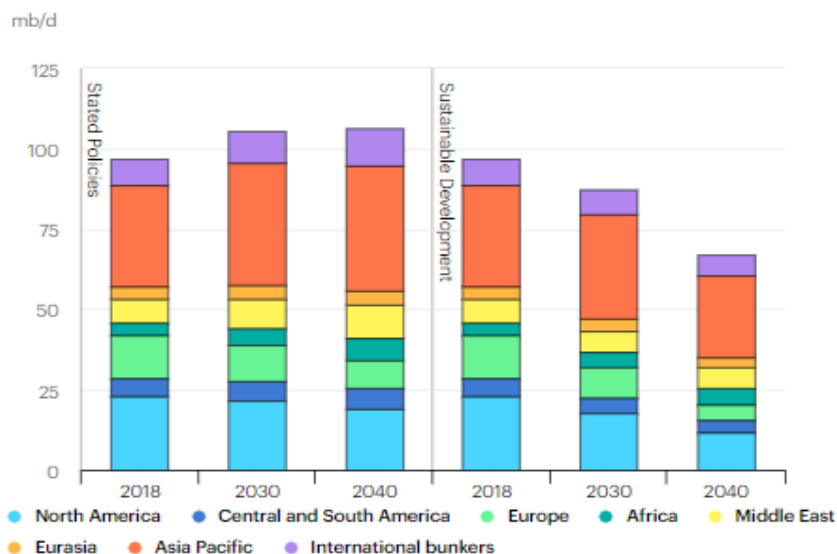


Fonte: IEA (2021c, pg 42)

O pico de demanda em países da OCDE foi provavelmente atingido em 2005. O motivo da estagnação esperada após 2023 é a resposta da demanda relativamente baixa à atividade econômica, o crescimento econômico moderado e o rápido progresso na eficiência energética dos transportes (IEA, 2021c).

O Relatório de Energia da BP (2021) reforça a que o crescimento da demanda global de energia nos próximos anos será impulsionado inteiramente pelas economias emergentes, sustentadas pelo aumento da prosperidade e melhoria do acesso à energia. O consumo de energia no mundo desenvolvido cai, à medida que as melhorias na eficiência energética superam as demandas de níveis mais altos de atividade. A IEA (2019a) estimou a demanda de petróleo por região do mundo e por cenário, até 2040 (Figura 2.11).

Figura 2.11: Demanda por petróleo por região e por cenário, 2018-2040



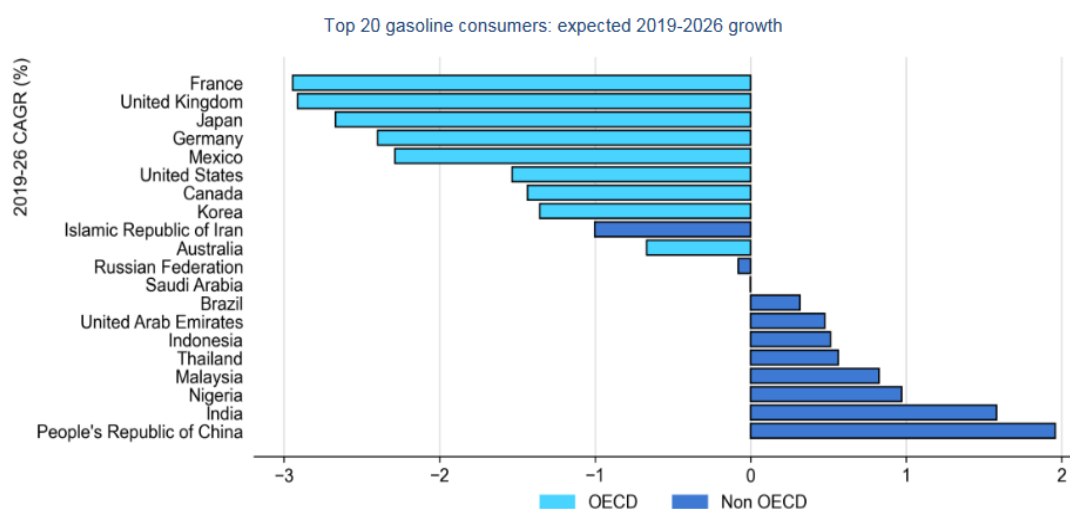
Fonte: IEA (2019a)

Pelo cenário de Desenvolvimento Sustentável, a demanda por petróleo cai mais de 50% nas economias avançadas entre 2018 e 2040 e apenas, mas ainda assim declinante, 10% nas economias em desenvolvimento. Os ganhos mais fortes na demanda de petróleo global virão da República Popular da China (doravante "China"), Índia e outras economias asiáticas, que juntas respondem por mais de 90% do aumento líquido (IEA, 2021c).

A demanda de petróleo na Ásia começará a diminuir após meados dos anos 2030, quando tecnologias disruptivas (como VEs) começarem a dominar o mercado, analisa a Rystad Energy (2021b). Por enquanto, o incremento no consumo de energia nos países em desenvolvimento ocorrerá por duas razões centrais: (i) o crescimento continuado de sua população (mais 1,7 bilhões de pessoas em 2040) e (ii) a intensificação do uso de energia com o objetivo de aumentar a produtividade do trabalho. Esse incremento permitirá reduzir a diferença socioeconômica existente entre os países da OCDE e os em desenvolvimento, porém parcela significativa da população desses últimos permanecerá sem condições econômicas para obter acesso ao suprimento de fontes modernas de energia (OLIVEIRA, 2020). O *Energy Progress Report* (2021) do Banco Mundial informa que um 759 milhões de pessoas ainda não tem acesso a eletricidade e 2,4 bilhões de pessoas permanecerão sem acesso a fontes de cocção ambientalmente adequadas em 2030.

Melhorias na eficiência dos veículos ocorrerão em todas as regiões e, juntamente com a maior penetração de carros elétricos, reduzirão significativamente a demanda de petróleo para transporte. É esperado que o incremento estimado na demanda futura por gasolina em países fora da OCDE não seja suficiente para manter o crescimento do consumo desse combustível, o qual não deve mais retornar aos níveis de 2019, pois a redução esperada da demanda dos países OCDE será maior (figura 2.12) (IEA, 2021c).

Figura 2.12: Crescimento esperado para a Gasolina, 2019 - 2026



Fonte: IEA (2021c, pg 31)

É de ressaltar a demanda de petróleo pelos países asiáticos e, dentre eles, da China, que foi o primeiro país a sofrer de COVID-19 e é a segunda maior economia do mundo, tem o maior consumo de energia global e de emissões de gases de efeito estufa e, simultaneamente, o maior crescimento na instalação de energia eólica e solar (NOROUZI et al., 2020). Diante disso, ressalta-se a seguir um pouco mais do que é esperado para esse país em termos de demanda de petróleo para os próximos anos.

2.2.2.1 A demanda na China

A China é hoje o maior importador de petróleo do mundo. Em 2018, a dependência externa de petróleo da China excedeu 70% (LIN; WU, 2021). Mudanças estruturais e avanços tecnológicos na China causaram um aumento na industrialização, motorização e urbanização que aumentou o consumo de petróleo na China. Por outro lado, a produção de petróleo da China não está aumentando tanto quanto seu consumo de petróleo, fazendo com que o governo chinês, devido à alta dependência do petróleo, adote

uma série de políticas, incluindo a promoção de veículos com baixo consumo de combustível, aumento dos investimentos em petróleo, conservação de combustível e muitos outros. (FATIMA et al., 2018).

Este aumento no consumo de energia se faz extremamente necessário, uma vez que irá sustentar um crescente mercado industrial doméstico e uma crescente exportação de bens, devido à globalização (XU et al., 2017). Apesar de um aumento na produção e exportação de aço especialmente bruto (WANG et al., 2017), a China está comprometida a reduzir sua intensidade de gás carbônico em 40 a 45% em 2020 e 65% até 2030 em comparação com os níveis de 2005 (XU et al., 2017 e WRI Brasil, 2020). Restringir o consumo de petróleo é importante para a segurança energética e proteção ambiental da China (LIN; WU, 2021).

O setor de energia da China está se movendo para uma nova direção após o apelo do presidente por uma "revolução energética" e a "luta contra a poluição". A política energética dá ênfase à eletricidade, gás natural e tecnologias digitais mais limpas e de alta eficiência (IEA, 2021c).

Em seu discurso na Assembleia Geral da ONU em 22 de setembro de 2020, o presidente Xi Jinping anunciou que a China pretende atingir o pico das emissões de dióxido de carbono antes de 2030 e alcançar a neutralidade de carbono antes de 2060 (WRI, 2020). Isso aponta para um pico no uso de petróleo já em 2025. A meta é respaldada pela estratégia de adoção de VEs do país, visando que todas as vendas de carros novos sejam Veículos de Nova Energia (“NEV”), incluindo híbridos a bateria ou plug-in, até 2035 (RystadEnergy, 2021b). Os Veículos de Nova Energia, incluindo os movidos a gás natural, eletricidade e hidrogênio, representarão mais de 30% da frota nacional em 2035, metade em 2040 e quase 80% em 2050 (REUTERS, 2020).

O presidente Xi anunciou também que elevará a participação dos combustíveis não fósseis no consumo de energia primária para cerca de 25% até 2030 e terá uma capacidade total de energia eólica e solar instalada de mais de 1.200 GW até 2030 (WRI BRASIL, 2020). Outras nações asiáticas, como Coreia do Sul e Japão, também anunciaram neutralidade de carbono até 2050 (IEA, 2021c).

Embora essas metas sejam um passo na direção certa, o presidente não mencionou em que ano a China pretende atingir seu pico de emissões de carbono (além do prazo de

“antes de 2030”) (WRI BRASIL, 2020). Uma análise recente do WRI apontou que a China pode atingir o pico de suas emissões já em 2026. “A China terá que mudar sua estrutura econômica e energética o mais rápido possível e da forma mais intensa possível.”, diz o vice-diretor do instituto de pesquisa da CNPC, para caso o país queira manter seu modelo atual de desenvolvimento econômico e, ao mesmo tempo, ser neutra em carbono antes de 2060 (REUTERS, 2020). Isso significa uma reversão do rápido crescimento da demanda por combustíveis fósseis na China, que tem sustentado os mercados globais de commodities energéticas desde o início desta década. Tal decisão terá implicações para os preços internacionais do petróleo, bem como para as exportações de petróleo brasileiras (Financial Review, 2020).

Uma questão emergente é se COVID-19 vai empurrar a China, e potencialmente outros países, para trás em seu amadurecimento econômico e, assim, prolongar o período de transição para um meio ambiente mais limpo, ou se COVID-19 pode reduzir o crescente comércio exterior e imediatamente forçar a China a entrar o próximo estágio (NOROUZI et al., 2010).

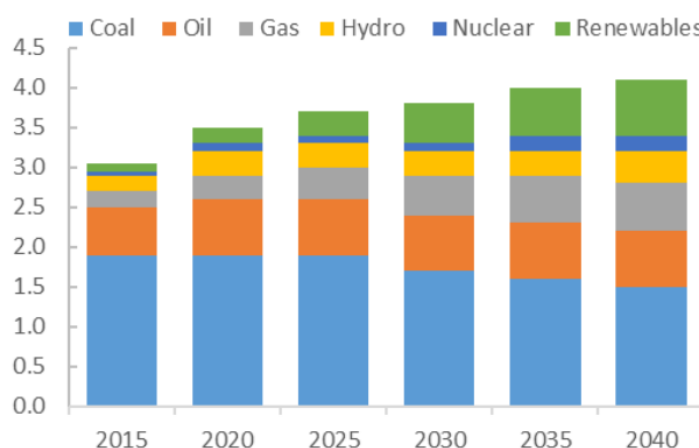
A maior empresa de petróleo e gás da China, China National Petroleum Corporation – CNPC - espera que a demanda de petróleo do país chegue ao pico em 2030 sugerindo algo entre 2 a 3 milhões de barris por dia (mb/d) de demanda incremental de petróleo na próxima década, ou metade das taxas de crescimento observadas na última década. Contudo, combinados, o petróleo e o gás ainda devem representar um terço, no máximo, da matriz energética primária da China (OXFORD ENERGY, 2019).

A CNPC, assim como o governo chinês, explora em seu relatório um cenário ambiental progressivo, apelidado de cenário de 'Bela China', no qual as taxas de eletrificação sobem para até 50 por cento dos usos finais de energia. O petróleo representa 19 por cento da matriz energética primária da China - cerca de metade dos níveis médios nos países da OCDE - e espera-se que permaneça nesses níveis durante 2030-2035, caindo para cerca de 15 por cento em 2050 (OXFORD ENERGY, 2019). Para Lin e Wu (2021), o desenvolvimento de veículos elétricos pode fazer o pico da demanda de petróleo na China ser atingido em 2028.

A CNPC espera que a demanda de petróleo atinja o pico em 2030 em 705 milhões de toneladas (ou 16,5 mbpd), com a demanda de transporte atingindo o pico em 2035 (o

uso de combustível de aviação atinge o pico mais tarde do que a gasolina), mas a demanda petroquímica cresce até 2050, ao mesmo tempo que leva em consideração os desenvolvimentos tecnológicos em veículos renováveis e elétricos (VEs) (Figura 2.13). Entre 2035 e 2050, os ganhos tecnológicos apoiarão a adoção de combustíveis não fósseis, que em 2050 deverão representar 58% da geração de energia (OXFORD ENERGY, 2019).

Figura 2.13: *Projeção da CNPC de demanda de energia, btoe*



Fonte: CNPC Economics and Technology Research Institute (ETRI) 2050 Outlook, 2019 edition apud Oxford Energy (2019)

É possível destacar ainda, pelo gráfico acima, que a participação de energias renováveis aumentará consideravelmente em relação aos níveis atuais.

Li et al. (2018) previram o consumo de petróleo da China, de acordo com a demanda no setor de transportes. O consumo de petróleo, segundo eles, é influenciado por diversos fatores e envolve o consumo de cinco variáveis independentes: petróleo bruto, gasolina, querosene de aviação, óleo diesel e óleo combustível.

O setor de transporte continua a representar cerca de metade da demanda total de petróleo durante o período de previsão. O uso industrial, no entanto, em consonância com as mudanças estruturais na economia chinesa, cai gradualmente de cerca de 25% do uso total atualmente para pouco mais de 10% em 2030, deslocado pela demanda de produtos químicos, que, em 2030, deverá ser responsável por um quinto do uso total de óleo, o dobro de sua participação atual. Em 2050, os produtos químicos representam um terço da demanda total de petróleo (Oxford Energy, 2019).

Com a China atingindo o pico por volta de 2030, estima-se que a demanda de petróleo na Índia será a maior fonte de crescimento na próxima década (SPGlobal, 2020).

2.3 Influências na Demanda de Petróleo

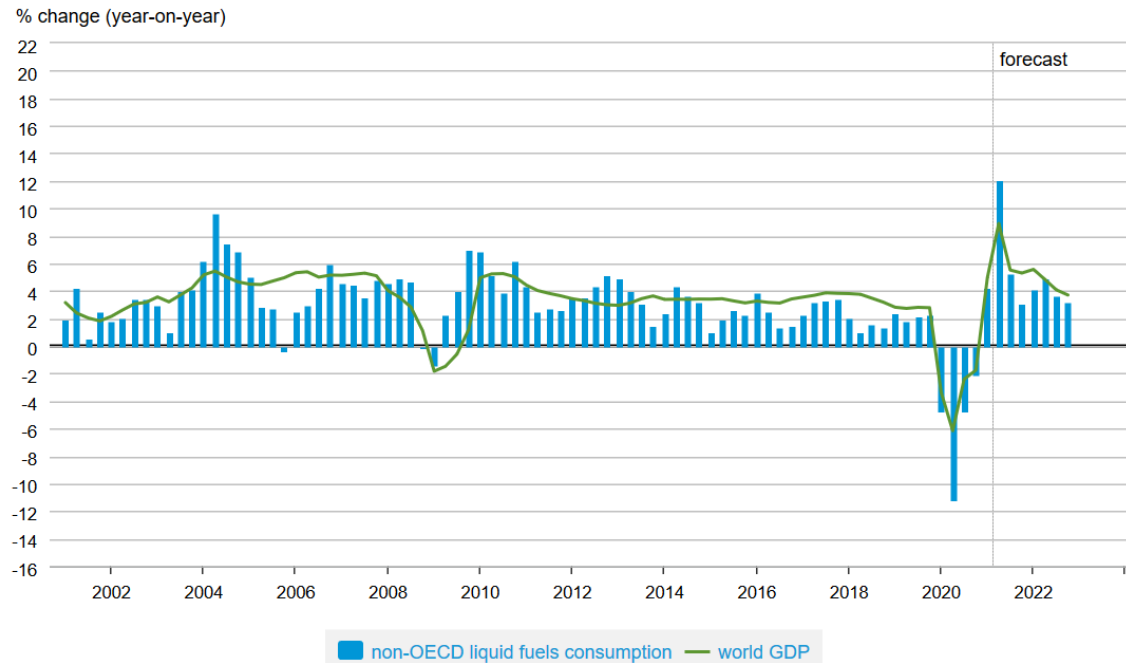
2.3.1 Crescimento econômico mundial

O crescimento econômico tem forte impacto no consumo de petróleo (EIA, 2021). Desde antes da pandemia do Covid-19, é possível verificar que a demanda internacional de petróleo vem sendo estimulada por um crescimento econômico mundial puxado, sobretudo, pelos países em desenvolvimento. Enquanto o consumo de petróleo nos países da Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico (OCDE)² diminuiu entre 2000 e 2010, o consumo de petróleo fora da OCDE aumentou mais de 40 por cento.

A figura 2.14 abaixo, da Administração de Informação de Energia dos Estados Unidos (EIA, 2021), confirma, em números, a forte relação entre as taxas de crescimento do PIB mundial e o crescimento do consumo de petróleo em países não pertencentes à OCDE.

² A OCDE (Organização para a Cooperação e Desenvolvimento Econômico), é uma organização internacional composta por 37 países da América do Norte e do Sul, da Europa e da Ásia-Pacífico. Inclui muitos dos países mais avançados do mundo, mas também países emergentes como a Colômbia, o México, o Chile e a Turquia. São os seguintes os Estados-Membros da OCDE: Alemanha, Austrália, Áustria, Bélgica, Canadá, Chile, Colômbia, Coreia do Sul, Dinamarca, Eslováquia, Eslovênia, Espanha, Estados Unidos, Estônia, Finlândia, França, Grécia, Hungria, Irlanda, Islândia, Israel, Itália, Japão, Letônia, Lituânia, Luxemburgo, México, Noruega, Nova Zelândia, Países Baixos, Polónia, Portugal, Reino Unido, República Checa, Suécia, Suíça e Turquia.

Figura 2.14: Consumo de petróleo por Não-OCDEs e o PIB



Fonte: U.S. Energy Information Administration (EIA) and Refinitiv, Oxford Economics apud EIA (2021)

Desde 2001, o consumo de petróleo nos países não-OCDE diminuiu apenas três vezes. O gráfico traduz também que o aumento da pressão da demanda devido ao crescimento econômico foi maior do que qualquer pressão descendente sobre o consumo de petróleo devido aos preços mais altos até então (EIA, 2021).

O forte crescimento econômico da China resultou recentemente nesse país se tornando o maior consumidor de energia e o segundo maior consumidor de petróleo do mundo. O aumento do consumo de petróleo na China tem contribuído muito para o crescimento incremental do consumo mundial de petróleo, fazendo com que a EIA (2021) projete que todo o aumento líquido no consumo de petróleo nos próximos 25 anos virá de países não pertencentes à OCDE.

A EIA (2021) informa que os países em desenvolvimento tendem a ter uma proporção maior de suas economias em indústrias manufatureiras. Muitos processos de fabricação consomem petróleo como combustível ou o usam como matéria-prima, mantendo o petróleo como um combustível importante para a geração de energia. Além disso, as atividades de transporte comercial e pessoal, em particular, requerem grandes quantidades de petróleo e estão diretamente ligadas às condições econômicas.

Assim, à medida que as economias em expansão aumentam a necessidade de transportar bens e pessoas, o uso de petróleo para transporte tende a aumentar rapidamente. Assim, a propriedade de veículos por habitante, que está altamente correlacionada com o aumento da renda, tem muito espaço para crescer em países não pertencentes à OCDE, aumentando a demanda de petróleo nessas regiões (EIA, 2021).

Muitos países não pertencentes à OCDE também estão experimentando um rápido crescimento de população, o que impacta diretamente no aumento do consumo de energia e, logo, na demanda global de petróleo. Além disso, a IEA prevê que o uso de GLP, etano e nafta como matéria-prima para a indústria petroquímica, a qual se espera ser a maior contribuidora para o incremento da demanda de petróleo, também é crescente com o crescimento econômico global e o aumento da demanda por plástico (IEA, 2021).

Embora o uso do petróleo esteja claramente vinculado à atividade econômica, as políticas de energia também afetam significativamente essa relação. Muitos países em desenvolvimento, por exemplo, controlam ou subsidiam os preços de uso final, o que inibe a resposta do consumidor às mudanças nos preços de mercado. Essa redução na resposta da demanda às mudanças de preços contribui ainda mais para a importância do crescimento econômico como um dos principais motores da demanda (EIA, 2021).

2.3.2 O retorno da mobilidade e das atividades econômicas

A pandemia do COVID-19 em 2020 desencadeou a pior desaceleração econômica global desde a Segunda Guerra Mundial, acarretando severas mudanças nos níveis totais de consumo e produção de energia, e, mais ainda, nos padrões de uso. Mudanças comportamentais resultantes da pandemia afetam o consumo de petróleo quanto mais duradoura for a pandemia, como trabalhar em casa ou evitar viagens de avião (IEA, 2020b).

Bloqueios rígidos impostos em toda a Índia estão afetando profundamente a mobilidade do transporte rodoviário. Tais bloqueios, assim como o realizado por outros países, aumentam o impacto negativo sobre o consumo de derivados de petróleo (Rystad Energy, 2021).

No entanto, nem todas as mudanças no comportamento do consumidor são uma desvantagem para o petróleo no curto prazo. Isso, porque, no curto prazo, ele se beneficia

de uma aversão ao transporte público, da substituição tardia de veículos mais antigos e menos eficientes, de uma maior utilização de automóveis durante a pandemia e aumento de compras pela internet (IEA, 2020b).

Enormes despesas fiscais tem sido o motor da recuperação esperada. O PIB da China registrou um crescimento positivo de 2,3% em 2020, à medida que o investimento público massivo compensou a queda nos gastos do consumidor, e está previsto um aumento de mais de 8% em 2021 e um pouco mais de 5% em 2022. O novo governo dos EUA também se comprometeu a apoiar a economia, com um pacote de estímulo adicional de US\$ 1,9 trilhão, equivalente a cerca de 9% do PIB dos EUA. A União Europeia montou um fundo de recuperação de 750 bilhões de euros. Os fundos devem ser entregues nos próximos seis anos, parte como doações e parte como empréstimos (IEA, 2021c).

Espera-se que o crescimento econômico global se recupere acentuadamente em 2021, com a previsão do PIB aumentando 5%, após um declínio de 3,5% em 2020 (IEA, 2021c). Um cenário de melhora da pandemia leva a uma expectativa de aumento momentâneo na demanda por petróleo. A suposição mais importante que sustenta essa previsão é que as vacinas Covid-19 em economias de alta renda sejam lançadas antes do final do verão de 2021, o que apoiaria uma forte recuperação no segundo semestre do ano (IEA, 2021c).

A vacinação, contudo, não terá o poder de eliminar rapidamente as incertezas, que ainda devem perdurar por algum tempo. As campanhas de imunização estão lentas mesmo em vários países avançados e determinados segmentos da população estão resistentes em se vacinar. Em consequência dessa lentidão, a pandemia continua a se alastrar e surgem novas cepas do coronavírus, para as quais a eficácia das atuais vacinas poderá não ser a mesma (FGV, 2021).

O risco da necessidade de adaptar vacinas constantemente pode fazer com que a Covid-19 se torne endêmica, forçando as populações a se adaptarem indefinidamente à vida com o vírus, permanecendo um obstáculo à atividade econômica. Embora a repetição de episódios prolongados de bloqueios rígidos pareça improvável a médio prazo, devido ao seu custo econômico, as medidas de distanciamento social e a baixa recuperação do turismo, entretenimento e viagens reduziriam significativamente a demanda por petróleo durante o período de previsão (IEA, 2021c).

Em 2022, estima-se que o crescimento econômico global será maior do que a tendência recente (4,5% contra 3% em 2015-19), à medida que os setores particularmente afetados pela crise da Covid-19 se recuperem. O crescimento, então, retorna para 3,5% ao ano de 2023 a 2026, segundo a Agência Internacional de Energia (2021c).

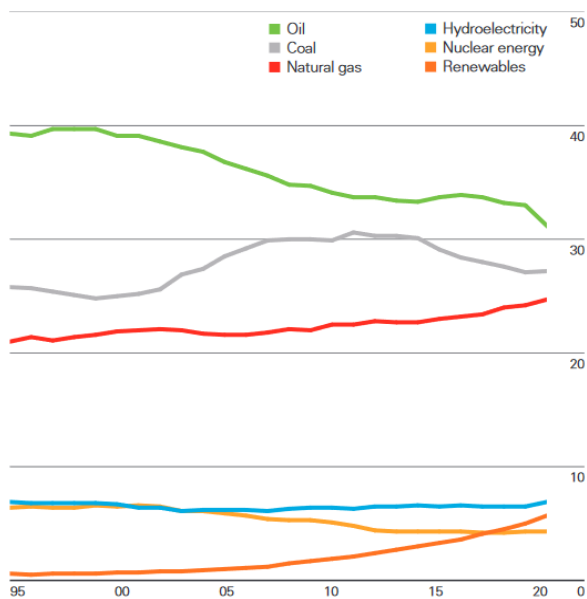
Recentemente, o banco suíço UBS divulgou uma análise prevendo que, com a recuperação da atividade econômica, a retomada das viagens aéreas e da mobilidade em geral, a demanda mundial por petróleo aumentará em 6,3 milhões de barris por dia (bpd) em 2021. A vacina, em particular, é fundamental para a recuperação das viagens aéreas, um dos segmentos mais afetados. Com a vacina, a expectativa é de que se tenha uma demanda voltando forte. Contudo, a imunização da população requer um número mínimo de pessoas vacinadas, e a retomada do transporte aéreo e coletivo requer confiança dos consumidores (Agencia CMA, 2020).

Infelizmente, algumas cicatrizes permanentes permanecerão com a crise, incluindo o grande número de falências, investimentos perdidos e baixo crescimento em partes da economia de serviços (turismo, entretenimento, hospitalidade). Os mercados emergentes, que foram particularmente afetados por esses diferentes choques, viram seus níveis de dívida e desequilíbrios fiscais subirem a níveis altos (IEA, 2021c). Assim, haverá um grande desafio econômico pós-pandemia no mundo todo, incluindo no Brasil, que é a geração de emprego, para retorno às atividades econômicas (FGV, 2021).

2.3.3 Produtos substitutos de baixa emissão

O petróleo continua a deter a maior fatia da matriz energética mundial (31,2%). O carvão é o segundo maior combustível em 2020, respondendo por 27,2% do consumo total de energia primária, um ligeiro aumento de 27,1% no ano anterior (figura 2.15). A participação do gás natural e das renováveis na matriz atingiu patamares históricos de 24,7% e 5,7%, respectivamente. As energias renováveis ultrapassaram a nuclear, que representa apenas 4,3% da matriz energética, e a participação da hidroeletricidade aumentou 0,4 pontos percentuais no ano passado para 6,9%, o primeiro aumento desde 2014 (BP, 2021).

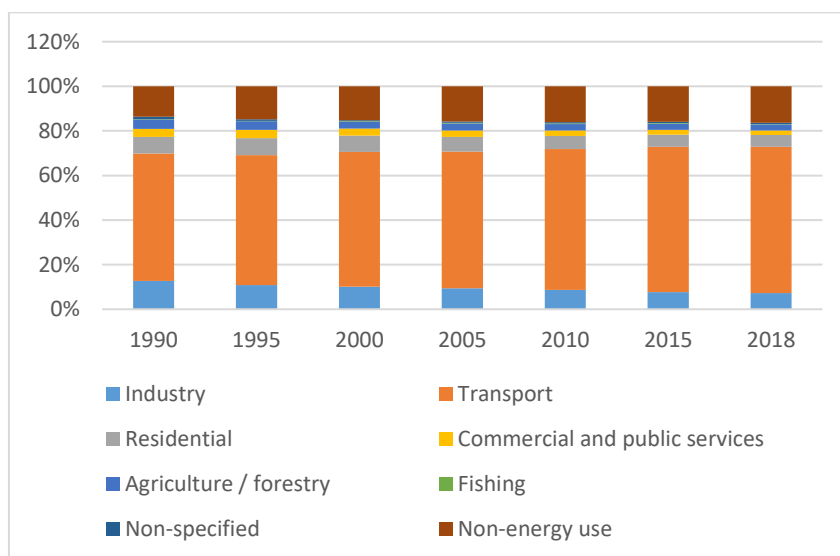
Figura 2.15: Participações da energia primária global



Fonte: BP (2021, pg 12)

Quando se fala em demanda por petróleo e concorrentes potenciais ao seu uso, se faz relevante olhar para o setor de transporte, pois esse setor é responsável por mais da metade da demanda global por petróleo, com *share* de participação crescente ao longo dos anos (Figura 2.16), tendo sido responsável por 65,6% do consumo de petróleo em 2018 (IEA, 2021c).

Figura 2.16: consumo final de produtos do petróleo por setor, no mundo (1990-2018)



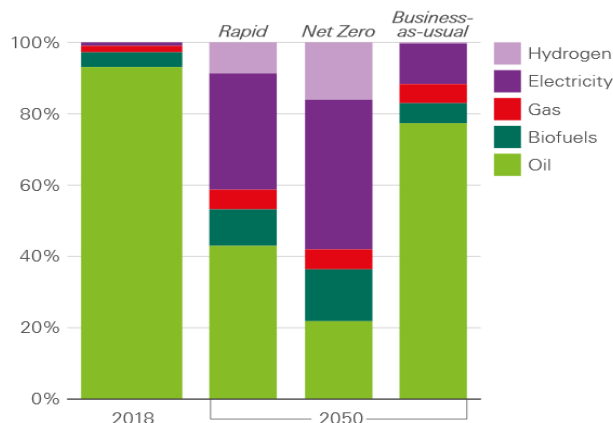
Fonte: Elaborada pela autora com base em IEA (2021c)

Admite-se que a mudança estrutural mais profunda na demanda de petróleo ocorrerá no setor de transportes (WEFORUM, 2020). Uma prévia dessa mudança veio por meio de estudos que anunciaram o “*peak car*” (Webb et al., 2017, Goodwin and Van Dender, 2013, Newman and Kenworthy, 2011, apud SIOSHANSI; WEBB, 2019) - fenômeno global em economias desenvolvidas em que quilômetros per capita percorridos começaram a declinar de forma consistente pela primeira vez na história automobilística. No entanto, tal declínio tem sido, em grande parte, produto da interrupção e, em muitos casos, de um acentuado declínio no crescimento.

Em termos do efeito sobre a demanda por petróleo, seu efeito parece modesto, pois está sendo superado pelo crescimento contínuo da população automotiva global, que deverá aumentar de 1 bilhão em 2016 para mais de 2 bilhões em 2040. Índia e China serão responsáveis pela maior proporção deste crescimento global, com a propriedade de automóveis per capita e quilômetros percorridos em países desenvolvidos estagnando e, em alguns casos, em declínio (SIOSHANSI; WEBB, 2019). Todavia, o forte crescimento nos países em desenvolvimento não é mais suficiente para compensar os declínios dentro da OCDE, onde as melhorias na eficiência do combustível estão tendo um impacto (IEA, 2021c).

Na projeção da BP (2020a), a participação do petróleo no consumo final de energia no setor de transportes cairá de mais de 90% em 2018 para cerca de 80% em 2050 no cenário “BAU”, 40% em “Rapid” e apenas 20% em “Net Zero” (figura 2.17). A principal contrapartida é o aumento do uso de eletricidade, principalmente em automóveis de passageiros e caminhões leves e médios, junto com hidrogênio, biocombustíveis e gás natural. A mudança para eletricidade e hidrogênio é mais pronunciada nos cenários “Rapid” e “Net Zero”.

Figura 2.17: Share de cada fonte de energia no consumo final de energia no setor de transporte



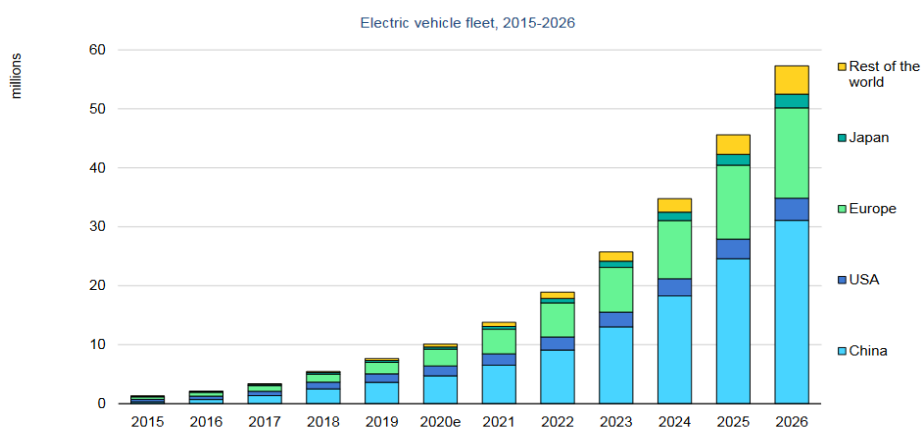
Fonte: BP (2020a)

A participação da eletricidade no uso final de energia no setor de transportes aumenta para entre 30% e 40% até 2050 nos cenários “Rapid” e “Net Zero”. O uso de petróleo no transporte atinge seu pico em meados de 2020 em todos os três cenários.

2.3.3.1 A Eletricidade

A frota global de veículos elétricos se expandiu significativamente na última década, sustentada por políticas de apoio e avanços tecnológicos, principalmente na China, na Europa e nos Estados Unidos (figura 2.18), onde estão concentradas 90% das vendas globais de carros elétricos atualmente (IEA, 2020e).

Figura 2.18: Frota de veículos elétricos, 2020-2026



Fonte: IEA (2021c, pg 29)

À medida que as melhorias no desempenho técnico e as reduções de custos continuam, os consumidores são atraídos por um produto. A Agência Internacional de Energia (2021c) informa que a infraestrutura para carregamento de veículos elétricos continua em expansão. Em 2019, havia cerca de 7,3 milhões de carregadores em todo o mundo, dos quais cerca de 6,5 milhões eram carregadores lentos para veículos leves particulares em residências, edifícios com várias residências e locais de trabalho. Além disso, os custos da bateria, outro atributo essencial para a expansão dos carros elétricos, diminuíram mais de 85% desde 2010. As montadoras vêm anunciando uma variedade de carros elétricos para 2020 ou 2021, e, para os próximos cinco anos, anunciaram planos para lançar outros 200 novos modelos, muitos dos quais estão no mercado popular de veículos esportivos. Esses avanços influenciarão diretamente na demanda por petróleo no setor de transportes.

A IEA (2020e) diz que o uso mais amplo de carros elétricos pode possibilitar a “eletrificação” do setor de transportes. As oportunidades de eletrificação podem ser aproveitadas na próxima década mesmo em modais onde as emissões são difíceis de reduzir, como caminhões pesados, aviação e navegação. A demanda de petróleo para transporte rodoviário em mercados emergentes, continua a aumentar até o início de 2030 nos cenários “Rapid” e “Net Zero” da BP (2020a), e até o final de 2030 em “BAU”, mas isso é cada vez mais compensado por quedas no mundo desenvolvido (BP, 2020a).

Al-Fattah e Saudi Aramco (2021) analisaram a previsão de demanda de petróleo bruto para a Arábia Saudita e China no curto prazo. Os resultados mostraram que a demanda de petróleo bruto, tanto para a Arábia Saudita quanto para a China, continuará a aumentar durante o período de previsão, mas com um leve declínio no crescimento, especialmente para a Arábia Saudita. Este crescimento decrescente na demanda por petróleo pode ser atribuído, segundo os autores, ao aumento da eficiência energética, troca de combustível, conversão de usinas de óleo cru em usinas à base de gás e maior utilização de energia renovável, como solar e eólica para geração de eletricidade e dessalinização de água.

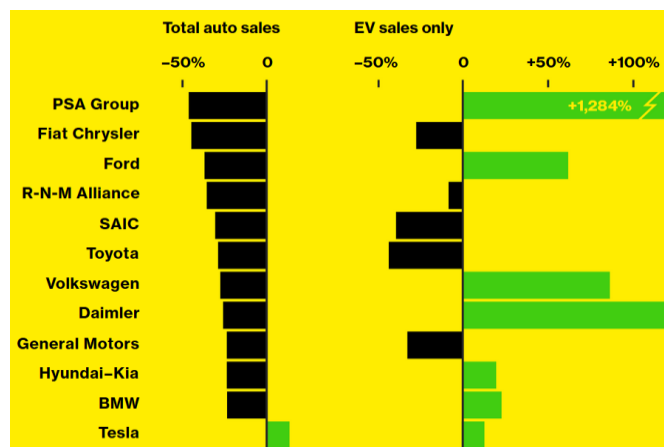
Norouzi et. al (2020) analisaram os impactos do COVID-19 na demanda de eletricidade e petróleo na China. Os resultados do modelo afirmaram que a demanda por eletricidade caiu menos do que a demanda por petróleo com o aumento da população

infectada, indicando que a indústria do petróleo é mais vulnerável à crise global em comparação com a indústria da eletricidade. O estudo indica que o surto do Coronavírus pode desencadear eventos em cadeia que levam à queda da era do petróleo no início de 2020.

Nos primeiros nove meses de 2020, ao passo que as vendas de carros despencaram, com todas as grandes montadoras sendo afetadas, houve uma notável exceção, a Tesla. Mesmo com o resto da economia paralisado, a montadora elétrica vendeu mais carros do que nunca e postou seu período mais longo de trimestres lucrativos e terminou o ano com inclusão no índice de ações S&P 500 (BLOOMBERG, 2020). Volkswagen e Daimler também viram aumento nas vendas de carros elétricos, que dobraram, enquanto suas vendas totais, porém, registraram quedas recordes.

A figura 2.19 mostra os volumes de vendas de carros totais e só elétricos, para as empresas que não são exclusivas de carros elétricos, comparando os três primeiros trimestres de 2020 com o mesmo período de 2019, feita pela Bloomberg. “R-N-M” refere-se à aliança Renault-Nissan-Mitsubishi Motors.

Figura 2.19: Venda de Veículos Elétricos em 2020



Fonte: Bloomberg (2020)

Políticas e regulamentações de governos com relação a diminuição de gases do efeito estufa também impactam a manutenção do cenário de vendas de carros elétricos. Lin e Wu (2021) estimam que o veículo elétrico é considerado o principal método em potencial para lidar com os desafios da segurança ambiental e os problemas ambientais.

Dezessete (17) países já anunciaram metas de veículos com 100% de emissão zero ou a eliminação progressiva dos veículos com motor de combustão interna até 2050. A

França, em dezembro de 2019, foi o primeiro país a transformar essa intenção em lei, com um prazo de 2040 (IEA, 2020).

Em 15 de maio de 2019, entrou em vigor a nova legislação da União Europeia (UE) em matéria de emissões de CO₂ para automóveis e vans para o período pós-2021, com o objetivo de contribuir para a descarbonização e modernização do setor do transporte rodoviário na Europa, em conformidade com os compromissos da UE com o Acordo de Paris. O principal instrumento para conseguir isso é uma redução adicional das emissões de CO₂ por carros novos em 37,5% até 2030 em comparação com a base de 2021, bem como fornecer incentivos aos fabricantes de automóveis para vender mais veículos de baixa emissão na UE, abrindo espaço para a demanda por carros elétricos (HICKEY, 2019).

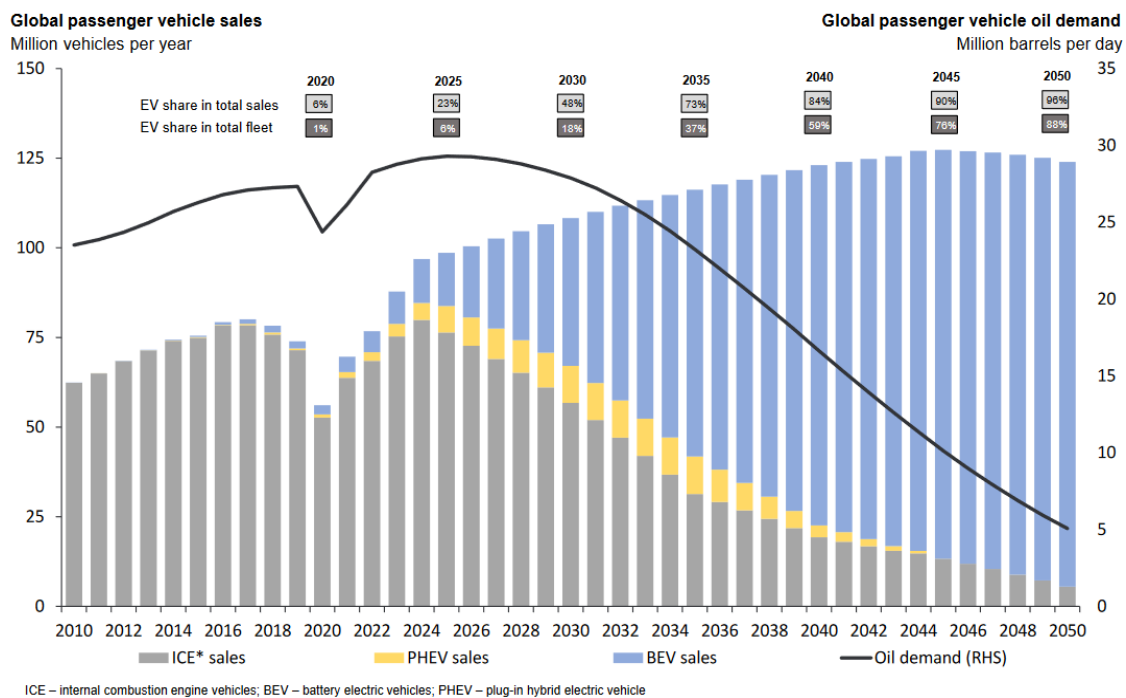
O mercado de veículos elétricos chinês também tem programas de subsídios nacionais em vigor. A China anunciou recentemente que fortaleceu e prorrogou seu programa de subsídios para Novos Veículos de Energia até 2022 (IEA, 2020e) e possui metas de redução do consumo de litros por quilômetros, assim como a Índia e o Japão (IEA, 2021c). Ressalta-se que, em 2019, o número de carros elétricos que estavam nas estradas do mundo havia crescido significativamente em relação à 2010. Desse total, 47% estavam na República Popular da China ("China") (IEA, 2020e).

Além de usar VEs, a chamada de carona em carros pode ser usada em parceria com o transporte público para fornecer transporte entre casas, locais de trabalho e paradas de transporte público. Se as viagens forem compartilhadas com vários passageiros, ao contrário das viagens privadas, isso também economiza muita energia, diz a empresa (Energy Intelligence, 2020).

A Rystad Energy (2021a) informa que os caminhões elétricos se beneficiarão da base de tecnologia já estabelecida em veículos de passageiros. Os ônibus também verão uma transição gradual de diesel de petróleo para eletricidade e biocombustíveis. A participação de mercado de caminhões elétricos aumentará para 6% em 2025, 21% em 2030 e 61% em 2040. Já existe hoje cerca de meio milhão de ônibus elétricos em circulação no mundo, a maioria deles na China. Com a Covid-19, o transporte público urbano, contudo, enfrentará desafios de fornecer serviços de alta capacidade e acessíveis, garantindo a segurança da saúde (IEA, 2021).

A Rystad Energy (2021b) projeta as taxas de adoção de VEs no mundo até 2050 a partir da estimativa de vendas de veículos de passageiros e a demanda global por petróleo (Figura 2.20). À medida que a população substituir o uso de carros e veículos à combustão interna por veículos elétricos, a demanda por petróleo será consideravelmente afetada (SIOHANSI; WEBB, 2019).

Figura 2.20: vendas globais de veículos de passageiros e a demanda por petróleo global



Fonte: Rystad Energy (2021b, pg 68)

A adoção de VE global neste cenário segue uma curva em forma de S: acelera na década de 2030 à medida que a China, os EUA e a Ásia desenvolvida veem a adoção exponencial de VE e desacelera na década de 2040, conforme a adoção se aproxima da penetração total do mercado de VE nos maiores mercados: os EUA, China e Europa (Rystad Energy, 2021b).

A indústria marítima também está enfrentando grandes mudanças. O setor marítimo, que representa 6% da demanda, deverá ser dominado pelo petróleo pelo menos até meados da década de 2030, após o qual espera-se uma mudança para GNL, hidrogênio, baterias elétricas e outros navios neutros em carbono, especialmente em construções novas. Este setor já passou por uma grande transição com a IMO (*International Maritime Organization*) 2020, que viu a mudança do combustível com alto

teor de enxofre para o combustível com teor de enxofre ultrabaixo (Rystad Energy, 2021a), para reduzir as emissões de gases de efeito estufa do transporte marítimo.

A aviação, que representa menos de 7% da demanda de petróleo, deve continuar a crescer até 2050, pois não existe nenhuma tecnologia de substituição de petróleo ainda viável nesse setor. A introdução gradual de biocombustível de avião limitará o crescimento da demanda de combustível de querosene puro, mas não afetará a forte trajetória ascendente na aviação até 2050, a menos que uma tecnologia alternativa viável seja introduzida (Rystad Energy, 2021a).

Os petroquímicos, que representam 14% da demanda total de petróleo, devem crescer até pelo menos meados da década de 2030, com o consumo per capita de plástico crescendo em todo o mundo. A demanda depois atinge o pico, conforme as taxas de reciclagem de plásticos convergem para 75-80% (Rystad Energy, 2021a).

A indústria do petróleo está apostando seu futuro no forte crescimento da demanda por plásticos, mas o mundo começou a lidar com o lixo plástico através da reciclagem, para atingir as metas climáticas. Isso arrisca 400 bilhões de dólares em investimentos petroquímicos e aumenta a chance de pico de demanda de petróleo, de acordo com um novo relatório do Carbon Tracker e dos especialistas em plásticos (OFFSHORE TECHNOLOGY, 2020).

O relatório intitulado “The Future's Not in Plastics”, produzido em 2020 com a SYSTEMIQ, uma empresa com sede em Londres que impulsiona mudanças sistêmicas nos sistemas de materiais, terrenos e energia, conclui que o aumento da pressão para limitar o uso de plásticos pode reduzir o crescimento da demanda por plástico virgem de 4% ao ano para menos de 1%, com 2027 atingindo o pico da demanda. Isso implica que a indústria do petróleo perderá seu principal motor de crescimento (OFFSHORE TECHNOLOGY, 2020).

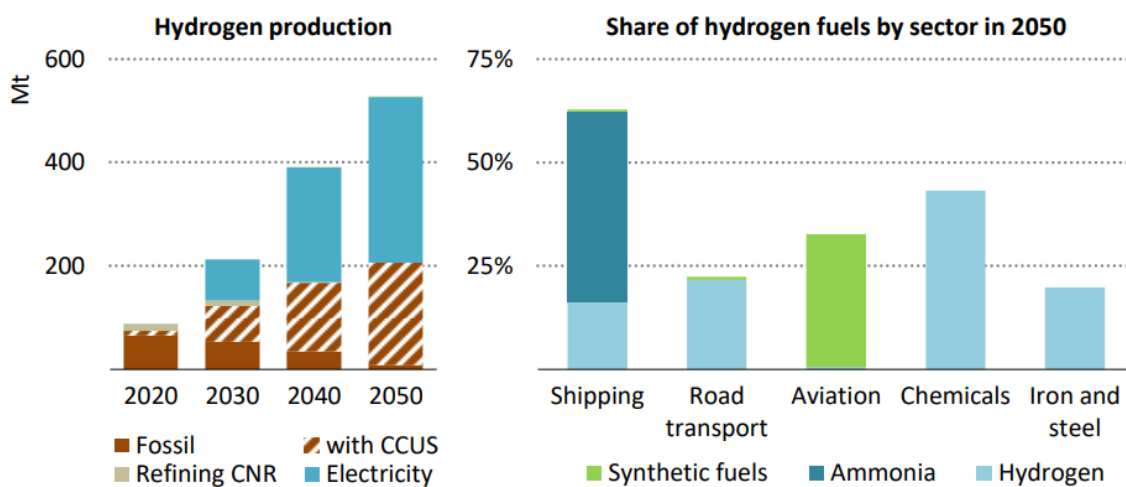
Outros setores, como agricultura e indústria, continuam em trajetória descendente de consumo de petróleo para geração de energia.

2.3.3.2 O Hidrogênio

Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA, 2021e), o uso de hidrogênio no setor de energia hoje está em grande parte confinado ao refino de petróleo e à produção

de amônia e metanol na indústria química. A demanda global de hidrogênio foi de cerca de 90 milhões de toneladas (Mt) em 2020, produzida principalmente a partir de combustíveis fósseis (principalmente gás natural) e emitindo cerca de 900 Mt CO₂. Tanto a quantidade necessária quanto a rota de produção de hidrogênio mudam radicalmente no “NZE” da IEA (2021e): a demanda aumenta quase seis vezes para 530 Mt em 2050, a qual metade é utilizada na indústria pesada (principalmente na produção de aço e produtos químicos) e no setor de transportes; 30% é convertido em outros combustíveis à base de hidrogênio, principalmente amônia para navegação e geração de eletricidade, querosene sintético para aviação e metano sintético misturado em redes de gás; e 17% é usado em usinas movidas a gás para equilibrar o aumento da geração de eletricidade solar fotovoltaica e eólica e para fornecer armazenamento sazonal. No geral, os combustíveis à base de hidrogênio respondem por 13% da demanda global de energia final em 2050 (Figura 2.21)³.

Figura 2.21: Produção global de hidrogênio por combustível e demanda de hidrogênio por setor no “NZE”



Fonte: IEA (2021e)

Além disso, em 2050, a produção de hidrogênio no “NZE” é quase inteiramente baseada em tecnologias de baixo carbono: a eletrólise da água - quebra das moléculas de

³ Nota: “Refining CNR” = Refino CNR = subproduto do hidrogênio da reforma da nafta catalítica nas refinarias.

água usando eletricidade - é responsável por mais de 60% da produção global e o gás natural em combinação com “CCUS”⁴ por quase 40% (IEA, 2021e). O resultado é do hidrogênio produzido através da eletrólise é chamado hidrogênio verde, que é 100% sustentável, contudo, sua produção é de alto custo quando comparada à do hidrogênio tradicional (BBC, 2021).

No entanto, acredita-se que ele pode oferecer uma solução ecológica para algumas das indústrias mais poluentes, incluindo a de transportes. Companhias de petróleo como Repsol, BP e Shell são algumas das que lançaram projetos de hidrogênio verde (BBC, 2021). E vários países anunciaram planos de produção nacional deste combustível renovável. Isso inclui a União Europeia (UE) que, em meados de 2020, se comprometeu a investir US\$ 430 bilhões em hidrogênio verde até 2030, para alcançar sua meta de ter impacto neutro no clima até 2050.

Por sua vez, o atual presidente dos Estados Unidos, Joe Biden, prometeu em seu plano energético que vai garantir que o mercado possa ter acesso ao hidrogênio verde ao mesmo custo do hidrogênio convencional em uma década, proporcionando uma nova fonte de combustível limpo (BBC, 2021).

Outro país que tem investido nessa fonte de energia é a China. O gigante asiático é o maior produtor mundial de hidrogênio, mas até agora usou hidrocarbonetos para gerar quase toda essa energia. No entanto, o país está dando agora os primeiros passos no mercado de hidrogênio verde com a construção de um megaprojeto na Mongólia Interior, no norte do país. O projeto, liderado pela concessionária estatal Beijing Jingneng, investirá US\$ 3 bilhões para gerar 5 GW a partir de energia eólica e solar. A previsão é que o projeto fique pronto ainda neste ano.

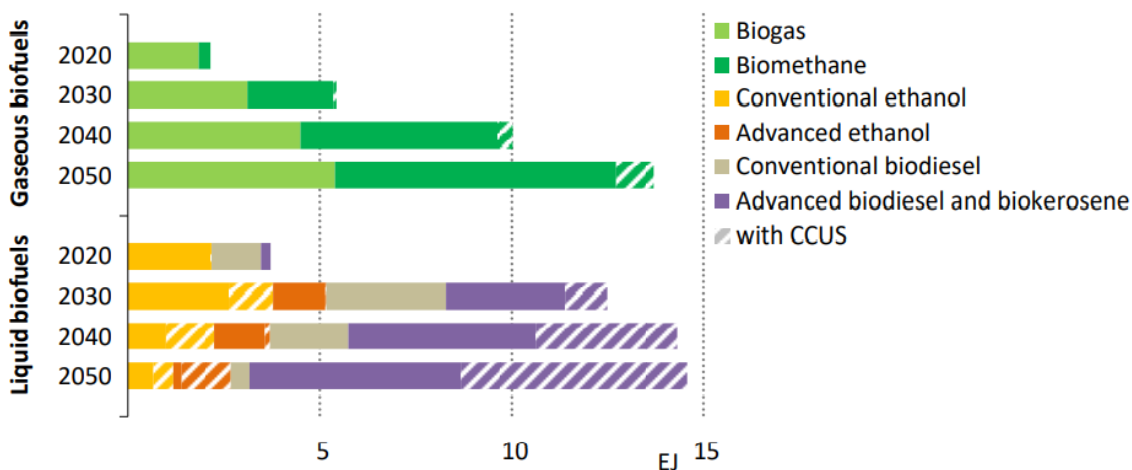
2.3.3.3 Os Biocombustíveis

O suprimento primário global de bioenergia moderna (biomassa excluindo os usos tradicionais para cozinhar) acelera acentuadamente no “NZE”, com biocombustíveis líquidos expandindo por um fator de quase quatro e biogases aumentando por um fator de seis até 2050 (IEA, 2021e).

⁴ CCUS = captura, utilização e armazenamento de carbono.

A tecnologia avançada de produção de biocombustíveis líquidos usando lenha de matéria-prima se expande rapidamente na próxima década no “NZE”, e sua contribuição para os biocombustíveis líquidos salta de menos de 1% em 2020 para quase 45% em 2030 e 90% em 2050 (Figura 2.21)⁵.

Figura 2.22: Produção global de biocombustíveis por tipo e tecnologia no “NZE”



Fonte: IEA (2021e)

Em 2030, a produção chega a 2,7 milhões de barris de óleo equivalente por dia (mboe/d) em 2030, sustentada pela gaseificação da biomassa usando o processo Fischer-Tropsch⁶ e etanol celulósico, principalmente para produzir substitutos imediatos para o diesel e querosene a jato. A produção avançada de biocombustíveis líquidos aumenta em

⁵ Notas: EJ = exajoules; CCUS = captura, utilização e armazenamento de carbono. *Conventional ethanol* ou etanol convencional se refere à produção com base em safras alimentícias para fins energéticos.

⁶ *Advanced biodiesel* ou biodiesel avançado inclui rotas Fischer-Tropsch e HEFA baseadas em biomassa usando resíduos, resíduos e culturas energéticas não alimentares cultivadas em terras marginais e não aráveis. *Advanced ethanol* ou Etanol avançado se refere à produção usando resíduos e culturas energéticas não alimentares cultivadas em terras marginais e não aráveis. *Conventional biodiesel* ou biodiesel convencional inclui a rota de ácidos graxos e ésteres metílicos usando culturas energéticas para alimentos. *Biomethane* ou biometano inclui a atualização do biogás e as rotas baseadas na gaseificação da biomassa. Fonte: IEA (2021e).

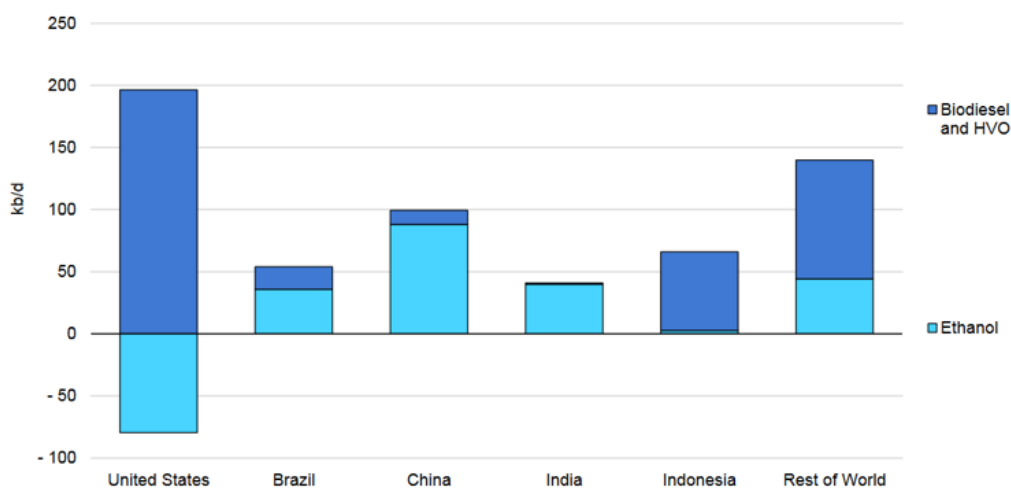
130%, para mais de 6 mboe/d em 2050, a maior parte do qual é bioquerosene (IEA, 2021e).

A produção usando essas matérias-primas está em desenvolvimento hoje. O “NZE” assume que os projetos atualmente em desenvolvimento no Japão, no Reino Unido e nos Estados Unidos trarão essas tecnologias ao mercado nos próximos anos.

O fornecimento desses biocombustíveis após 2030 muda rapidamente no “NZE” de veículos de passageiros e caminhões leves, onde a eletrificação está cada vez mais na ordem do dia, para transporte rodoviário pesado, transporte marítimo e aviação. A amônia faz incursões no transporte marítimo. Os biocombustíveis líquidos avançados aumentam sua participação no mercado global de combustível de aviação de 15% em 2030 para 45% em 2050.

De acordo com a Figura 2.23, cinco países serão contarão por 70% do crescimento global em biocombustíveis em 2026, estando o Brasil em 4º lugar nessa lista (IEA, 2021c).

Figura 2.23: mudanças na produção de biocombustíveis em mercados selecionados



Fonte: IEA (2021c)

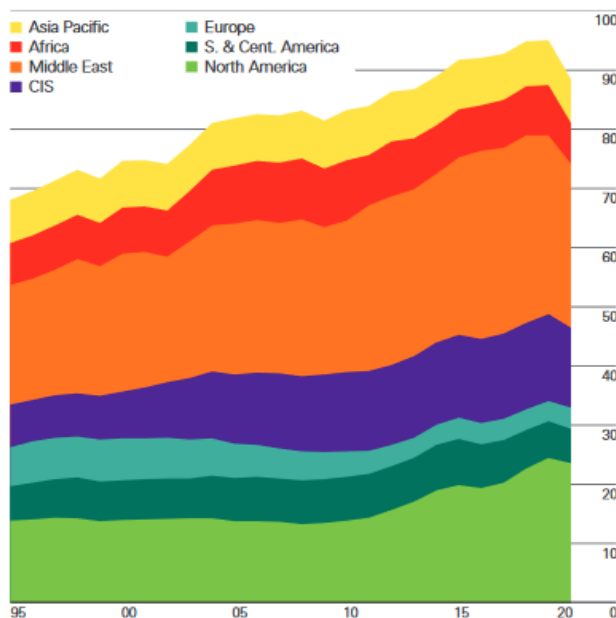
Os Estados Unidos, a Indonésia e a Malásia lideram a produção de óleos vegetais hidrotratados (HVO) e expansões da capacidade de biodiesel, enquanto China, Índia e Brasil são os que mais aumentam a produção de etanol (IEA, 2021c).

2.3.4 A oferta de petróleo e implicações do ciclo de preços

O volume de petróleo produzido no mundo em 2019 manteve-se praticamente estável em relação a 2018, passando de 95,3 milhões de barris/dia para 95,2, uma queda de 0,1%, já que o forte crescimento da produção fora da OPEP, liderado pelos EUA, foi compensado por um declínio acentuado na produção da OPEP, impulsionado por uma combinação de sanções e dificuldades econômicas no Irã e na Venezuela. Além disso, um acordo de corte de produção renovado da OPEP+ reduziu os níveis de produção de outros países, como a produção da Arábia Saudita (BP, 2020a).

A produção de petróleo em 2020 foi declinante na quase totalidade das regiões (figura 2.21), e só aumentou em alguns países, principalmente na Noruega (260.000 b/d) e no Brasil (150.000 b/d) (BP, 2021). Os Estados Unidos permaneceram sendo o maior produtor mundial de petróleo, com volume médio de 16,5 milhões de barris por dia (18,6% do total mundial). A Arábia Saudita ocupou novamente o segundo lugar no ranking, com produção média de 11 milhões de barris por dia (12,5% do total), um decréscimo de 6,7% ante 2019. Em seguida, vieram Rússia (12,1% do total), Canadá (5,8% do total) e Iraque (4,7% do total mundial), segundo a BP (2021).

Figura 2.24: produção de petróleo por região
(milhões de barris por dia)



Fonte: BP (2021, pg 25)

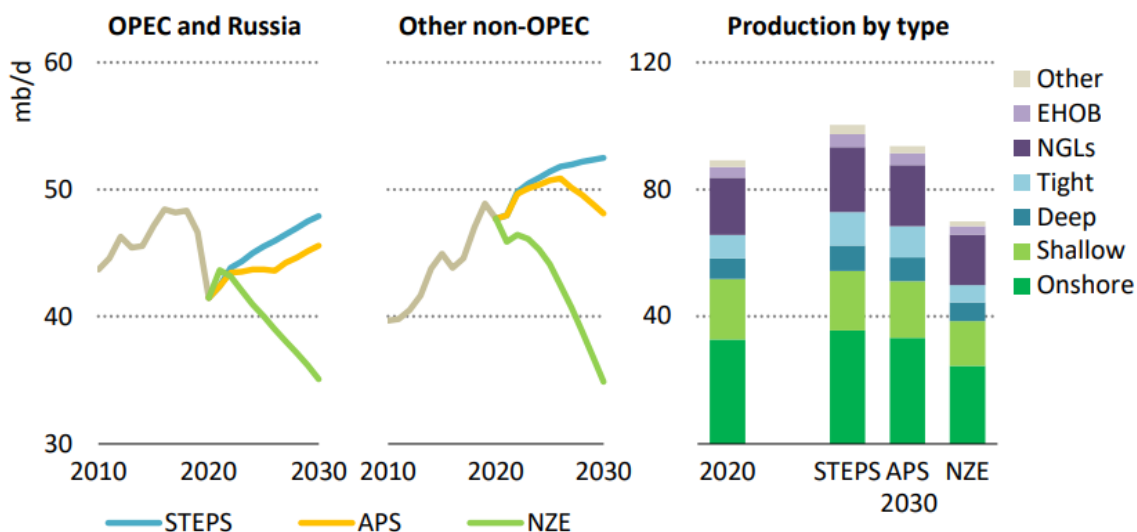
A pandemia iniciada em 2020 vem balançando um mercado global de petróleo que já vinha enfrentado desafios: do lado da oferta, a geopolítica permanece relevante, estando os mercados, mesmo antes do Novo Corona Vírus, super abastecidos, levando os produtores da OPEP+ (OPEP e aliados) a cortar a produção para diminuição dos estoques e controle do preço (IEA, 2020).

Estabilizar os preços por meio do controle artificial da oferta foi o objetivo da OPEP+ há um ano, com um cronograma claro e específico e cortes escalonados até 2022. Os preços foram, de fato, estáveis entre junho e novembro (2020), pairando em torno de 40-45 dólares por barril. A partir de maio de 2020, após efetuar os maiores cortes de produção já vistos na história, a Opep+ conseguiu novamente estabilizar o mercado de petróleo (EPE, 2020a). Espera-se que, na medida em que a demanda global por petróleo se recuperar, a Opep+ ajuste gradualmente os seus cortes de produção para equilibrar o mercado (IEA, 2020a apud EPE, 2020a).

Em 2018, Dagoumas et al. mostram que a estratégia de produção da Arábia Saudita é ligeiramente afetada pelos estoques da OCDE no curto prazo, porém sua produção é inelástica às flutuações da demanda mundial de petróleo bruto. Ela ajusta sua estratégia de produção para preservar sua participação no mercado mundial.

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2021f) projeta a oferta de petróleo para os próximos anos de acordo com o indicado na figura 2.25 abaixo. No cenário “STEPS”, os operadores de petróleo priorizam os retornos sobre o crescimento agressivo da produção, mesmo que os preços médios anuais subam até 2030. A produção total de petróleo nos Estados Unidos aumenta cerca de 3,5 mb/d até 2030. O Brasil mantém os níveis de produção em águas profundas até a década de 2020. A produção da Organização dos Países Exportadores de Petróleo (OPEP) aumenta cerca de 6 mb/d até 2030, com Iraque, Irã e Kuwait fornecendo mais de 40% desse crescimento à medida que novos campos entram em operação e a produção aumenta nos campos existentes.

Figura 2.25: Oferta de Petróleo por Cenário



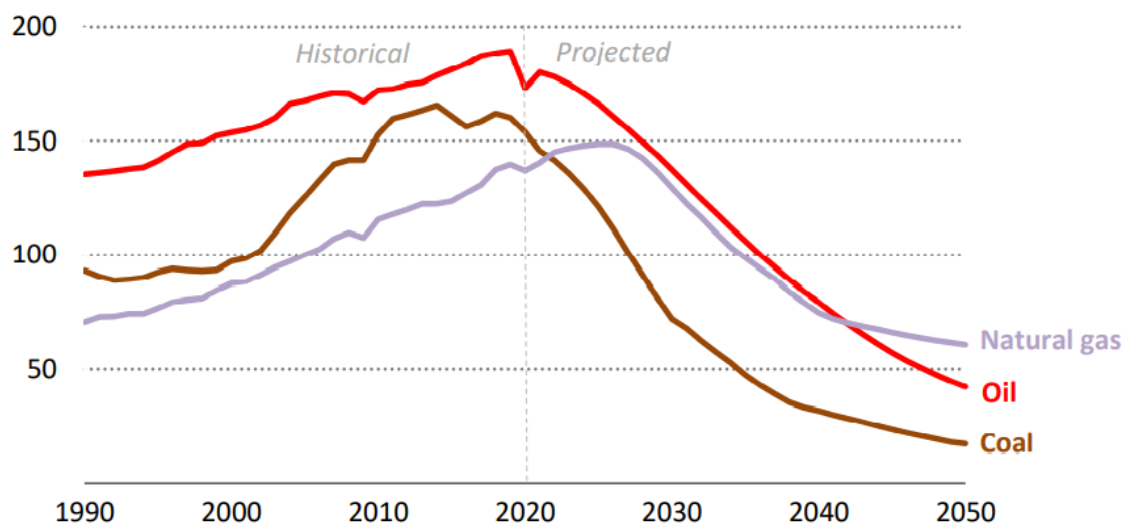
Fonte: IEA, 2021f

No APS, o pico da demanda global de petróleo significa que os preços estão pouco acima de US\$ 65/barril em 2030. Nenhum compromisso feito pelos principais países produtores de petróleo inclui metas explícitas para reduzir a produção (IEA, 2021f).

No NZE, a queda da procura e dos preços do petróleo não justifica o investimento em novos campos após 2021. Há ainda investimento em campos existentes para minimizar a intensidade de emissões da produção. Os suprimentos se concentram cada vez mais em um pequeno número de produtores de baixo custo e a participação da Rússia e dos membros da OPEP aumenta para 50% em 2030 (IEA, 2021f).

Pela projeção da Agência Internacional de Energia (IEA, 2021e), após o declínio recorde da produção em 2020, a oferta mundial de petróleo nos próximos anos será declinante, e cai 75% entre 2020 e 2050 pelo cenário de Emissões Líquidas Zero (“NZE”).

Figura 2.26: produção de carvão, petróleo e gás natural no “NZE”



Fonte: EIA, 2021e.

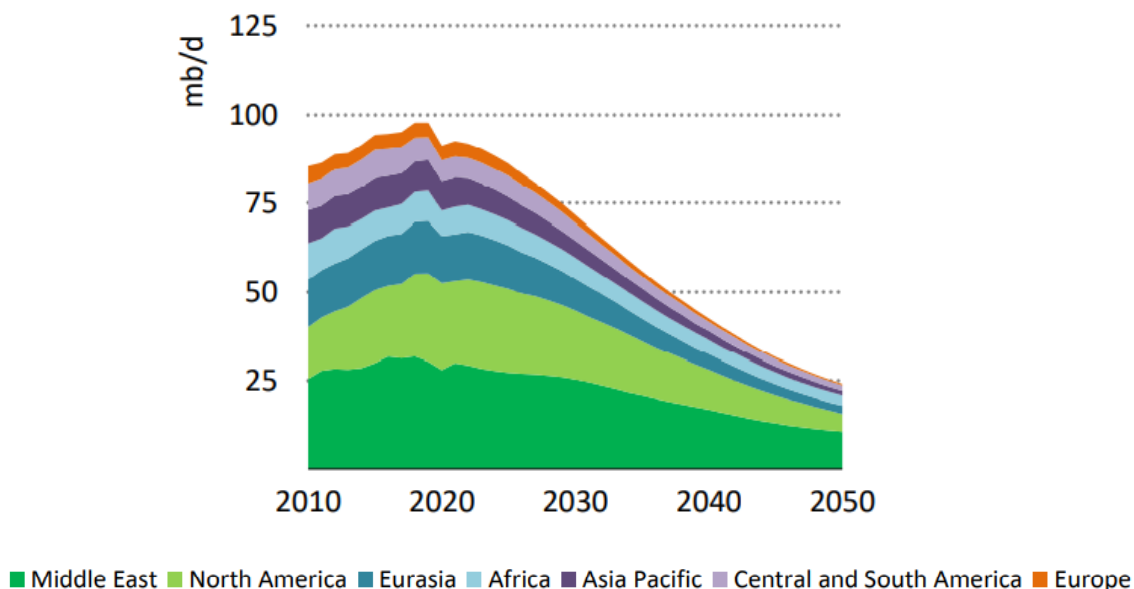
A trajetória da demanda de petróleo no “NZE” significa que nenhuma exploração de novos recursos é necessária e, além dos campos já aprovados para desenvolvimento, nenhum novo campo de petróleo é necessário (IEA, 2021e). Em média, a demanda de petróleo no “NZE” cai em mais de 4% ao ano entre 2020 e 2050. Se todo o investimento de capital na produção de campos de petróleo cessasse imediatamente, isso levaria a uma perda de mais de 8% do fornecimento a cada ano. Se o investimento continuasse nos campos de produção, mas nenhum campo novo fosse desenvolvido, a perda média anual de abastecimento seria de cerca de 4,5% (Figura 2.23). No entanto, são necessários investimentos contínuos nas fontes existentes de produção de petróleo (IEA, 2021e).

Essa dinâmica se reflete no preço do petróleo no “NZE”, que cai para cerca de US\$ 35/barril em 2030 e US\$ 25/barril em 2050. Essa trajetória de preços é em grande parte determinada pelos custos operacionais dos campos atualmente em operação, e apenas um pequeno volume da produção existente precisaria ser fechado. No entanto, a receita da produção de petróleo em todos os países é muito menor no “NZE” do que nos últimos anos, e o “NZE” projeta um significativo capital ocioso (IEA, 2021e).

O preço do petróleo no NZE seria suficiente, em princípio, para cobrir o custo de desenvolver novos campos para os produtores de custo mais baixo, incluindo os do Oriente Médio, mas presume-se que os principais detentores de recursos não prossigam

com o investimento em novos campos, porque isso criaria uma pressão adicional significativa para baixo nos preços.

Figura 2.27: produção de petróleo no “NZE”



Fonte: IEA (2021e)

Apesar da necessidade de diminuição da produção de combustível fóssil em cerca de 6% ao ano entre 2020 e 2030, segundo o *The Production Gap Report* (SEI et al., 2020), o mesmo relatório aponta que países estão planejando e projetando um aumento médio anual de 2% que, até 2030, resultaria em mais do que o dobro da produção compatível com o limite de 1,5 °C do Acordo de Paris.

Devido à incerteza estrutural sobre os impactos persistentes da pandemia e seus efeitos sobre os preços e demandas do petróleo e seus derivados, apresentando risco ao investimento em exploração e produção de petróleo, os valores dos ativos das empresas são afetados, o que leva a revisões no planejamento (PINTO, 2020). As empresas se concentrarão nas partes do negócio que são capazes de suportar os preços mais baixos do petróleo.

É possível constatar que as empresas tem realizado revisões para baixo acentuadas em seu investimento em 2020: a Saudi Aramco cortou suas despesas de capital *upstream* em 28% para proteger seu balanço em meio à queda dos preços do petróleo (IEA, 2020g).

A ExxonMobil está considerando um corte de investimento de pelo menos 30% (IEA, 2020g). Considerando o baixo desempenho da empresa, cortes ainda mais profundos podem ser necessários para atender a maioria de suas metas operacionais.

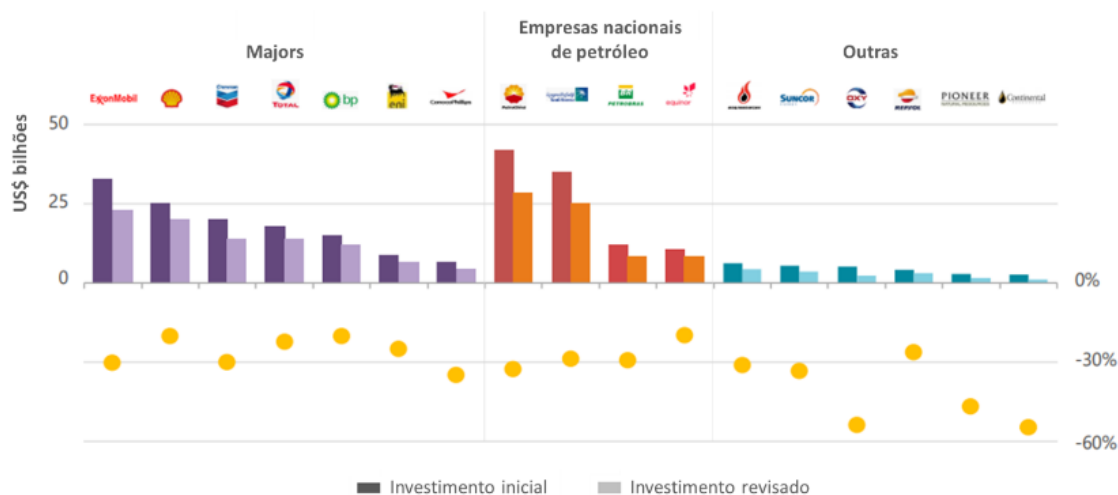
A Total adotou a priorização da produção de gás natural, porém manterá mais de 80% dos investimentos direcionados ao E&P até 2030 (EPE, 2020b), enquanto a Shell vai adotar uma estratégia de corte total de 20%, mas os orçamentos iniciais provavelmente verão apenas reduções de cerca de 14%.

A BP anunciou planos potenciais para uma redução de custos de 20%. A BP projeta redução da produção de óleo e gás em 40% (-1 milhão boe/d) e investimentos de US\$ 5 bilhões/ano em renováveis até 2030 (EPE, 2020b).

A Petrochina, por sua vez, anunciou o corte em 33% dos investimentos em *upstream* (IEA, 2020g). A Petrochina e CNOOC anunciaram investimentos em renováveis de 3% a 5% de seu CAPEX (EPE, 2020b).

Assim, a retração de investimentos em *upstream*, observada desde 2014 e intensificada em 2020, deverá limitar a expansão da produção mundial de petróleo nos próximos anos (IEA, 2020f). Muitos projetos foram postergados e/ou cancelados no mundo (figura 2.23). Sem investimentos adicionais, a Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2020b) - acredita que a produção estagnaria em 2025.

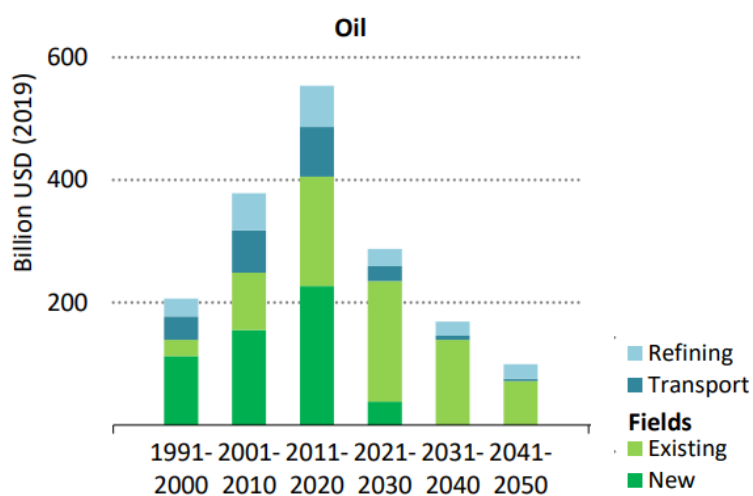
Figura 2.28: Redução dos investimentos de empresas petrolíferas em 2020



Fonte: Adaptado de IEA (2020), apud EPE (2020a)

No cenário de “NZE”, o investimento em petróleo e gás upstream é em média de cerca de US\$ 350 bilhões a cada ano de 2021 a 2030 (Figura 2.25). Esse nível é semelhante é cerca de 30% inferior aos níveis médios dos cinco anos anteriores. Uma vez que os campos em desenvolvimento iniciem a produção, todo o investimento upstream no NZE é para apoiar as operações nos campos existentes; após 2030, o investimento total anual *upstream* é de cerca de US \$ 170 bilhões a cada ano.

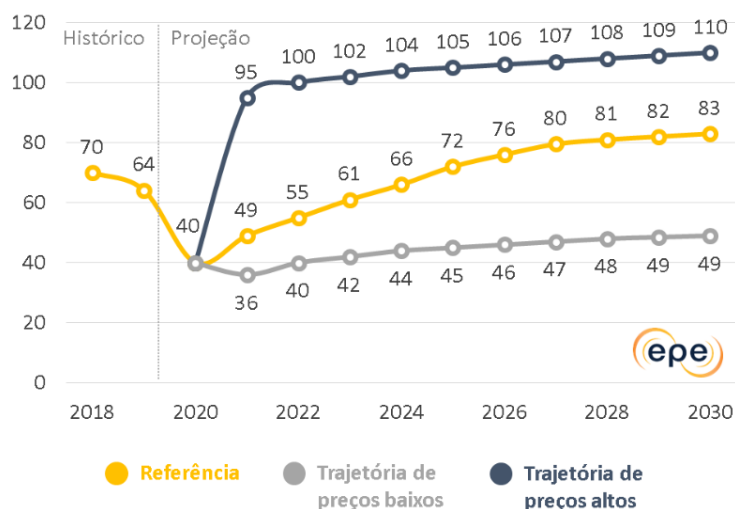
Figura 2.29: Investimentos no suprimento de óleo no “NZE”



Fonte: IEA (2021e)

Havendo retração da oferta, a tendência é de alta nos preços do petróleo (figura 2.24). No entanto, a existência de capacidade ociosa nos países da Opep+ e a presença de elevados estoques de petróleo (que devem reduzir-se lentamente ao longo dos anos) limitariam elevações mais significativas de preços no médio prazo (EPE, 2020a).

Figura 2.30: Projeções para o preço spot do petróleo Brent (US\$/b)



Fonte: EPE (2020a), com dados históricos de EIA (2020)

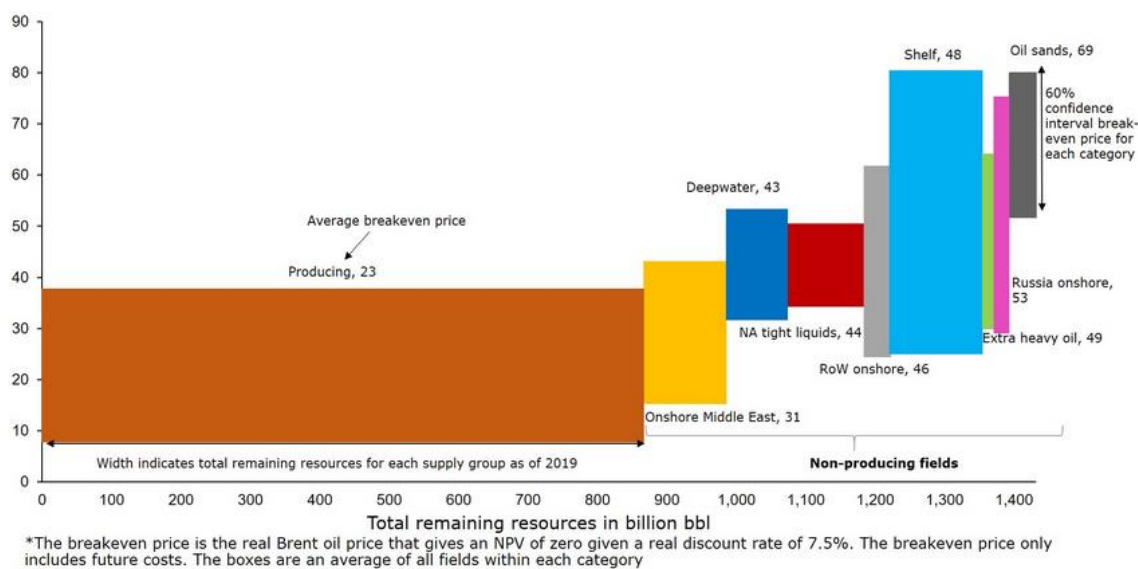
Pelo cenário de referência da EPE indicado na figura 2.24 acima, os preços do petróleo Brent usados nas projeções são de US\$ 72/barril para 2025 e, em 2030, chegaria a US\$ 83/barril. Porém, a depender das condicionantes do mercado, as cotações de preço podem apresentar trajetórias de preços mais altos ou mais baixos que os da curva de referência. Dentre os fatores que pressionam os preços do petróleo para baixo, destacam-se a contínua queda de custos de E&P em função de novas tecnologias; a maior mobilização em relação às mudanças climáticas e disseminação de políticas favorecendo energias renováveis; e o declínio da demanda de petróleo devido à entrada de fontes energéticas e tecnologias alternativas, induzindo a ganhos de eficiência energética e a uma guerra de *market share* entre produtores com baixo custo (EPE, 2020a).

Cabe ressaltar que preços de petróleo abaixo de US\$ 50/b podem não ser suficientes para viabilizar a produção na maior parte das províncias petrolíferas no mundo (WOOD MACKENZIE, 2019). Uma análise da Rystad Energy (2020) dos custos de produção de petróleo revelou que o preço médio de equilíbrio (*breakeven*⁷) caiu para cerca de US\$ 50 por barril. Isso significa que a indústria *upstream* tornou-se mais competitiva do que nunca e é capaz de fornecer mais volumes a um preço mais baixo. A

⁷ O preço de equilíbrio (*breakeven*) é o preço real do petróleo Brent que dá um Valor Presente Líquido (VPL) igual a zero dada uma taxa de desconto real. Nesse caso, a taxa considerada foi de 7,5%.

curva de custo da oferta atualizada em 2020 pela Rystad Energy, classificando os recursos líquidos recuperáveis totais do mundo por seu preço de equilíbrio, é mostrada na figura 2.25.

Figura 2.31: custo da curva de suprimento para os recursos líquidos remanescentes globais



Fonte: Rystad Energy Ucube (2020)

O Oriente Médio *onshore* é a fonte menos cara de nova produção, com um preço médio de equilíbrio de cerca de US \$ 30 por barril. Este também é o segmento com uma das maiores estimativas de potencial de recursos. As águas profundas *offshore* são a segunda fonte mais barata de nova produção, com um preço médio de equilíbrio de \$ 43 por barril, logo abaixo dos preços do *tight oil* - como óleo de xisto em terra nos EUA, enquanto o fornecimento *onshore* na Rússia continua sendo um dos recursos mais caros devido aos altos impostos brutos no país (Rystad Energy, 2020).

É preocupante a constatação que os preços médios de equilíbrio para a maioria das fontes permanecem mais altos do que o preço atual do petróleo. Esta é uma indicação de que, para os investimentos *upstream* se recuperarem, os preços do petróleo devem se recuperar de seus valores atuais. Caso contrário, algumas empresas poderão enfrentar dificuldades de sobrevivência no mercado (Rystad Energy, 2020). Mas, se a demanda aumentar devido ao preço do petróleo mais baixo, isso pode elevar um pouco o preço do petróleo, levando a um novo preço de *breakeven*, dando uma sobrevida ao petróleo de algumas regiões (ou tipos) mais caros de serem produzidos (Rystad Energy, 2020).

O tópico abaixo aborda a indústria brasileira de petróleo em termos dos principais riscos que ela poderá incorrer havendo um pico na demanda global de petróleo nos próximos anos.

2.4 Riscos à Indústria de Petróleo no Brasil

2.4.1 O Surgimento da Indústria de Petróleo

A utilização do petróleo pelo homem é milenar. No primeiro século depois de Cristo, o naturalista romano Plínio já descrevia o valor farmacêutico do betume (YERGIN, 1992). Da Idade Média em diante, os vazamentos de petróleo foram observados e comentados em muitas regiões da Europa (YERGIN, 1992). China, Birmânia, Índia, Rússia e Oriente Médio comercializavam o petróleo em frascos, na forma de alcatrão ou piche (TUSIANI, 1996, *apud* Braga, 2012). No Novo Mundo, índios pré-colombianos decoravam e impermeabilizavam os seus potes de cerâmica com petróleo. Incas, maias e outras civilizações antigas também o aproveitavam em diversos outros fins (THOMAS, 2001, *apud* Braga, 2012).

O surgimento da Indústria do Petróleo⁸ na Eurásia ocorreu no ano de 1844, em Baku, hoje capital da República do Azerbaijão, país que nesta época era colônia russa pelo Tratado de Turkmanchai. Baku se localiza na costa ocidental do Mar Cáspio, onde já se observavam exsudações de óleo há milênios. Foi na cidade de Baku que o primeiro poço foi perfurado mecanicamente no campo de Bibi-Eibat em 1844. Antes disso, muitos outros poços foram perfurados manualmente e o óleo cru era refinado em parafina para ser comercializado nos mercados locais (BUNTER, 2002, *apud* Braga, 2012).

Nos Estados Unidos (EUA), o início da exploração do petróleo ocorreu na década de 1850, no noroeste da Pensilvânia. Nesta região, o petróleo era obtido retirando-se a espuma da superfície dos mananciais e dos córregos ou torcendo trapos ou cobertores

⁸ Importante esclarecer que há uma divergência doutrinária neste ponto, visto que autores, como Yergin (1993) defendem que o surgimento da Indústria do Petróleo ocorreu com a perfuração em Titusville. No entanto, Lowe e Owen (2011) reafirmam que o primeiro poço mecânico foi perfurado em Baku.

embebidos em água oleosa. A maioria do recurso extraído era utilizada para fins medicinais, no tratamento de dor de cabeça, dor de dente e surdez, perturbações estomacais, vermes, reumatismo e hidropsia e, ainda, para tratar ferimentos nas costas de cavalos e mulas (YERGIN, 1992). Foi a observação dessa extração primitiva por George Bissell, um advogado de Nova York, que levou à criação da indústria do petróleo (YERGIN, 1992), tal como ela se estrutura atualmente.

Por saber que o líquido negro e viscoso era inflamável, Bissell intuiu que o petróleo poderia ser usado não como remédio, mas como iluminante, artigo de que o homem de meados do século XIX necessitava desesperadamente. Tal intuição fez Bissell e outros investidores, convencidos por ele, a contratarem, em 1854, o professor de química da Universidade de Yale, Benjamin Silliman Jr., para analisar as propriedades do óleo como iluminante e como lubrificante. O professor concluiu que o óleo podia ser levado a vários níveis de ebulição e com isso ser refinado, resultando em várias frações, compostas de carbono e hidrogênio. Uma dessas frações seria um óleo iluminante de altíssima qualidade. Estas conclusões despertaram o interesse de outros investidores, culminando na fundação da Pennsylvania Rock Oil Company (YERGIN, 1992).

YERGIN (1992) aponta como o início da Indústria do Petróleo moderna⁹ a arrematação de uma refinaria por John D. Rockefeller em um leilão disputado por ele e seu primeiro sócio, em 1865, que levou à criação da ‘Standard Oil’, nos Estados Unidos. Esta empresa ordenou “o caos selvagem” da Indústria do Petróleo em seus primórdios, padronizando o refino do petróleo, produzindo querosene e proporcionando iluminação barata – a nova luz – até os locais mais remotos da terra. Por ser verticalizada e deter o controle do transporte, a Standard Oil apresentava altos ganhos de escala e escopo e por isso conseguia manter vantagens em termos de preço e de lucro (YERGIN, 1992).

A década de 1950 na América Latina foi marcada pela criação de empresa de petróleo nacionais (NOCs) e instituição de monopólios para as atividades petrolíferas de E&P. No, Brasil houve a Petróleo Brasileiro S.A. – Petrobras - em 1953, encarregando-

⁹ A Indústria de Petróleo moderna pode ser caracterizada pela integração vertical das atividades de produção, refino e distribuição (MATHIAS, 2010).

a, através da Lei 2004/53, de todas as atividades de exploração, produção, refino e transporte de petróleo no Brasil, excetuada apenas a distribuição.

A primeira descoberta da Petrobras no mar (offshore) ocorreu em 1968, o campo de Guaricema, no litoral do Sergipe. Em 1974, a Petrobras descobriu o campo de Garoupa, na Bacia de Campos e, em 1984 e em 1985 descobriu os campos gigantes de Albacora e o de Marlim, ambos em águas profundas. A partir de 1986, esta estatal criou o Programa de Inovação Tecnológica e Desenvolvimento Avançado em Águas Profundas, se capacitando a operar em águas profundas, de 2 mil a 3 mil metros (LIMA, 2008, *apud* Braga, 2012).

Em meados da década de 1980 ocorreu o contrachoque do petróleo, quando o preço do barril de óleo cru caiu de US\$31,75 em novembro de 1985 para US\$ 11,50 em abril de 1986 (MATHIAS, 2010, *apud* Braga, 2012). Nesta nova conjuntura, alguns países hospedeiros (HCs) iniciaram um processo de privatização de suas NOCs, liderados pelos países pertencentes à OCDE¹⁰. O Brasil abriu seu mercado para que outras empresas competissem com a Petrobras em todos os ramos da atividade petrolífera, por meio da oferta de blocos para realização de atividades de E&P e celebração de acordos entre o HC e as empresa de petróleo estrangeiras (IOC¹¹), flexibilizando o monopólio sobre as atividades de E&P, que por 45 anos havia sido exercido unicamente pela Petrobras (MALAFAIA, 2006 e RIBEIRO, 2003 *apud* Braga, 2012).

A abertura de mercado se deu através da Emenda Constitucional nº 9/95, modificando o artigo 177 da Constituição Federal de 1988, permitindo a contratação de empresas privadas para a execução de atividades anteriormente sob o monopólio da Petrobras. A Lei que indicava as condições para tal era a Lei do Petróleo – Lei nº 9487/1997.

A descoberta de grandes reservas de petróleo localizados na camada do Pré-sal levou o Governo a considerar um regime contratual distinto para essas áreas, em razão do alegado baixo risco exploratório e grande rentabilidade. Isso acarretou à primeira

¹⁰ Organização de Cooperação e de Desenvolvimento Econômico.

¹¹ International Oil Company.

alteração no marco regulatório da Indústria do Petróleo brasileira, através da Lei n° 12.276 publicada em junho 2010, autorizando a União ceder onerosamente à Petrobrás o exercício das atividades de pesquisa e lavra de petróleo, até o limite de produção de cinco bilhões de barris equivalentes de petróleo. O contrato de cessão onerosa foi celebrado entre a Petrobras e a União, representada pelo Ministério de Minas e Energia e pelo Ministério da Fazenda, em 3 de setembro de 2010, tendo a ANP assinado este Contrato na qualidade de reguladora e fiscalizadora¹².

Em agosto de 2010, houve a instituição de uma nova estatal – Pré-Sal Petróleo Brasileiro S.A. – PPSA, a fim de representar a União nos consórcios formados pela execução dos Contratos de Partilha de Produção - CPP (*Production Sharing Agreement*)¹³, defendendo seus interesses nos comitês operacionais, além de administrar os volumes de óleo de propriedade da União. A instituição do regime de Partilha de Produção para a exploração e produção de petróleo nas áreas do Pré-Sal e nas áreas estratégicas no Brasil ocorreu em dezembro de 2010, quando foi publicada a Lei n°. 12.351.

A Lei n.º 12.351/2010 permitiu que a Petrobras participasse da licitação para outorga de PSA em iguais condições de concorrência, quando ela pretender aumentar a sua parcela de 30% (trinta por cento) no consórcio. O Conselho Nacional de Política Energética (CNPE), considerando o interesse nacional, oferecerá à Petrobras a preferência para ser operador dos blocos a serem contratados sob o regime de partilha de produção.

Um dos argumentos utilizados para defesa dos contratos de partilha é que estes conferem ao governo maior controle sobre os recursos naturais do país, ao garantir ao

¹² Este parágrafo foi escrito a partir da análise da Lei n.º 12.276, obtida no site do Planalto – www.planalto.gov.br – e por meio da análise do Contrato de Cessão Onerosa, disponível na ANP.

¹³ O Contrato de Partilha de Produção é a categoria mais antiga de contrato de risco, por meio do qual a IOC realiza as operações com o status de contratada pelo detentor dos direitos de exploração, o HC ou sua NOC. Este tipo de contrato se caracteriza por manter com o HC a propriedade e o controle dos recursos naturais, assumindo as IOCs o status de contratada, devendo realizar as atividades petrolíferas por sua conta e risco, sendo reembolsada em seus custos caso tenha sucesso, além de receber uma parcela dos lucros como remuneração de seus esforços (DUVAL et al, 2009 apud Braga, 2012).

Estado a propriedade de uma parcela da produção de petróleo. Contudo, tal produção tem de ser comercializada, e o que vale, no final, são as receitas geradas pelas vendas e como estas são aplicadas na geração de riqueza para o país. Contudo, na maioria dos países que usam o modelo de partilha, viu-se que isso não serviu para uma maior distribuição de riquezas e redução de desigualdades sociais (GOMES, 2019).

De qualquer modo, a descoberta de vastas jazidas de hidrocarbonetos em águas profundas da plataforma continental brasileira confirmou o status do Brasil como uma das principais províncias de petróleo do mundo, transformando radicalmente o cenário energético brasileiro na década passada.

O parágrafo a seguir expõe a produção brasileira em termos de seu programa exploratório e de desenvolvimento da produção, a fim de contribuir na avaliação do risco que a indústria brasileira de petróleo estaria exposta em caso de pico, ou mesmo redução, da demanda de petróleo.

2.4.2 Programa exploratório-desenvolvimento-produção

Exploração e produção constituem a base da indústria do petróleo. Grandes recursos são investidos em desenvolvimento tecnológico, na ampliação do conhecimento geológico e na formação de uma cadeia de bens e serviços que lhe dê suporte (ANP, 2021a).

Sabe-se que a cadeia da indústria de petróleo inicia-se na fase Exploratória com a contratação de blocos exploratórios, seja por meio de leilões realizados por governos, por *farm in*¹⁴ de blocos de outras empresas ou por aquisição de empresas com consequente incorporação de ativos. A partir da aquisição, a empresa ou consórcio de empresas analisa a bacia sedimentar para definir o local que tem maior chance de conter petróleo ou gás natural, a partir do processamento e interpretação de dados geológicos e geofísicos. A seguir, vem a perfuração de poços, etapa que demanda o maior investimento, onde é possível efetivar a descoberta de uma jazida de petróleo. Após a descoberta, a jazida passa por um processo de avaliação, para julgar se a produção naquela área é ou não

¹⁴ Processo de aquisição parcial ou total dos direitos de concessão detidos por outra empresa. Numa mesma negociação, a empresa que está adquirindo os direitos de concessão está em processo de farm-in e a empresa que está vendendo direitos de concessão está em processo de farm-out (Petrobras <https://www.investidorpetrobras.com.br/servicos-ao-investidor/glossario/>)

economicamente viável. Caso a empresa ou o consórcio considere que a descoberta é economicamente atrativa, deve efetuar a declaração de comercialidade junto à ANP (PETROBRAS, 2015).

O Brasil possui 29 bacias sedimentares com interesse para pesquisa de hidrocarbonetos, cuja área é de 7,175 milhões de km². Mas, apenas um pequeno percentual dessas áreas está sob contratação para as atividades de exploração e produção (ANP, 2021a).

A exploração e produção de petróleo fora do pré-sal na nação brasileira opera sob regime de Concessão. Neste regime, a empresa concessionária assume o risco exploratório, arcando com todos os custos necessários às operações. Ao descobrir petróleo, a empresa terá direito de comercializar a produção, pagando as devidas participações governamentais (como royalties, por exemplo). A partir da 5ª rodada de licitação no Brasil, inclui-se o Programa Exploratório Mínimo (PEM), através do qual o concessionário deve cumprir com um montante mínimo de investimentos em atividades exploratórias em seus blocos, realizadas em uma área de concessão.

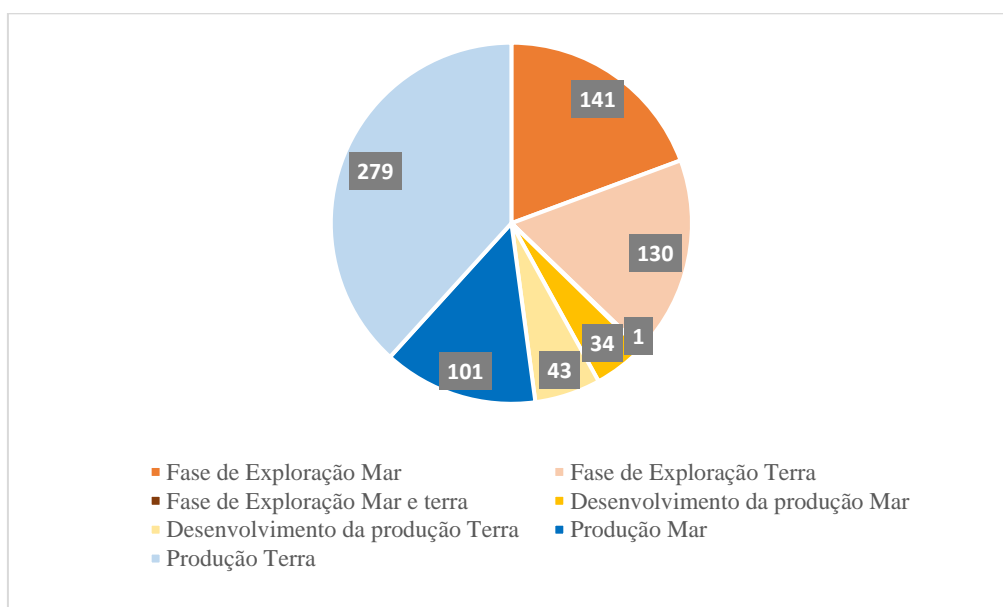
Desde 2010, contudo, a exploração e produção de petróleo na área do pré-sal e em áreas estratégicas são contratadas pela União sob o regime de Partilha de Produção. O CPP brasileiro tem vigência limitada a 35 anos, dividida em duas fases: i) a de exploração, que inclui as atividades de avaliação de eventual descoberta de petróleo, para determinação de sua comercialidade e ii) a de produção, que inclui as atividades de desenvolvimento. O contratado deverá assumir todos os riscos das atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção, arcando com os custos e investimentos necessários à execução do contrato de partilha de produção¹⁵. Caso realize uma descoberta comercial e inicie a produção, o contratado terá direito a recuperar tais custos em espécie, excluídos os pagamentos das participações governamentais.

¹⁵ Pelo parágrafo único do artigo 6º da Lei n.º 12.351, a União, por intermédio de fundo específico criado por lei, poderá participar dos investimentos nas atividades de exploração, avaliação, desenvolvimento e produção na área do pré-sal e em áreas estratégicas, caso em que assumirá os riscos correspondentes à sua participação, nos termos do respectivo contrato.

A 1ª Rodada de Partilha da Produção no Pré-sal foi realizada em 2013 e ofertou a área de Libra, arrematada pelo consórcio composto por Petrobras, Shell, Total, CNODC¹⁶ Brasil Petróleo e Gás e CNOOC¹⁷ Petroleum Brasil.

No final de 2019, 729 áreas estavam sob contratos: 272 blocos na fase de exploração (dos quais 141 se localizavam em mar, 130 em terra e um em terra e mar), 77 campos em desenvolvimento da produção (dos quais 34 eram marítimos e 43 terrestres) e 380 campos na etapa de produção (101 em mar e 279 em terra), como indicado na figura 2.26 (ANP, 2020).

Figura 2.32: Áreas brasileiras sob Exploração, Desenvolvimento e Produção



Fonte: Elaborado pelo autor, com base em ANP (2020)

Ao longo do período 2016 a 2020, a ANP empreendeu uma série de ações com vistas a incrementar a performance do setor, atrair investimentos para o país, ampliar o conhecimento geológico das bacias sedimentares brasileiras e aumentar continuamente tanto as reservas como a produção nacional de petróleo e gás natural (ANP, 2021b).

¹⁶ Subsidiária da CNPC – Corporação Nacional de Petróleo da China.

¹⁷ China National Offshore Oil Corporation.

As perfurações em blocos exploratórios dentro do polígono do pré-sal somaram pouco mais de 80% do total de perfurações em mar nos últimos 5 anos, sendo 86% destes somente na Bacia de Santos (ANP, 2021b). Contudo, a perfuração de um poço exploratório requer um elevado investimento financeiro, possivelmente o maior dentro de uma campanha exploratória. O ano de 2020 marca uma queda no número total de perfurações de aproximadamente 40% em relação a 2019. Porém, 2020 acaba caracterizando-se como um ano atípico, contribuindo para que houvesse uma quebra na curva de ascensão da atividade, possivelmente impactada pelo cenário econômico negativo advindo pela crise sanitária da Covid-19, com forte desvalorização do preço do barril do petróleo (ANP, 2021b).

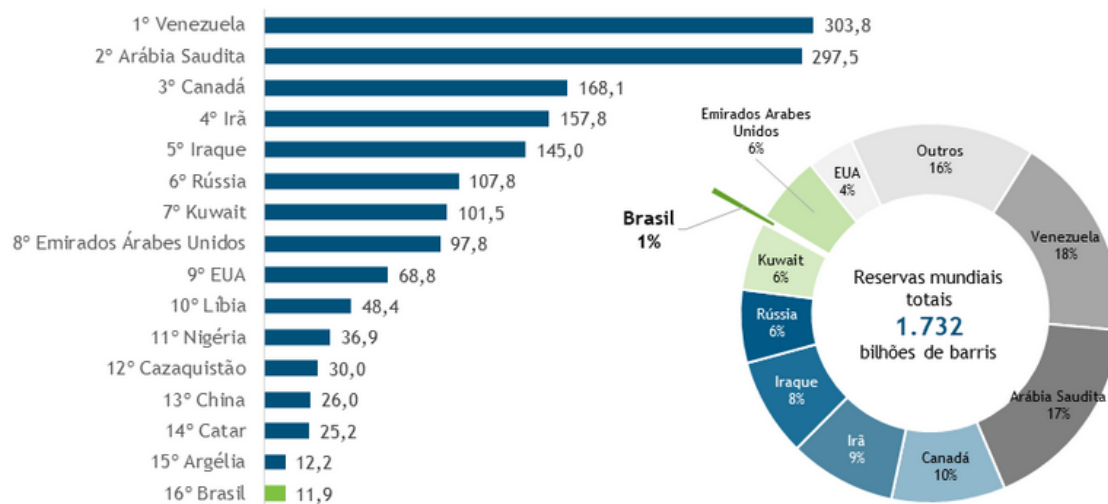
Entretanto, em 2021, o quantitativo de atividades e investimentos previstos na fase de exploração é substancialmente superior quando comparado ao realizado no ano de 2020 (ANP, 2021b). A Resolução CNPE nº 17/2017, que trata da Política de Exploração e Produção de petróleo e gás natural, estabelece como política a maximização da recuperação dos recursos *in situ* dos reservatórios, a quantificação do potencial petrolífero nacional e a intensificação das atividades exploratórias no País, bem como a promoção da adequada monetização das reservas existentes, resguardado os interesses nacionais, além de promover a continuidade das atividades exploratórias por meio da manutenção da oferta de áreas (EPE, 2020).

As reservas são definidas como recursos descobertos de óleo e gás comercialmente recuperáveis a partir de uma determinada data. As reservas podem ser divididas em três categorias conforme o grau de incerteza: reservas provadas, prováveis e possíveis (ANP, 2000 *apud* PUC-Rio). As reservas provadas são aquelas que, com base na análise de dados geológicos e de engenharia, se estima recuperar comercialmente de reservatórios descobertos e avaliados, com elevado grau de certeza, e cuja estimativa considere as condições econômicas vigentes, os métodos operacionais usualmente viáveis e os regulamentos locais instituídos pela legislação petrolífera e tributária. As reservas totais representam a soma das reservas provadas, prováveis e possíveis (ANP, 2020).

O Brasil ocupa a 16ª posição no ranking mundial de reservas provadas de petróleo, tendo encerrado o ano de 2020 com um volume de 11,9 bilhões de barris (ANP, 2020), vide figura 2.28 abaixo. A Venezuela continua detentora do maior volume de reservas petrolíferas, com 303,8 bilhões de barris (17,5% do total mundial), seguida da

Arábia Saudita, que detêm 297,5 bilhões de barris (17,2% do total mundial), e do Canadá (9,7%) (BP, 2021).

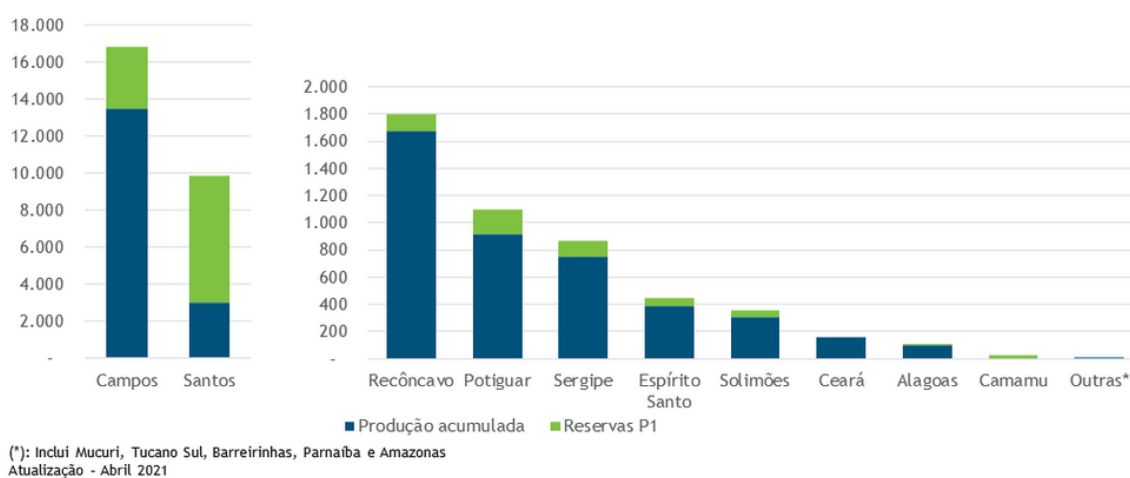
Figura 2.33: maiores reservas provadas de petróleo em 2020 (bilhão de barris)



Fonte: IBP com dados da BP (2021)

A bacia de Santos detém a maior quantidade de reservas provadas de petróleo hoje no Brasil. Somadas, a bacia de Campos e de Santos detém 95% das reservas provadas brasileiras, com a grande maioria em mar. Espera-se que as concessões recentes de blocos, em especial as do polígono do pré-sal, elevem o nível de reservas do país nos próximos anos (IBP, 2021). (figura 2.28). O ambiente offshore em águas rasas no Brasil já foi alvo de um esforço exploratório considerável nas principais bacias. Por esta razão, o potencial para descobertas de grandes reservatórios é possivelmente menor.

*Figura 2.34: Produção acumulada de petróleo e reservas provadas por bacia, 2020
(milhão de barris)*



Fonte: IBP (com dados da ANP), 2021

As acumulações de petróleo descobertas e que tiveram sua viabilidade comercial comprovada dão origem a um campo produtor, sendo desenvolvidas e postas em produção para abastecer o mercado. A fase de produção divide-se, portanto em duas etapas: etapa de desenvolvimento, quando toda a infraestrutura necessária à efetiva produção do campo é implantada, e etapa de produção, quando o campo passa a produzir petróleo e/ou gás para abastecer o mercado. Esta etapa é a mais longa de todo o ciclo de vida de um campo de petróleo, podendo se estender por décadas a depender da capacidade produtiva do campo (ANP, 2020b).

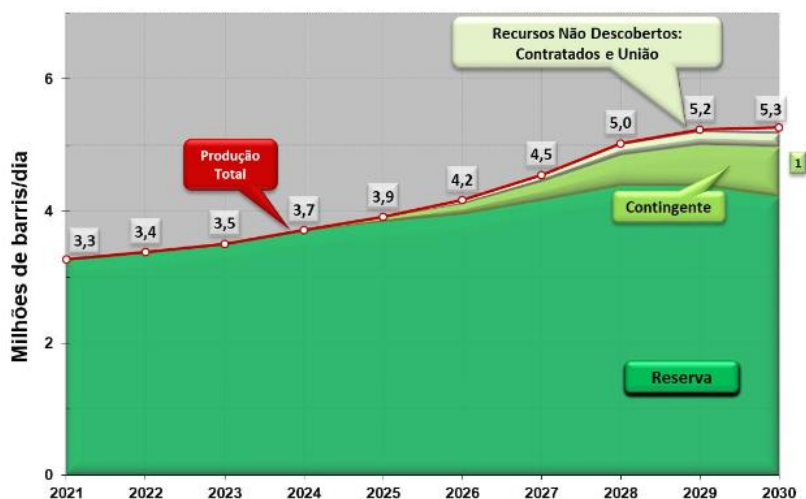
O Brasil ficou na 10ª colocação do ranking mundial de produtores de petróleo, tendo produzido, até o final de 2020, 20,8 bilhões de barris em toda a sua história, sendo que 65% dessa produção foi realizada na Bacia de Campos (IBP, 2021b).

Na edição de maio de 2021 do Boletim da Produção de Petróleo e Gás Natural da ANP (2021c), constam dados de 263 áreas produtoras de petróleo no Brasil, sendo: 255 áreas de concessão, 3 de cessão onerosa e 5 de partilha de produção, operadas por 36 empresas, que foram responsáveis pela produção nacional. Destas, 57 são áreas marítimas e 206 terrestres. Os campos marítimos, contudo, produziram 96,9% do petróleo.

A previsão de produção brasileira para até 2030 foi apresentada pela Empresa de Pesquisa Energética – EPE (2021), através do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2030, considerando as incertezas para cada tipo de recurso (figura 2.29). A

produção sustentada somente nos recursos na categoria de reservas¹⁸ deverá atingir os maiores volumes em 2029, mantendo o patamar de 4 milhões de barris por dia até o final do período.

Figura 2.35: Previsão de Produção Diária de Petróleo Nacional (milhões bpd)



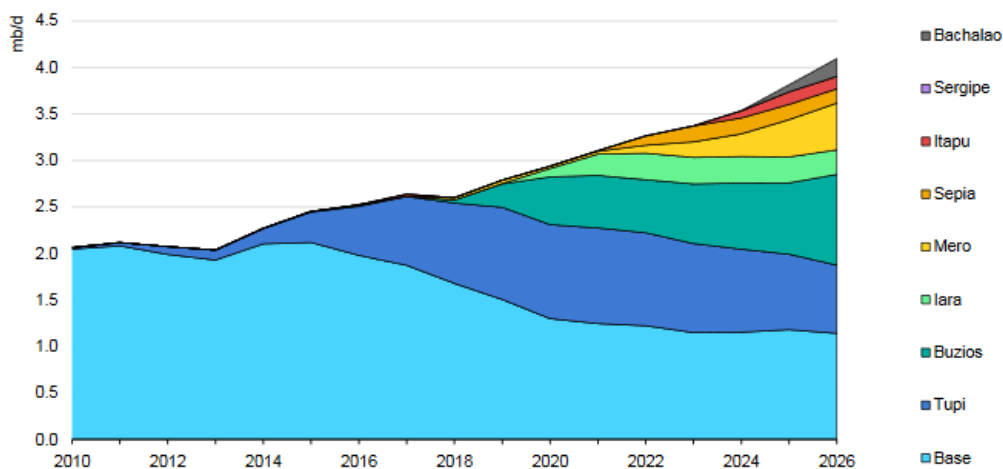
Fonte: EPE, 2021

Esta produção é justificada principalmente pelas contribuições das unidades integrantes do pré-sal, em especial os campos de Búzios, Tupi, Mero, Sépia e Atapu. São previstos, segundo o Plano de Negócios da Petrobras 2021-2025¹⁹, mais quatro módulos de produção para Búzios (um para 2022 e mais três até 2025) só nesse período, além de outros 5 distribuídos para os campos de Mero (4) e Sépia (1). O campo de Búzios iniciou a produção em abril de 2018 e é o maior campo descoberto em águas profundas no mundo, possui petróleo leve e poços de alta produtividade. O campo de Búzios é um ativo com reservas significativas e de baixo custo de extração. É economicamente resiliente a um cenário de preços baixos do petróleo (PETROBRAS, 2021).

¹⁸ A produção proveniente dos recursos Contingente é sustentada principalmente por unidades com descobertas sob avaliação no horizonte geológico do pré-sal, nas bacias de Santos e Campos, e em águas profundas e ultraprofundas nas bacias de Sergipe-Alagoas, do Espírito Santo-Mucuri e Potiguar, para as quais se estima uma produção de 92% do total dos recursos contingentes no fim do período.

¹⁹ A Petrobras lançou seu Plano de Negócios 2021-2025 ao final do mês de novembro de 2020.

Figura 2.36: Produção brasileira de petróleo



Fonte: IEA (2021c, 82)

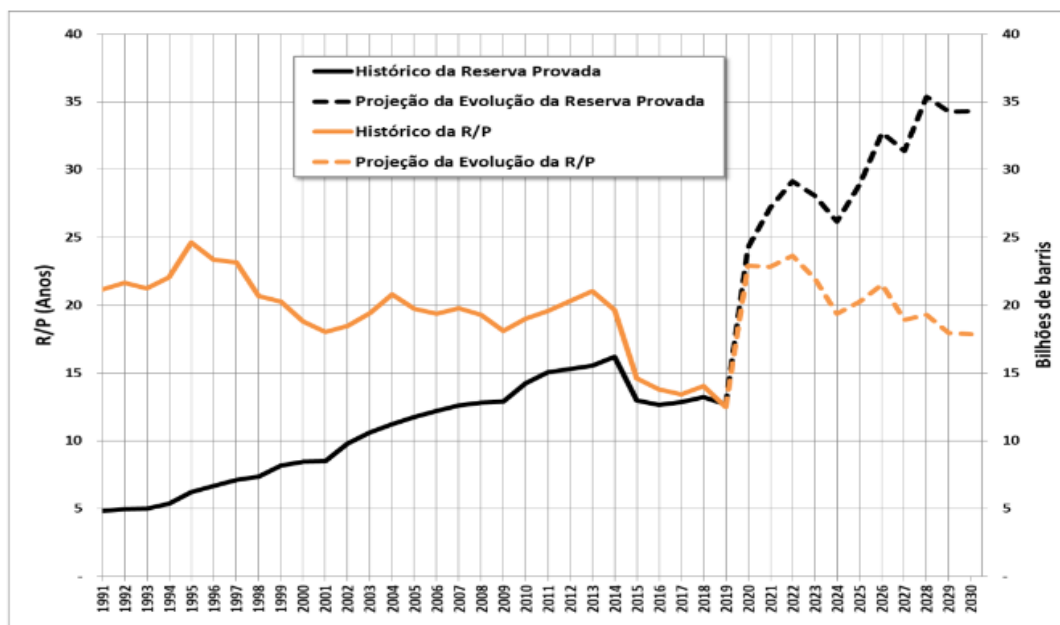
As maiores contribuições para a produção total, no decênio, permanecem sendo das unidades produtivas localizadas em águas ultraprofundas, que respondem por cerca de 84% da produção nacional, e das unidades produtivas em águas profundas com cerca de 9%. As produções em terra não ultrapassam 3% do total, onde há expectativa de melhora na previsão de produção, em função dos impactos relacionados ao Programa de Revitalização da Atividade de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural em Áreas Terrestres (EPE, 2021b). Para suportar as referidas previsões de produção deste plano, estima-se a entrada em operação de 39 novas UEPs entre 2021 e 2030 (EPE, 2021).

A relação Reserva/Produção (R/P) de petróleo, termômetro para a sustentabilidade da atividade extrativa dos países, apresentou diminuição no Brasil de 12,5 anos, em 2020, para 11,1 anos em 2021. A queda dessa razão pode ser explicada sobretudo pelo aumento na produção no pré-sal, que teve crescimento de 18,3% em 2020, representando 65,7% da produção total. A Petrobras manteve-se como a concessionária que mais produziu petróleo: 73,7% de participação no total. Como operadora, a produção da Petrobras representou 94% do total nacional de petróleo (ANP, 2021d).

Na Figura 2.31, tem-se o histórico da reserva até 2019 e, a partir deste ano, a estimativa de reserva até 2030. O aumento da reserva provada nacional de petróleo ao longo de praticamente todo o período do PDE 2030, com relevantes incrementos previstos entre 2020 e 2026, está associado aos volumes recuperáveis estimados para os volumes

excedentes da Cessão Onerosa, os recursos hoje contingentes e para os recursos não descobertos (EPE, 2021b).

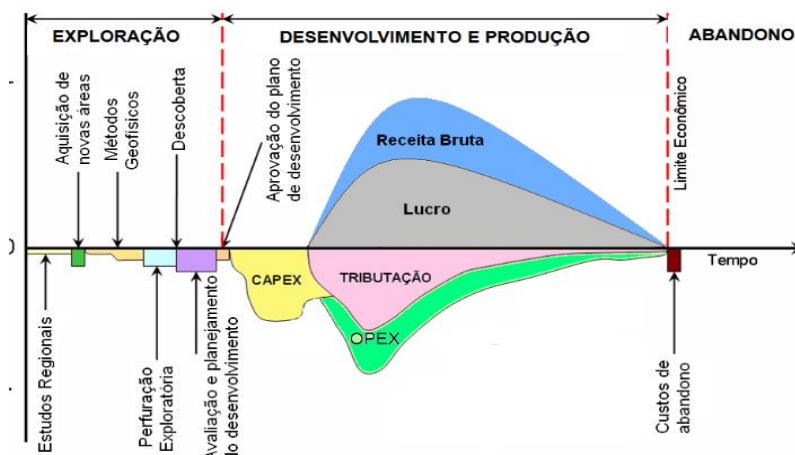
Figura 2.37: revisão da evolução da reserva provada de petróleo e da relação R/P no Brasil



Fonte: ANP (dados históricos) e EPE (Projeções) apud EPE, 2021b

É importante ressaltar que desde a fase de exploração de petróleo se incorre em uma série de gastos para a descoberta de reservatórios, a perfuração de poços pioneiros e avaliação da descoberta, ainda, sem nenhum retorno. Em seguida, vem a fase de desenvolvimento e produção do campo, onde os gastos de CAPEX se iniciam efetivamente, com a instalação de poços de desenvolvimento, infra-estrutura de produção e equipamentos para transporte de óleo. Os gastos operacionais (OPEX) se iniciam quando o campo dá início a produção de petróleo, ao mesmo tempo em que se iniciam as receitas (UNICAMP, 2008).

Figura 2.38: Fluxo de Caixa típico de um projeto de E&P



Fonte: Unicamp (2008)

A produção de maior risco seria aquela em fase de Exploração, quando o grau de incerteza sobre uma área ainda é alto e já se incorre em uma série de gastos sem contrapartida, ainda, de receitas.

É preocupante a constatação que a Petrobras aumentou seu CAPEX em atividades de E&P em relação ao apresentado em seu Plano Estratégico (PE) 2021-2025, de US\$ 46,5 bilhões, para US\$ 57,3 bilhões no PE 2022-2026, ou seja um aumento de 23%. Apesar de reduzir sua participação na Partilha de Búzios, sua estratégia será de construir plataformas próprias no campo de Búzios, repriorizar projetos e rever desinvestimentos em Marlim, tendo por foco o pré-sal (PETROBRAS, 2021). Com isso, ela pretende ser resiliente a *Brent* de US\$ 35/bbl.

Acrescido a isso, o CAPEX do pré-sal é muito elevado e o tempo entre comercialidade e produção tem superado quatro anos - o campo de Búzios teve sua comercialidade anunciada em dezembro de 2013 (PETROBRAS, 2014) e iniciou sua produção nesse campo apenas em abril de 2018, com uma plataforma dentre muitas ainda a ser instaladas de acordo com seu Planejamento Estratégico 2022-2026 (PETROBRAS, 2021). Isso eleva a consideração de risco da Exploração e Produção de petróleo brasileira.

Refletindo uma avaliação dos investimentos agregados de todo o setor no País, incluindo a parte da Petrobras, assim como a expectativa gerada pelo cronograma de leilões anunciado pela ANP para os próximos anos, estima-se uma pequena redução de

investimentos para as atividades de E&P no Brasil de 2021 até 2030, com relação ao PDE anterior (EPE, 2021b).

Além disso, a EPE (2021b) informa que, diante da conjuntura econômica mais restritiva pela qual passa o setor de petróleo e gás natural no Brasil e no mundo, com a redução do preço do barril, aumento do dólar e a crise sanitária (pandemia) sem precedentes, possíveis revisões dos planos de investimentos das empresas atuantes no setor de E&P brasileiro poderão afetar as previsões no próximo ciclo do PDE.

Outra importante implicação econômica das previsões do PDE 2030 da EPE (2021b) refere-se às expectativas de excedentes de produção de petróleo, que poderão ser exportados para outros países. Nesse sentido, a Tabela 2.2 abaixo apresenta novamente a previsão da produção de petróleo, desta vez junto com a demanda estimada²⁰ agregada de petróleo e os excedentes de produção.

Tabela 2.2 - Previsão da produção, demanda estimada e excedentes de petróleo no Brasil (milhões de barris/dia)

PETRÓLEO	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
Produção	3,26	3,38	3,5	3,71	3,91	4,17	4,55	5,03	5,24	5,26
Demanda Estimada	2,03	2,09	2,12	2,16	2,2	2,25	2,3	2,37	2,44	2,53
Excedente	1,23	1,29	1,38	1,55	1,71	1,92	2,25	2,66	2,8	2,73

Fonte: Elaborada pela autora com dados de EPE (2021)

Contudo, o crescimento da produção nacional em muito se sobreporá ao processamento de petróleo no parque nacional de refino, para o qual estima-se um pequeno incremento no volume de petróleo processado, de 1,7 milhão b/d na média dos últimos três anos para 1,9 milhão b/d em 2030. Como a capacidade nacional de refino não permitirá o pleno atendimento da demanda doméstica de derivados, o volume excedente efetivo de petróleo (produção menos a carga das refinarias) será maior do que o apresentado na tabela acima (EPE, 2021b). Esse cenário apresenta ao Brasil a desafiadora tarefa de se reposicionar no mercado internacional de petróleo.

²⁰ A demanda estimada refere-se à estimativa do volume de petróleo que seria necessário para atender à demanda nacional de derivados, sem considerar restrições de logística e infraestrutura existentes.

Atualmente, o volume de petróleo que o Brasil produz já é maior que o que consome em suas refinarias (Figura 2.32). O Brasil exporta parte da sua produção e importa outros petróleos para ajustar a carga de seu parque de refino (EPE, 2021).

Figura 2.39: Balanço nacional de petróleo

(milhão b/d)	2019	2021	2024	2027	2030
Produção nacional	2,79	3,26	3,71	4,55	5,26
Processamento nas refinarias	1,75	1,79	1,89	1,95	1,94
Importações	0,19	0,17	0,15	0,11	0,11
Exportações	1,17	1,63	1,97	2,72	3,43
(%)					
Fator de utilização das refinarias nacionais	75%	77%	81%	84%	83%
Participação do óleo nacional na carga processada	89%	91%	92%	94%	94%
Relação entre exportações de petróleo e produção nacional	42%	50%	53%	60%	65%

Fonte: EPE, 2021b

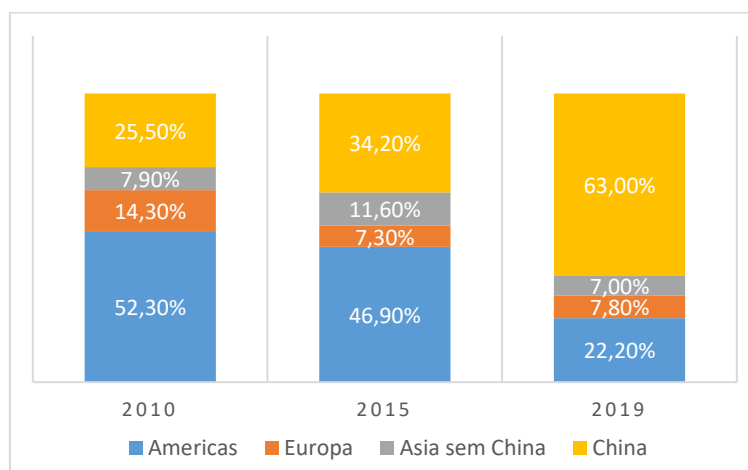
Em 2030, pelas projeções apresentadas, o Brasil teria de excedente cerca de três vezes o volume exportado em 2019. Nesta nova condição, os produtores de petróleo brasileiro precisarão desenvolver mercados firmes, baseados em contratos²¹, de modo a garantir o escoamento da sua produção (EPE, 2021b). A EPE (2021b) projeta que as exportações brasileiras alcançarão 3,4 milhões b/d, cerca de 65% da produção nacional no ano. Esse volume expressivo poderá alçar o Brasil como um dos cinco maiores exportadores do mundo, o que elevaria a importância e relevância do País no quadro geopolítico da indústria mundial do petróleo.

Atualmente, as exportações petrolíferas brasileiras são destinadas a quatro grandes grupos de países: (i) o continente americano; (ii) a Europa Ocidental (iii) a China e (iv) o restante do continente asiático. Desde o início da década atual, a soma das parcelas de óleo exportadas para os países europeus e para o continente americano têm sido declinantes (Figura 2.33). A Ásia tem sido o destino crescente das exportações brasileiras

²¹ As cargas de petróleo podem ser negociadas individualmente, no mercado spot, ou por meio de contratos de fornecimento de médio e longo prazos (EPE, 2021).

de petróleo, com clara dominância das exportações destinadas à China (63% das exportações brasileiras de petróleo em 2019).

Figura 2.40: Evolução das exportações brasileiras de petróleo por destino (milhões de b/d)



Fonte: Elaborada pela autora com dados do Anuário Estatístico da ANP

Essas trajetórias refletem as políticas energéticas adotadas nessas macro-regiões no passado recente. A Europa Ocidental decidiu avançar celeremente na transição energética para as fontes renováveis de energia; seu consumo de derivados de petróleo deve ser declinante. No continente americano, o *fracking* (fraturamento hidráulico) e a exploração no pré-sal tornaram essa macro-região exportadora líquida crescente de hidrocarbonetos; a demanda regional por óleo importado deve permanecer estagnada. A decisão da União Européia e da nova administração americana de acelerar o esforço global de redução das emissões globais de CO₂, com o objetivo de alcançar as metas acordadas em Paris, indica que a trajetória declinante da demanda de petróleo nessas duas macro-regiões deve permanecer (Oliveira, 2021).

A China vem ocupando cada vez mais posição de destaque, sendo hoje o principal importador de petróleo bruto brasileiro, totalizando US\$ 3,4 bilhões entre janeiro e março de 2020, o que equivale a 54% da receita com exportações de petróleo bruto do Brasil. Logo depois, vem a Índia, com 8% do total (ANP, 2020). Além disso, vale destacar que a China importou, em 2020, 27% do total de petróleo produção pelo Brasil (ANP, 2021d).

Considerando a transição energética em curso no mundo, a ANP (2021b) informa que o desafio do Brasil está em aproveitar os anos vindouros para explorar e produzir

seus recursos petrolíferos antes que estes percam a sua posição de protagonismo na matriz energética mundial e, por consequência, os benefícios derivados. A intenção do governo brasileiro, portanto, é considerar essa “reduzida janela de tempo e de oportunidades” para acelerar a descoberta em novas áreas, ampliar as reservas e a produção de petróleo. Contudo, é preocupante a expectativa de um volume excedente de petróleo expressivo em 2030.

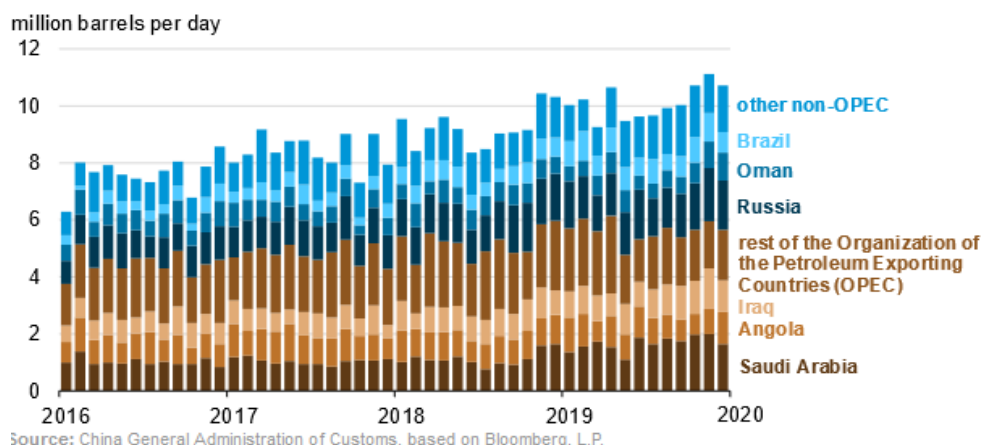
Além disso, decisões de investimento em exploração tomadas em 2019 implicam em investimentos nos próximos 30 anos, ou seja, quando as perspectivas para a indústria são bastante nebulosas, uma vez que será preciso investir em energias alternativas e no monitoramento e contenção de suas emissões de gás carbônico e de metano. A simplificação das regras do modelo de exploração de hidrocarbonetos no Brasil via arcabouço legislativo previsível e confiável contribuiria para a continuidade do programa de investimentos, tanto da Petrobras como das empresas privadas (GOMES, 2019).

2.4.3 Com que óleos compete o petróleo brasileiro

Viu-se que a China passou a ser o principal destino das exportações brasileiras de petróleo e a região da qual se espera o maior crescimento da demanda de petróleo nos próximos anos. Assim, se faz relevante identificar que óleos competem com o óleo brasileiro na China, para delimitar a disputa de mercado.

A BP (2021) destacou, em seu *Statistical Review of World Energy 2021* o recebimento de significativo volume de petróleo bruto pela China advindo do Oriente Médio (256,8 milhões de toneladas ou 46%), principalmente da Arabia Saudita, da Rússia (83,4 milhões de toneladas ou 15%), da América Sul e Central (72 milhões de toneladas ou 13%) e do Leste Africano (71,8 milhões de toneladas ou 13%) em 2020. A EIA (2020) mostra a demanda de petróleo da China em 2019 foi atendida nos mesmos percentuais aproximados por cada uma dessas regiões (Figura 2.23).

Figura 2.41: importação de petróleo bruto da China por fornecedor em 2019



Fonte: EIA (2020)

O Brasil ocupou o 6º lugar como país que mais exportou petróleo bruto para a China em 2019, sendo responsável por 7,94% das importações de petróleo pela China (INE, 2020), tendo como potenciais competidores no mercado chinês a Arábia Saudita, a Rússia, o Iraque e a Angola. Portanto, o mercado competidor na China, para o Brasil, estaria mais restrito a esses quatro países.

A competição do petróleo brasileiro com o óleo produzido no Oriente Médio exigirá muita habilidade geopolítica da diplomacia brasileira para conquistar o mercado regional asiático. O item a seguir aborda a qualidade do petróleo brasileiro, em comparação com o petróleo benchmark no mundo hoje, o Brent.

2.4.4 Qualidade do Petróleo Excedente

Muitos tipos de petróleo bruto são produzidos em todo o mundo. O valor de mercado de um fluxo de petróleo bruto individual reflete suas características de qualidade. Duas das características de qualidade mais importantes na definição do valor são a densidade e o teor de enxofre. A densidade varia de leve a pesada. Quanto mais elevado o grau de gravidade API²² ou densidade inferior, mais leve é o óleo. Já o teor de enxofre

²² Grau API ou °API: escala hidrométrica idealizada pelo *American Petroleum Institute* (API), juntamente com a *National Bureau of Standards*, utilizada para medir a densidade relativa de líquidos. Portaria ANP nº 206, de 29/8/2000.

é caracteriza uma corrente de petróleo como “doce” ou “ácido”. Quanto menor o teor de enxofre, mais “doce” o óleo (EIA, 2012).

Segundo a ANP (2020), a classificação de petróleos de acordo com a densidade API é a seguinte: petróleos leves tem API maior ou igual 33°, petróleos médios tem API entre 22° e 31°, petróleos pesados tem API menor do que 22° e petróleos extrapesados tem API menor do que 10°.

Assim, petróleos mais leves derivam maior quantidade de gasolina, GLP e naftas, que são produtos leves. Já os petróleos pesados resultam em maiores volumes de óleos combustíveis e asfaltos. No meio da cadeia estão os derivados médios, como o óleo diesel e o querosene (FGV, 2021).

O enxofre é um componente indesejável no petróleo, pois, durante seu refino, atua como veneno de diversos catalisadores de processos, além de formarem importantes poluentes atmosféricos quando queimados diretamente (SO_x). O enxofre é um indicativo do grau de refino necessário de petróleo (OHARA, 2012). Segundo o teor de enxofre da amostra, classifica-se o petróleo bruto com menos de 0,5% em massa de teor de enxofre como “doce” e o petróleo bruto com mais de 0,5% em massa de teor de enxofre como “ácido” (FGV, 2021).

Os preços do petróleo refletem sua qualidade intrínseca, muito embora este não seja o único fator relevante na diferenciação de preços. De modo geral, óleos leves e doces geralmente têm preços mais elevados no mercado do que os óleos brutos pesados e ácidos, que exigirão maior esforço de refino (FGV, 2021). Isso ocorre em parte porque a gasolina e o óleo diesel, que normalmente vendem com um prêmio significativo em relação ao óleo combustível residual e outros produtos do "fundo do poço", geralmente podem ser produzidos de forma mais fácil e barata usando petróleo bruto leve e doce. Os graus leve e doce são desejáveis porque podem ser processados com processos/refinarias muito menos sofisticados e instensos em energia (EIA, 2012).

O preço do petróleo “Brent” é referenciado por uma cesta de diferentes óleos produzidos nos campos do Mar do Norte, tais como Forties, Ekofish, Oseberg, Troll, entre outros. Os petróleos produzidos no Brasil são referenciados no Brent, de acordo com a Resolução ANP 703/2018, de tal forma que a qualidade dos óleos produzidos no país é comparada com a do Brent para fins de precificação.

Em 2020, foram produzidas no Brasil 78 correntes²³ de petróleo com densidade média de 27,7 graus API e teor de enxofre de 0,4% (ANP, 2020a; ANP, 2021). A Tabela 2.2 apresenta um resumo de qualidade e preço de alguns petróleos brasileiros frente ao Brent (ANP, 2020a; ANP, 2021).

Tabela 2.3: qualidade média do petróleo brasileiro por campos

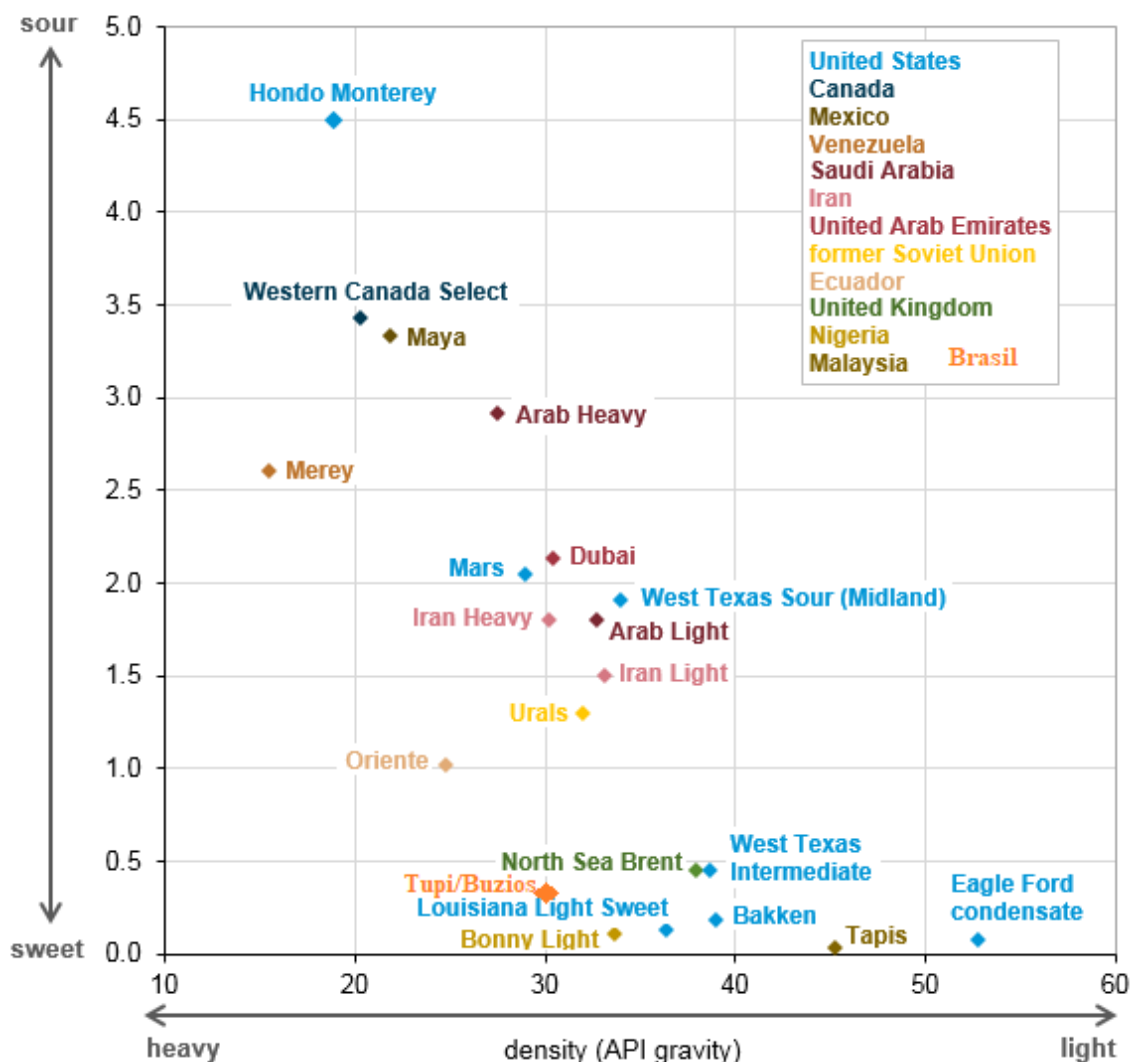
Parâmetro	Petróleo				
	Marlim	Baiano	Tupi	Búzios	Brent
Grau API	20,30	36,50	30,70	28,40	37,50
Nº Total de Acidez (mg KOH/g)	1,120	0,100	0,170	0,160	0,030
% Enxofre (m/m)	0,741	0,058	0,350	0,303	0,404
% Nitrogênio (m/m)	0,460	0,144	0,273	0,301	0,114
Preço (US\$/barril) - maio/21*	61,27	65,11	65,79	65,04	68,75

Fonte: Elaborada pela autora com base em ANP (2021) e ANP (2021f)

A figura 2.36 mostra tipos selecionados de petróleo em todo o mundo com seu conteúdo de enxofre e características de densidade correspondentes (EIA, 2012).

²³ Corrente de Petróleo ou Tipo de Petróleo: mistura homogênea (blend) de petróleos oriundos de uma, ou mais, áreas produtoras, cuja qualidade final é resultante da qualidade média ponderada da produção das suas áreas constituintes (Resolução ANP nº703/2017), utilizada como unidade de precificação para a determinação do Preço de Referência do Petróleo de que trata o art. 7º-A do Decreto nº 2.705/98, a partir de suas características físico-químicas e comerciais.

Figura 2.42: densidade e teor de enxofre de óleos crus selecionados



Fonte: editada pela autora, com base em EIA (2017) e ANP (2021f)

Quanto maior grau API e menor teor de enxofre, como são o Brent e o WTI, maior será a valorização do tipo do petróleo no mercado. O petróleo brasileiro advindo do pré-sal, como os das correntes de Tupi e Búzios (campos dos quais se espera o maior aumento de produção nos próximos anos), está bem posicionado globalmente com relação a sua qualidade, principalmente com relação ao teor de enxofre, sendo não ácido. Quanto ao grau API, se caracteriza mais para um petróleo tipo médio doce.

Vale comentar ainda sobre o elevado teor de CO₂ presente em alguns poços brasileiros. A integridade de materiais e equipamentos em ambientes com presença de dióxido de carbono (CO₂) e sulfeto de hidrogênio (H₂S) é uma das principais preocupações na produção do petróleo da chamada camada do pré-sal. Isto porque o CO₂

e o H₂S estão geralmente associados com a corrosão interna de instalações de petróleo e gás natural. E como estes dois gases estão presentes em teores elevados nos reservatórios do pré-sal, o ataque corrosivo se constitui num sério problema para a produção e transporte do grande volume de petróleo e gás ali presentes (OLIVEIRA, 2015). Com isso, extrair o volume recuperável de óleo e gás destes imensos reservatórios ainda representa uma difícil missão para geólogos e engenheiros (Petrobras 2015 *apud* OLIVEIRA, 2015).

2.4.5 Custo de Extração

Quanto menor o preço de *breakeven*²⁴ de uma empresa, mais chances ela terá de se manter competitiva no mercado, pois será capaz de enfrentar cenários de baixa nos preços do petróleo. Caso contrário, a depender do preço do barril de petróleo, algumas empresas poderão enfrentar dificuldades de sobrevivência no mercado.

A produção brasileira de petróleo no pré-sal é vista como sendo de alta competitividade, uma vez que os poços dessa região produtora são altamente produtivos, na avaliação do presidente do Instituto Brasileiro de Petróleo, Gás e Biocombustíveis - IBP, Jorge Camargo. Segundo ele, se por um lado os custos de extração do pré-sal são bem mais elevados do que em outras áreas, pela distância dos campos da costa brasileira e das altas profundidades, por outro lado os poços dessa província têm uma produção bem acima da média, sendo este é o grande diferencial do pré-sal (REUTERS, 2015). Essa extraordinária produtividade reduz o CAPEX e OPEX do petróleo brasileiro do pré-sal, tornando-o um vencedor entre todas as fontes de fornecimento nos últimos dois anos, quando se trata de melhorias de custo e potencial de fornecimento (Rystad Energy, 2020).

A Petrobras informa que a média do Custo de Extração no Pré-sal²⁵ entre 2016 e 2020 foi de US\$ 3,7/boe²⁶ (com a meta de chegar a US\$ 3,5/boe no PE 22-26), enquanto a média para o E&P foi de US\$ 8,0/boe (com a meta de US\$ 4,8/boe no PE 22-26). O Custo de extração total do petróleo da Petrobras produzido para 2022 a 2026 deve chegar

²⁴ Preço de equilíbrio econômico da produção de petróleo.

²⁵ Sem custo de *leasing* e participações governamentais.

²⁶ Barris de óleo equivalente (boe).

a US\$ 5/boe (Petrobras, 2021). Para os próximos anos, o ponto de equilíbrio (*breakeven*) prospectivo da empresa é de US\$ 20/boe (Petrobras, 2021).

Vale destacar que o petróleo onshore do Oriente Médio foi considerada a fonte menos cara de produção esperada, e o petróleo de águas profundas em seguida, com custos competitivos. Já o onshore da Rússia é esperado que enfrente um alto *breakeven*.

2.4.6 Custo do frete para a China

É importante mencionar ainda sobre o custo do transporte do óleo brasileiro até a Ásia. O transporte marítimo é um facilitador fundamental do comércio internacional, representando cerca de três quartos da atividade total de transporte de carga. É também a maneira mais eficiente de transportar carga em termos de uso de energia por tonelada-quilômetro (tkm) (IEA, 2020i).

No entanto, as emissões diretas de CO₂ das atividades marítimas aumentaram na última década, à medida que os volumes de carga aumentaram globalmente. Estratégias para cumprir o Acordo de Paris foram definidas, mas ainda são necessárias políticas para incentivar o alinhamento com as ambiciosas metas estabelecidas pela Organização Marítima Internacional (IMO) (IEA, 2020i).

A IMO 2020 é a nova regulamentação da Organização Marítima Internacional, primeira de uma série de medidas, para reduzir a poluição marinha, que determinou que os navios marítimos usem combustíveis marítimos com um teor máximo de enxofre de 0,5% (antigamente de 3,5%) ou instalem um purificador para cumprir as normas de emissões de dióxido de enxofre. A mudança é válida para todos os navios, responsáveis por transporte nacional, internacional ou cabotagem, a partir de 1º de janeiro de 2020 (HAPAG-LLOYD, 2019).

A IMO 2020 será uma forte melhoria obrigatória na eficiência energética dos navios para reduzir as emissões de gases de efeito estufa do transporte marítimo até 2030, provavelmente para reduzir o crescimento da demanda de bunker no médio prazo. Tal exigência levará os operadores de navios a mudar para gásóleo marinho e óleo combustível de muito baixo teor de enxofre. Essa mudança terá implicações para o custo do frete.

O frete de petroleiros no mercado spot é usualmente negociado utilizando unidade de valoração própria deste mercado, denominada “Worldscale”. Estas unidades são convertidas em valor monetário através da fórmula apresentada pela equação 1 (BERTOLOTO, 2018).

$$Frete = \left(\frac{WS}{100}\right) \times Flat\ Rate \left(\frac{US\$}{tm}\right) \times Lote\ (tm) \quad (1)$$

Onde:

Frete - Valor total do frete, em dólares americanos

Lote - Quantidade efetivamente transportada, em toneladas métricas (tm)

WS - Taxa “Worldscale” negociada entre as partes. Esse número é adimensional

“Flat rate” - Taxa publicada pela “Worldscale”, em dólares por tonelada métrica

Essa taxa é calculada anualmente e fixada para viagens entre cada um dos portos de carga e descarga no mundo, sendo que em cada viagem é negociado o percentual a ser aplicado sobre o frete padrão da rota que está sendo negociada. Esse percentual é a taxa WS, que reflete o mercado spot de navios petroleiros.

Quando o mercado se apresenta em sua estrutura normal, lotes maiores são transportados em navios maiores, permitindo ganhos de escala e, por conseguinte, o frete em US\$/t é menor. Porém, em momentos de grande procura por navios, a taxa WS se eleva.

Por sua vez, os “flat rates”, divulgados em dólares por tonelada métrica (US\$/tm) e atualizados anualmente, consideram a viagem de um navio padrão totalmente carregado com base em uma viagem de ida e volta do porto ou portos de carga até o porto ou portos de descarga e retorno ao primeiro porto de carregamento com base em alguns fatores (BERTOLOTO, 2018):

- Características do navio padrão (capacidade total, velocidade média, consumo de bunker);
- Tempo de porto;
- Aluguel fixo;
- Preço do Bunker;

- Despesas Portuárias;
- Tempo de trânsito pelo Canal (Canal de Panamá e Canal de Suez).

Na prática, o sistema “Worldscale” permite que se negociem livremente as taxas de frete sem se preocupar com quais portos se vai de fato operar, o que nem sempre é possível saber no momento da contratação, permitindo uma remuneração justa independente da viagem realizada. Esse conceito é largamente utilizado no mercado de petroleiros, sendo que relatórios e fechamentos são basicamente reportados nessa unidade (WAKAMATSU, 2008 *apud* BERTOLOTO, 2018).

Com relação à competitividade do óleo cru brasileiro do pré-sal frente a seus concorrentes principais para exportação à China, ainda que ele se beneficie em termos de sua qualidade (médio doce e não ácido), o custo do frete é mais alto que a de concorrentes do Oriente médio, influenciado pela distância de um porto brasileiro até um porto na Ásia e intensificado pelos custos adicionais do atendimento à norma IMO 2020, para redução das emissões de dióxido de enxofre.

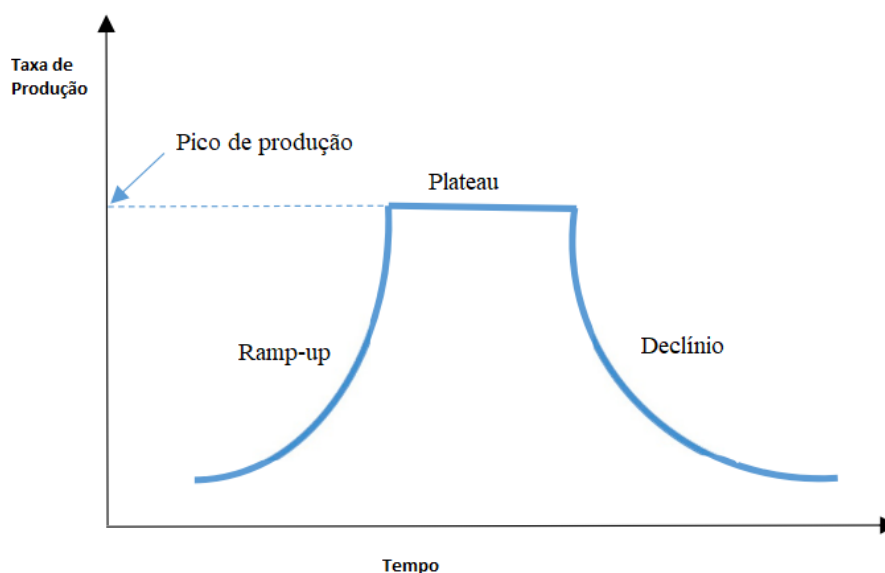
3. Metodologia

3.1 Fundamento da Previsão de Produção de Petróleo

A indústria petrolífera requer meios simples, úteis e rápidos de prever a produção e avaliar reservas de petróleo. Diversos estudos têm sido encontrados na literatura sobre o tema, os quais analisaram as taxas de declínio da produção para diferentes grupos produtores e do mundo.

O ciclo de produção de petróleo pode ser caracterizado por quatro fases, como mostra a Figura 3.1. A primeira fase é o "ramp-up" ou o acúmulo de produção. Ela é seguida pela fase de "pico de produção", na qual o nível máximo de produção é alcançado com a concretização do potencial de produção do ativo. A fase de pico de produção é geralmente seguida por uma taxa de produção estável chamada "plateau", durando por um período curto, após o qual a produção começa a declinar e entra na fase de "declínio". No entanto, essas fases de produções podem ser repetidas em vários níveis ao longo de todo o ciclo de vida de um campo de petróleo, dependendo do desenvolvimento de campo e estratégias de produção (Al-Fattah, 2020).

Figura 3.1: típico perfil de produção e fases de produção



Fonte: Al-Fattah (2020) adaptada pelo autor.

HOOK et al (2009) usam um banco de dados abrangente da produção de campos petrolíferos gigantes do mundo para calcular as taxas médias de declínio de tais campos e prever a produção futura, através do modelo de declínio exponencial, originalmente desenvolvido por ARPs (1945). A taxa média de declínio total encontrada para campos gigantes pós-plateau foi de 6,5%, e a taxa de declínio de campos gigantes ponderada pela produção foi de 5,5%, a qual se compara razoavelmente com os 6,5% da IEA (2008 apud HOOK et al, 2009) e os 5,8% do CERA (2007 apud HOOK et al, 2009). Segundo os autores, os campos offshore declinam mais rápido do que os campos terrestres, e os campos da OPEP diminuem mais lentamente do que os campos não-OPEP.

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2008 apud Al-Fattah, 2020) realizou análise de declínio de produção campo a campo para 651 campos de petróleo em todo o mundo. As taxas de declínio da produção (de 1970 a 2007) de países Não-OPEP foram estimadas em 7,1% ao ano para campos de petróleo em declínio e 4,5% para campos em declínio e ramp-up. A taxa de declínio da produção mundial foi estimada em 5,1% para a fase de declínio após o pico de produção.

A Agência Internacional de Energia (IEA, 2013 Al-Fattah, 2020) revisou o estudo de 2008 utilizando um banco de dados de 1634 campos de petróleo, que foi mais do que o dobro do número utilizado anteriormente. A análise abrangeu o período de produção de 1950 a 2012 utilizando a taxa de declínio anual média ponderada acumulada. Seus resultados mostraram que a produção mundial de petróleo convencional caiu 6,2% ao ano, a da OPEP em 4,5% e a da não-OPEP em 7.8%.

Al-Fattah (2020) analisou o declínio na produção de petróleo convencional dos top 20 países produtores não-OPEP baseada no método de curva de declínio ARPs. Os resultados da análise mostram que a produção convencional não-OPEP diminui anualmente em 3,5% excluindo campos em crescimento e 2,5% incluindo campos que não estavam em declínio até 2017. O déficit de oferta devido a esse declínio, segundo o autor, será de 4,4 milhões de barris por dia (MMBD) em 2023 sob as condições atuais de produção e economia, onde uma capacidade de produção adicional de 8,1 MMBD até 2030 é necessária para manter a produção de 2017.

Manda e Nzaki (2020) avaliaram atuais modelos de curva de declínio com dados de campo de produção para prever com precisão a recuperação final estimada para

reservatórios de gás de xisto. O Modelo de Declínio Hiperbólico ARPs também foi um dos que forneceu o melhor ajuste com os dados de produção.

3.1.1 Modelo ARPs e Dados

A análise da curva de declínio “DCA” – Curva de Declínio ARPs, introduzida na década de 1940, é vista como sendo um dos métodos mais populares até hoje para avaliar o potencial de produção futuro de poços de petróleo e gás. As reservas de petróleo podem ser estimadas identificando e extrapolando as características de declínio dos poços em um campo. O modelo ARPs tem sido uma alternativa atraente em contraste com outros métodos e, devida à relativa facilidade do DCA, é considerado o método mais usado da indústria (ZHANG et al, 2016).

O processo do modelo ARPs baseia-se em pressupostos vitais: que as condições de funcionamento passadas permanecerão inalteradas, um poço é produzido em ou perto da capacidade, e a drenagem do poço permanece constante e é produzida a uma pressão constante. A análise da curva de declínio dos ARPs pode ser resumida em três tipos: equação exponencial (1), equação hiperbólica (2) e equação harmônica (3) (MANDA e NKAZI, 2020).

$$q = q_i e^{-Dt} \quad (1)$$

$$q = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad (2)$$

$$q = \frac{q_i}{1 + D_i} \quad (3)$$

Nas equações de 1 a 3, tem-se: q é o fluxo produzido para o período t em função da quantidade inicial produzida (q_i) e da taxa de declínio nominal (D_i) para todas as curvas, que indica a variação média dos reservatórios de petróleo ao longo do tempo. As curvas do tipo exponencial e hiperbólica incluem o tempo como variável e, no caso da curva hiperbólica, há um parâmetro de inclinação adicional (parâmetro b). Esse parâmetro comumente tem o valor entre $0 < b < 1$, porém é possível, em reservatórios não

convencionais²⁷, que este assumam valores superiores a 1, o que pode indicar a presença de fluxos transitórios na produção.

Os parâmetros das curvas foram estimados para cada um dos campos, de cada país, por Mínimos Quadrados Ordinários (MQO), um método de estimação de parâmetros estatísticos, onde procura encontrar o melhor ajuste para um conjunto de dados tentando minimizar a soma dos quadrados das diferenças entre o valor estimado e os dados observados, diferenças essas chamadas de resíduos.

Nesta análise, o modelo de declínio originalmente desenvolvido por ARPs (1945) foi selecionado para modelar comportamentos de campos de petróleo e prever a produção futura de países membros da OPEP e não membros da OPEP, além de, através destes, prever o futuro da oferta mundial de petróleo convencional.

Uma vantagem da análise da curva de declínio é que ela geralmente se aplica independentemente do tamanho e formato do reservatório ou do mecanismo de acionamento real (DOUBLET et al., 1994 *apud* HÖÖK et al., 2009), evitando a necessidade de dados mais detalhados do reservatório (HÖÖK et al., 2009).

Para esse trabalho, foram selecionados os 5 países que mais produziram petróleo em 2020 fora da OPEP (Estados Unidos - EUA, Rússia, Canadá, China e Brasil) e os 5 países que mais produziram petróleo em 2020 integrantes da OPEP (Arábia Saudita, Iraque, Emirados Árabes Unidos, Irã e Kuwait), segundo a British Petroleum (BP, 2021).

²⁷O termo “não convencional” foi utilizado inicialmente nos EUA em meados da década de 1970 para classificar os recursos economicamente não viáveis de ser explorados ou mesmo aqueles recursos com retornos econômicos marginais. Recentemente, a classificação convencional ou não-convencional deixou de ser guiada por aspectos econômicos e passou a ser dirigida pelas diferenças geológicas dos reservatórios. Nesse contexto, passaram a classificar como recursos convencionais aquelas acumulações de gás em rochas reservatórios de elevada porosidade e permeabilidade com presença de trapas estruturais e estratigráficas. Em contraponto, os recursos não convencionais passaram a ser entendidos como aqueles cuja formação dos reservatórios independe de armadilhas estruturais ou estratigráficas (Almeida e Colomer, 2013 *apud* FGV, 2018).

Além desses, incluiu-se na análise dos países Não-OPEP o Reino Unido e a Noruega, por serem considerados países engajados na transição energética e que também tem uma produção relevante de petróleo, e fim de verificar o declínio previsto na produção desses países, pela mencionada mudança energética.

Na análise dos principais produtores integrantes da OPEP, incluiu-se também a Nigéria, a fim de verificar a queda de produção de um país que não está a favor de sacrificar o seu desenvolvimento econômico agora, alertando que “a África não pode ter o futuro aniquilado devido à transição para energias mais limpas” (CMJOURNAL, 2021).

A primeira etapa para início do desenvolvimento do modelo foi de obtenção de dados: obteve-se a produção de petróleo de cada um dos países selecionados, entre 1990 e 2021, através da produção dos 10 ativos com maior produção entre 1990 e 2021 de cada país²⁸.

Para ser possível aplicar o modelo ARPs (1945) com dados a partir de 1990, foi preciso considerar na análise apenas os campos que já estavam em produção em 1990, o que reduziu o escopo de campos da análise. A tabela 3.1 abaixo indica a relação de países analisados, o número de ativos produtores de cada país em 1990 e a produção acumulada desses campos entre 1990 e setembro de 2021, em milhões de barris por dia (kbbbl/dia).

²⁸ Os dados foram fornecidos pela Rystad Energy, no ano de 2021, em milhões de barris por dia (kbbbl/d). As taxas foram convertidas em taxas anuais pela multiplicação delas por 365,25.

Tabela 3.1 – Resumo dos dados dos campos dos principais países produtores de petróleo no mundo, em 1990

Nº	País	OPEP ou Não-OPEP	Campos em Produção em 1990	Produção acum. 1990-2021 (kbb/d)
1	EUA	Não-OPEP	10	91.416,68
2	Arabia Saudita	OPEP	8	236.284,37
3	Rússia	Não-OPEP	8	224.836,46
4	Iraque	OPEP	4	36.549,11
5	China	Não-OPEP	8	48.074,77
6	Irã	OPEP	5	56.503,07
7	Canada	Não-OPEP	8	39.787,72
8	Emirados Árabes Unidos	OPEP	10	91.753,44
9	Noruega	Não-OPEP	4	29.827,97
10	Kuwait	OPEP	6	68.241,02
11	Brasil	Não-OPEP	3	11.140,04
12	Nigeria	OPEP	3	5.596,75
13	Reino Unido	Não-OPEP	6	15.437,73

Fonte: elaborada pela autora com dados da Rystad Energy

Com isso, foi possível obter a curva estimada de declínio de produção de cada campo dos países selecionados (Anexo A)²⁹, pelo modelo ARPs. A Tabela 3.2 mostra quais foram os dois principais campos produtores de cada país. A seleção das curvas se deu pela soma dos quadrados dos resíduos. A curva que apresentou a menor soma do quadrado dos resíduos foi considerada como a que tendo o melhor ajuste.

²⁹ A lista dos campos de cada país se encontra em Anexo (A).

Tabela 3.2 – Dois principais campos produtores de cada país em 1990

País	Campos em produção em 1990 (até os 10 maiores)
EUA	Permian_TX_Other Partner(s), US
	Prudhoe Bay (IPAs + Satellites), US
Arabia Saudita	Ghawar Uthmaniyah, SA
	Safaniya (excl-Khafji PNZ), SA
Rússia	Samotlor, RU
	Fedorovskoye (Khanty-Mansi), RU
Irã	Gachsaran, IR
	Ahwaz (Asmari), IR
Canada	Alberta Foothills_Other Partner(s), CA
	Syncrude Mildred Lake and Aurora Stages 1 and 2, CA
Emirados Árabes Unidos	Bu Hasa, AE
	Upper Zakum, AE
China	Daqing, CN
	Liaohe, CN
Kuwait	Greater Burgan (Burgan, Magwa, Ahmadi), KW
	Raudhatain, KW
Iraque	Kirkuk (Avana & Baba dome), IQ
	Zubair, IQ
Noruega	Statfjord, NO
	Oseberg, NO
Reino Unido	Forties, GB
	Magnus, GB
Nigeria	Okan, NG
	Meren, NG
Brasil	Marimba, BR
	Albacora, BR

Fonte: elaborada pela autora com dados da Rystad Energy

As curvas onde a taxa nominal “Di” foi igual a zero significou que não estavam decrescendo ao longo dos anos, resultando em uma curva em forma de reta. Para essas, não foi possível estimar uma curva de declínio pelo modelo ARPs, que pressupõe que a curva esteja na fase de declínio da produção ao longo dos anos. Isso acontece com as curvas de todos os campos dos países Kuwait e Emirados Árabes, não sendo possível, portanto, estimá-las. As curvas de campos desse tipo precisaram ser excluídas do modelo. Os resultados dos parâmetros citados acima por campo de petróleo de cada país podem ser vistos no anexo B.

Vale ressaltar que não apareceu o tipo Harmônico como resultado de nenhum tipo de curva. O tipo Exponencial de curva foi o mais encontrado. Além disso, quando o resultado foi o tipo Hiperbólico, mas o parâmetro b foi igual a zero, o resultado se aproximou muito do tipo de curva Exponencial.

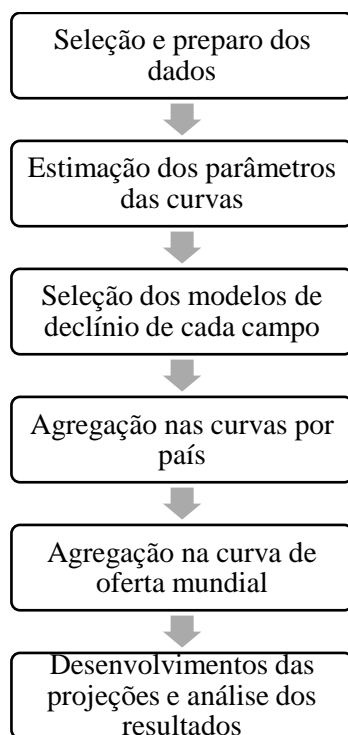
Após encontrados os resultados por campo de produção de cada país analisado, foi possível agregar os resultados de cada campo, através da soma das produções individuais de cada um, a fim de se obter a curva de produção de cada país.

O mesmo método foi aplicado para obtenção da curva estimada de declínio da oferta mundial de petróleo, calculada através da soma das produções individuais de cada país analisado.

Por último, foi possível projetar a produção de cada um dos países, assim como a oferta mundial de petróleo, até o ano de 2050. Os resultados encontrados serão mostrados e discutidas na seção de Resultados, a seguir.

O resumo da metodologia empregada para o estudo de previsão de produção de petróleo está na figura 3.2 abaixo.

Figura 3.2: Fluxograma para o desenvolvimento da análise de produção realizada neste estudo



Fonte: desenvolvido pela autora com base em ARPs (1945)

4. Resultados e Discussão

4.1 Produção dos países produtores Não-OPEP

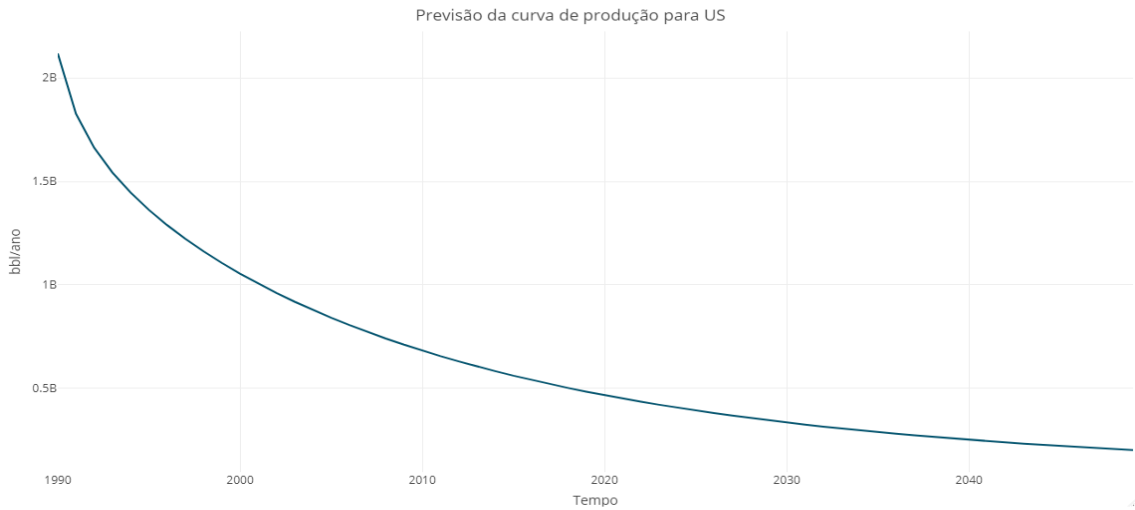
Os resultados das curvas de produção de cada campo foram agregados de forma a obter a curva de produção esperada para cada país da análise, através da soma das produções anuais de cada campo produtor pertencente ao país. O período de projeção considerado foi de outubro de 2021 até o ano de 2050. Abaixo, são mostrados os resultados das curvas dos cinco maiores países produtores de petróleo do mundo não integrantes da OPEP, segundo a BP (2021).

A escala do eixo Y dos gráficos abaixo não foi posto similar entre eles a fim dar maior visibilidade ao tipo de curva encontrada para cada um e da taxa de declínio de cada curva, visto que as produções variam muito de um país para o outro.

A Figura 4.1 mostra o resultado obtido para os Estados Unidos da América (EUA). Os resultados estão em bilhões de barris por ano. Os EUA produziam, em 1990, 2,2 bilhões de barris por ano em seus campos produtores e, em 2020, cerca de 0,5 bilhões de barris. Pelo modelo ARPs, a taxa de declínio encontrada para esse país foi de 0,0145%³⁰, estimando-se que, caso não nenhum campo de petróleo além dos considerados pela análise (produzindo em 1990) iniciasse sua produção no país, em 2050 os EUA produziram abaixo de 0,3 bilhões de barris ao ano. Vale comentar que o tipo de curva de declínio de produção encontrada para os EUA é do tipo Hiperbólica, mas com $b = 0$ praticamente, se aproximando de uma curva Exponencial.

³⁰ A taxa de declínio por país foi estimada a partir da soma da produção dos campos individuais, para ter uma noção aproximada de qual seria a taxa de declínio geral do país. Porém, para as projeções desse trabalho, foram utilizadas as projeções por campo individual.

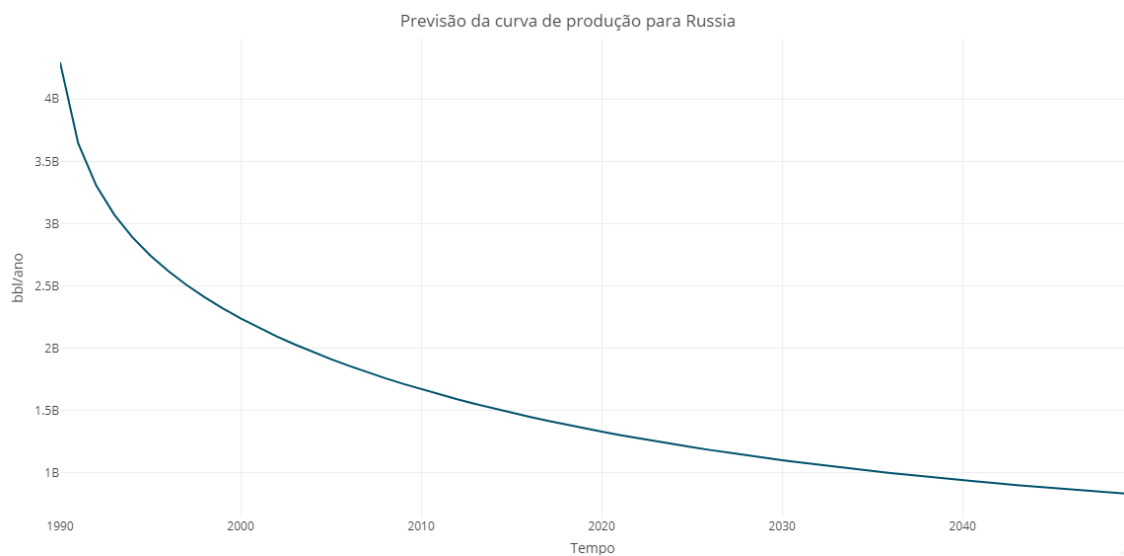
Figura 4.1 – Previsão de produção de petróleo dos EUA (2021-2050)



Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.2 mostra o resultado obtido para a Rússia. Os resultados estão em bilhões de barris por ano. Pode-se ver que a Rússia é o país Não-OPEP com maior produção em 1990, ultrapassando os 4,7 bilhões de barris no ano. O tipo de curva de declínio de produção da Rússia é do tipo Exponencial. A taxa de declínio da produção do país foi estimada em 0,012% ao ano e o país chegaria em 2050 produzindo, sem considerar aumentos de produção de novos campos até lá, mais de 0,8 bilhão de barris por ano.

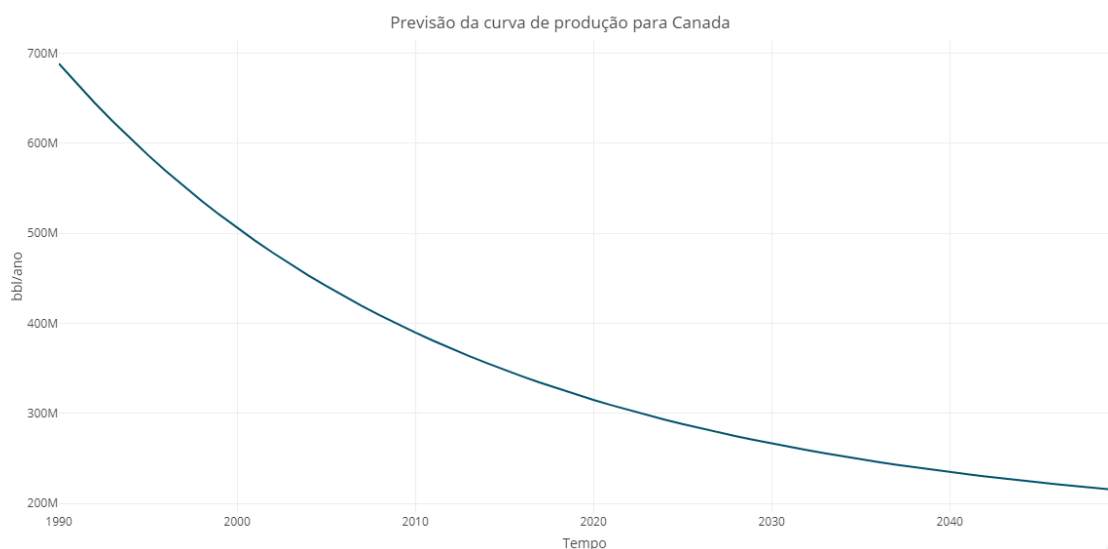
Figura 4.2 – Previsão de produção de petróleo da Rússia (2021-2050)



Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.3 mostra a curva da produção estimada para o Canadá. Os resultados estão em milhões de barris por ano, pois a produção desse país em 1990 é bem inferior ao da Rússia e dos Estados Unidos. O tipo de curva de declínio de produção encontrada para o Canadá é do tipo Exponencial e a taxa de declínio da produção do país foi estimada em 0,0115% ao ano. O país chega em 2050 produzindo, sem considerar aumentos de produção até lá, um pouco acima dos 200 milhões de barris.

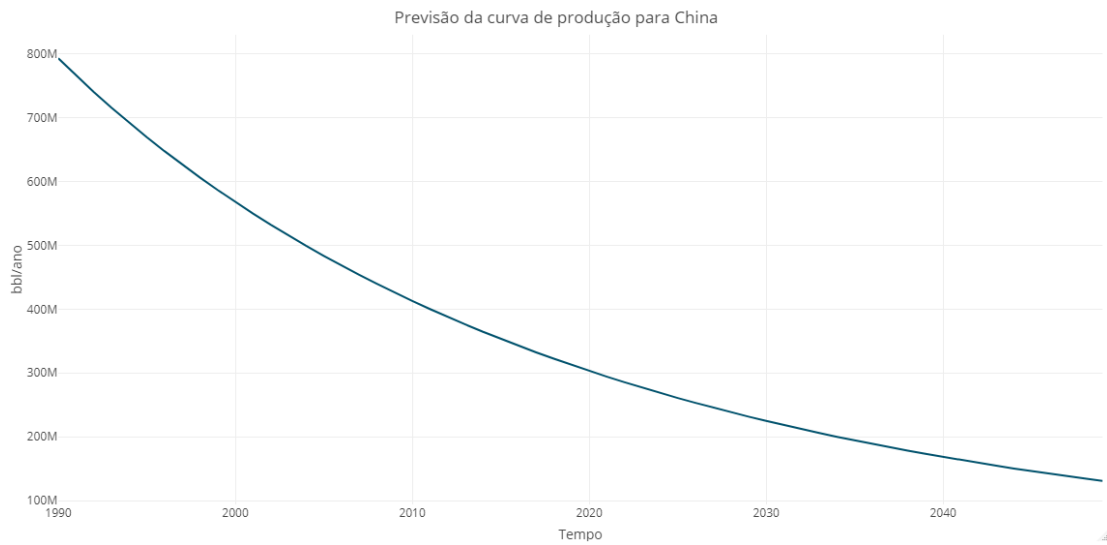
Figura 4.3 - Previsão de produção de petróleo do Canadá (2021-2050)



Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.4 mostra o resultado obtido para a China. Os resultados estão em milhões de barris por ano. O país produz, em 1990, um pouco acima do Canadá, cerca de 812 milhões de barris no ano. A taxa de declínio da produção do país foi estimada em 0,0088% ao ano, chegando em cerca de 150 milhões de barris de produção em 2050 sem considerar novos campos produtores até lá. O tipo de curva de declínio de produção do país é o tipo Exponencial.

Figura 4.4 - Previsão de produção de petróleo da China (2021-2050)

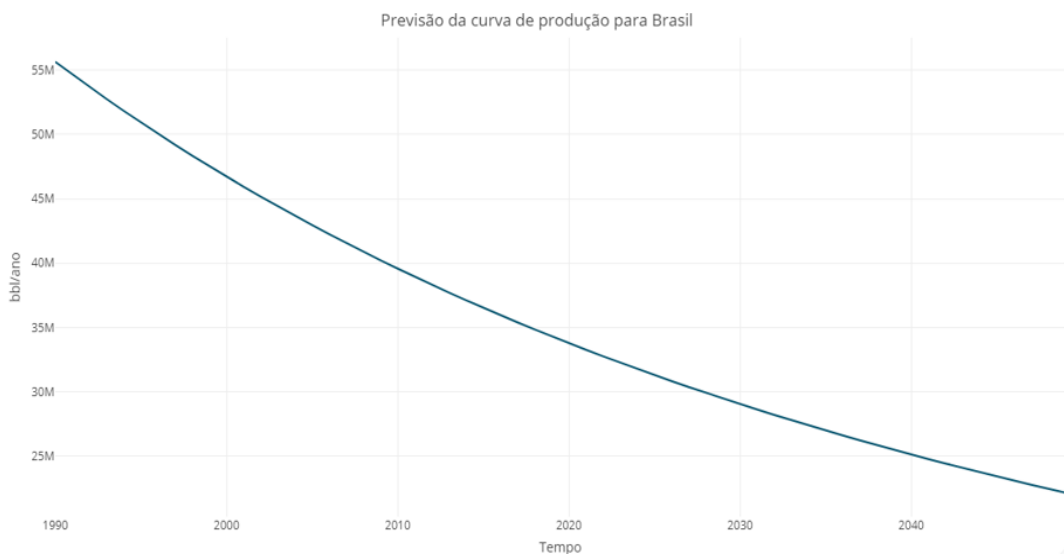


Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.5 mostra o resultado obtido para o Brasil, o quinto maior produtor de petróleo Não-OPEP em 2021, segundo a BP (2021). Os resultados estão em milhões de barris por ano, iniciando em 55 milhões em 1990 e sendo projetado em cerca de apenas 23 milhões de barris em 2050. A taxa de declínio da produção do país foi considerada leve, estimada em 0,0044% ao ano e o tipo de curva de declínio encontrada é o tipo Exponencial.

É importante frisar que esse resultado levou em conta apenas 3 campos produtores de petróleo em 1990, pois o restante ainda não tinha iniciado sua produção. Hoje, no país, já tivemos um aumento considerável de produção com a descoberta e início de produção de novos campos, como é o caso mais recente dos Campos de Tupi e Búzios no Pré-sal da nação.

Figura 4.5- Previsão de produção de petróleo do Brasil (2021-2050)



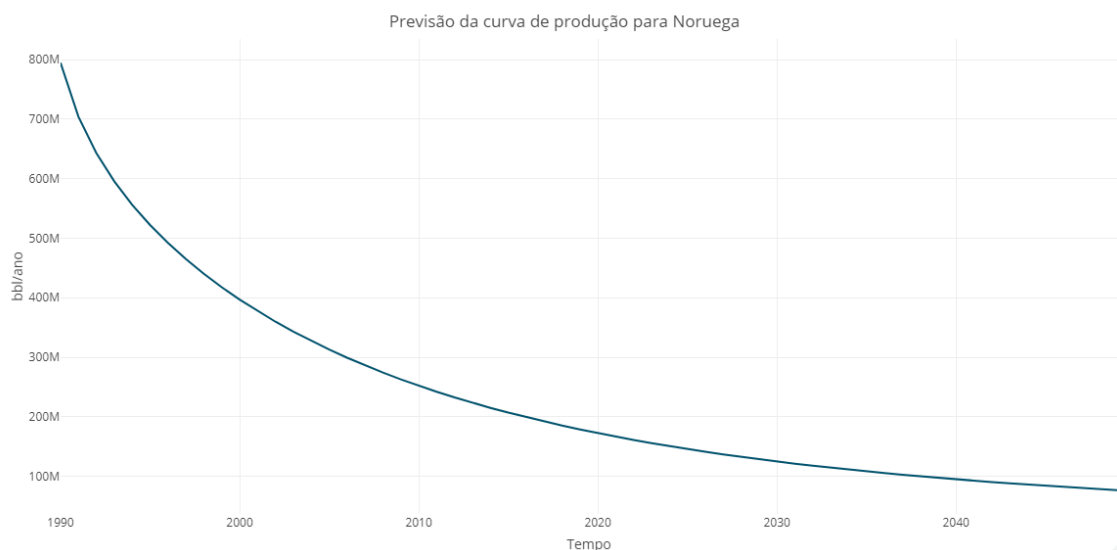
Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.6 mostra o resultado obtido para a Noruega. Os resultados estão em bilhões de barris por ano. A Noruega não estava nos TOP 5 produtores mundiais de petróleo do relatório da BP (2021), contudo, também foi considerada no modelo por ser um país que tem se envolvido com metas de transição energética relevantes, a fim de verificar se os campos cobertos pela análise tiveram um forte decaimento da sua produção no decorrer dos anos, e a projeção dos mesmos até 2050.

Esse país tem como objetivo cortar suas emissões de carbono em 40% até 2030, expandindo sua indústria de energia renovável, apostando no hidrogênio e na energia eólica offshore (INEEP, 2021). Por outro lado, em junho de 2021, sua estratégia energética assegurou que o país não está disposto a ceder quando se trata de explorar seus recursos de petróleo e gás, ao passo em que reconhece que a produção de seus campos deve declinar naturalmente em 65% até 2050 (INEEP, 2021).

Através da previsão da taxa de declínio, estimada em 0,0169% para este país, observou-se a previsão que a Noruega decaia em quase 90% sua produção em 2050 quando comparada aos níveis de 1990, uma das maiores quedas dentre os países Não-OPEP analisados. O país produz em 1990 815 milhões de barris e tem uma curva de declínio do tipo Exponencial.

Figura 4.6 - Previsão de produção de petróleo da Noruega (2021-2050)



Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.7 mostra o resultado obtido para o Reino Unido, mais um país acrescentado na análise a fim de verificar o possível engajamento na transição para energias de baixo carbono.

Em junho de 2019, o Parlamento do Reino Unido (The Climate Act, 2019) aprovou uma legislação que obriga o governo a reduzir as emissões líquidas de gases de efeito estufa do Reino Unido em 100% em relação aos níveis de 1990 até 2050. Fazer isso faria do Reino Unido um emissor 'net zero'. Antes disso, o Reino Unido estava comprometido em reduzir as emissões líquidas de gases de efeito estufa em pelo menos 80% de seus níveis de 1990, também até 2050 (Institute for Government, 2019).

O resultado da estimacão abaixo está em milhões de barris por ano. Produzindo 437 milhões de barris em 1990, esse país foi o que a maior taxa de declínio dentro os países Não-OPEP analisados, de 0,0211%, decaindo para abaixo de 30 milhões projetados em 2050. Isso indica que, de fato, o país reduziu consideravelmente a petróleo, sendo um indicador de provável engajamento na transio para produo e uso de energias mais limpas. O tipo de curva de declínio de produo encontrada para o Reino Unido foi o tipo Exponencial.

Figura 4.7 – Previsão de produção de petróleo do Reino Unido (2021-2050)



Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

É interessante notar que os dados estão proporcionais aos indicados pela BP (2021, pg 25) (Figura 2.24), contudo, deram bem menores, pois esse trabalho considerou apenas os 10 maiores campos produtores em 1990 de cada um dos 10 principais países produtores de petróleo no mundo (5 da OPEP e 5 Não-OPEP) em 2021. Além disso, em alguns países, menos do que 10 campos foram considerados, seja pelo resultado da curva ter sido uma reta ($D_i = 0$), não estando em declínio, seja pelo modelo não considerar campos que entraram em produção a partir de 1990 ($Q_i = 0$ em 1990, não possibilitando a estimação da curva do campo).

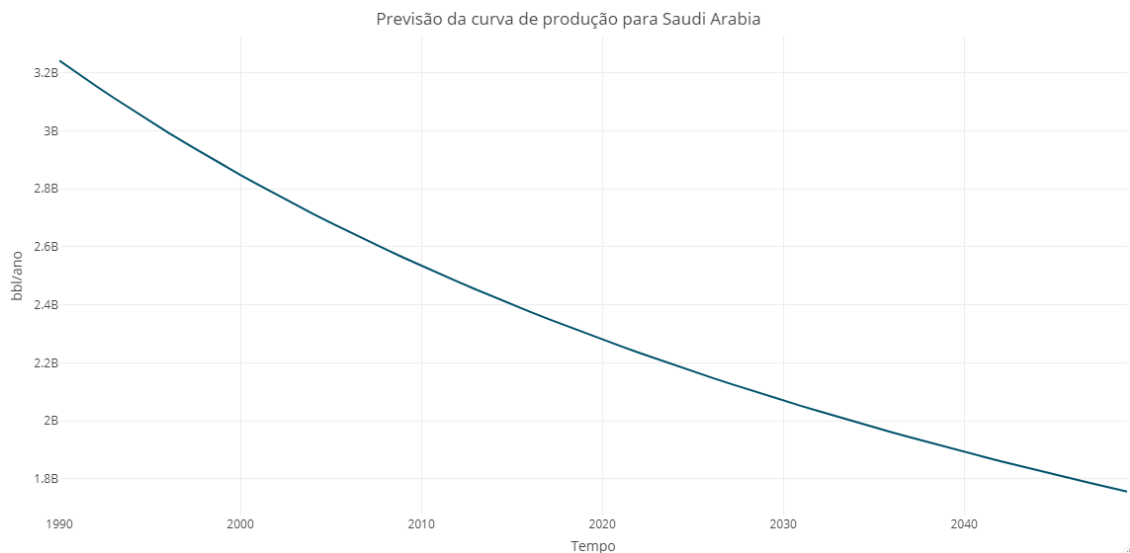
4.2 Produção dos países produtores OPEP

Os resultados das curvas de produção de cada campo foram agregados para formar a curva de produção esperada para cada país integrante da OPEP participante da análise, considerando as produções de cada campo produtor de cada país em 1990, por ano, até 2021, e realizando a projeção da produção de até o ano de 2050.

A Figura 4.8 mostra o resultado obtido para a Arabia Saudita, país da OPEP que mais produziu petróleo em 2021 segundo a BP (2021). Com 8 campos de petróleo produzindo em 1990, o declínio dessa curva foi o menor apresentado até então, com uma taxa de declínio de 0,0033% ao ano. De 3,3 bilhões de barris em 1990, a projeção de produção esperada para esse país em 2050 é de cerca de 1,8 bilhões, mais que 50% da produção de

1990. O tipo de curva de declínio de produção encontrada para a Arabia Saudita é do tipo Exponencial.

Figura 4.8 - Previsão de produção de petróleo da Arabia Saudita (2021-2050)

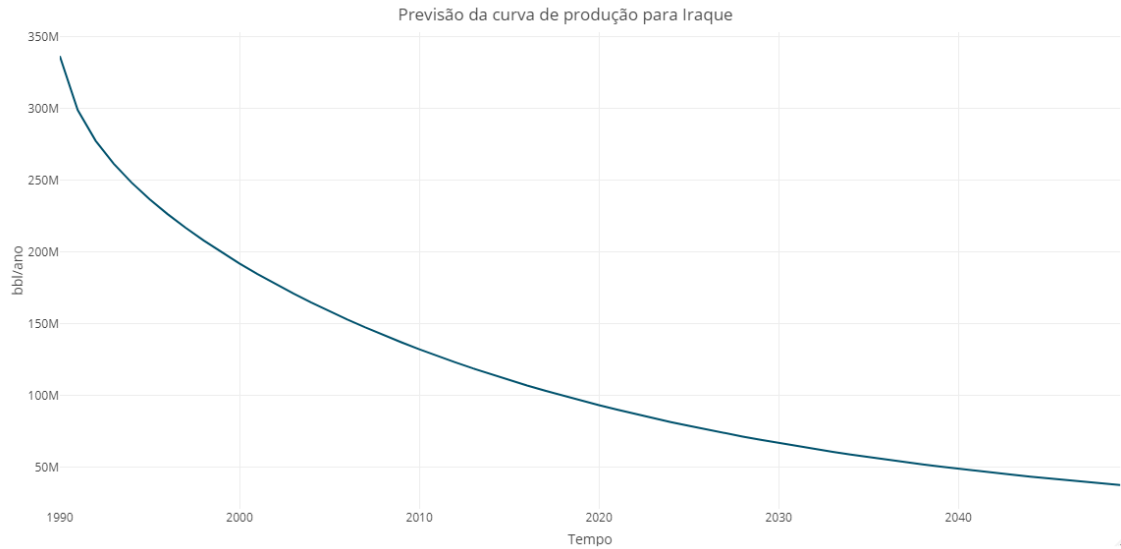


Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.8 mostra o resultado obtido para o Iraque. O decaimento aqui é maior, chegando a abaixo de 50 milhões de barris em 2050. A taxa de declínio da produção do país foi estimada em 0,0093% ao ano e o tipo de curva de declínio encontrada é do tipo Hiperbólica, mas com $b = 0$ praticamente, se aproximando de uma curva Exponencial.

No Iraque, apenas 4 campos estavam produzindo em 1990, e isso pode ter influenciado o baixo valor da projeção para esse país, pois 6 novos campos entraram em produção até 2021.

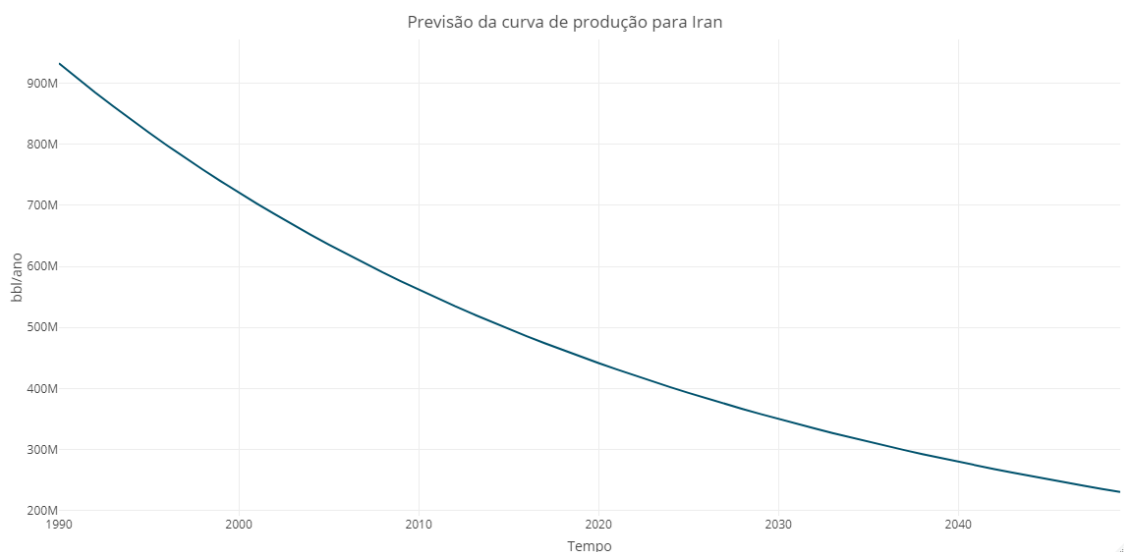
Figura 4.9 – Previsão de produção de petróleo do Iraque (2021-2050)



Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.8 mostra o resultado obtido para o Irã. A curva tem um decaimento mais suave que a do Iraque, com a taxa de declínio da produção do país tendo sido estimada em 0,0068% ao ano. Cinco campos estavam em produção no país em 1990, totalizando 950 milhões de barris. O tipo de curva de declínio de produção encontrada para o Irã é do tipo Exponencial. O projetado é que esse país alcance o patamar dos 220 milhões de barris de petróleo em 2050.

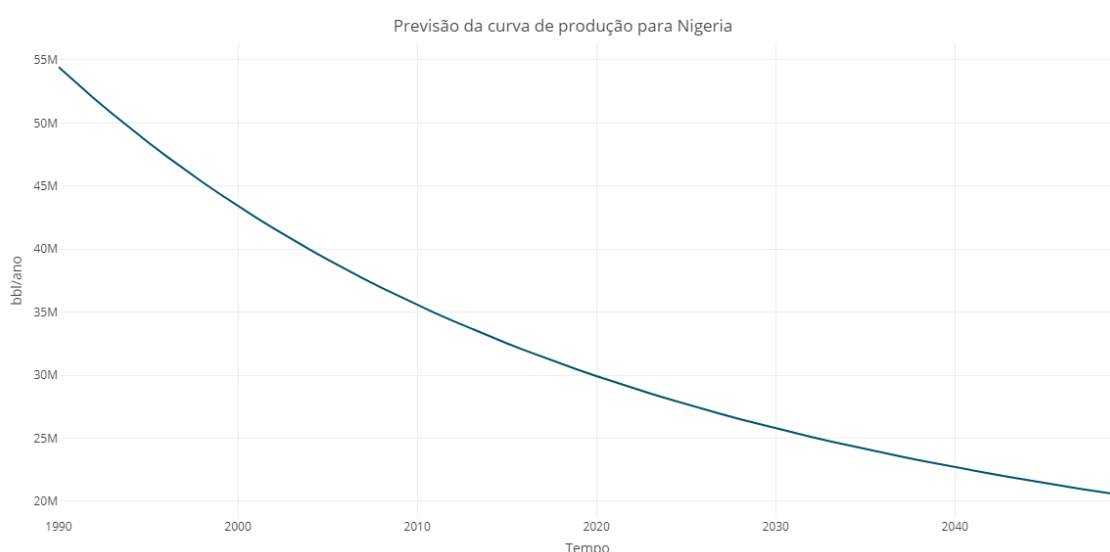
Figura 4.10 – Previsão de produção de petróleo do Irã (2021-2050)



Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

A Figura 4.8 mostra o resultado obtido para a Nigéria. A Nigéria foi inserida na análise de forma a avaliar se, de fato, este país não está preocupado em reduzir a produção de petróleo. Embora apenas 3 campos estivessem produzindo nesse país em 1990, o que já afetou a curva, o decaimento da curva, de fato, não foi elevado. A projeção de produção para esse país em 2050 é de aproximadamente 40% da sua produção em 1990, o que seria alto em relação a projeção de queda dos outros países. A taxa de declínio da produção estimada para esse país foi de 0,0056% ao ano e o tipo de curva de declínio é a Exponencial.

Figura 4.11 - Previsão de produção de petróleo da Nigéria



Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

As curvas de declínio de produção dos Emirados Árabes Unidos e do Kuwait, como já mencionado, não foram encontradas, pois os campos que compunham esses países em 1990 não se apresentaram em declínio a partir desse ano, ou seja, houve alta variação na taxa de produção dos campos que compunham a produção de petróleo desses países entre 1990 e 2021, tornando inviável a aplicação do modelo ARPs para prever declínio de produção nesses campos e, conseqüentemente, desses países.

O fato de as curvas dos campos desses países, integrantes da OPEP, apresentarem aumentos e declínios de produção ao longo dos anos, de forma flutuante, pode estar associado a diversos fatores. Um fator relevante que pode ser associado a esses países é o forte envolvimento em questões da geopolítica de petróleo, como a influência no controle do preço do barril do petróleo, que os leva a aumentar a produção de petróleo de

forma repentina para baixar o preço, por exemplo. Outro exemplo seria a capacidade de interrupção planejada da produção que esses países têm, controlando a oferta mundial.

É interessante notar que, em geral, as taxas de declínio encontradas para os países OPEP foram menores em relação às dos países Não-OPEP. Isso pode refletir os comportamentos potencialmente diferentes de gigantes gerenciados sem restrições políticas à produção e aqueles às vezes limitados controles da OPEP. Além disso, a IEA (2008) mencionou que o tamanho do campo também pode ser um fator-chave na determinação do declínio, o que corroboraria com esse resultado. Outra razão possível é que os campos da OPEP estivessem em fase de “Plateau” por razões políticas, resultando em taxas de declínio menores.

Dos países Não-OPEP, a taxa de declínio da produção Brasileira foi a menor, seguida da Chinesa. Dentro os países da OPEP, o país que apresentou a menor taxa de declínio foi Arabia Saudita, que teve a menor taxa dentre todos os países analisados.

Segue, a seguir, uma tabela resumo com os parâmetros encontrados para a estimativa de curva de declínio de cada país³¹.

Tabela 4.1: Resultado dos parâmetros das curvas por país

Id	País	Tipo de curva	Qtde inicial (Qi)	Taxa nominal (Di, %)	Parâmetro de inclinação (b)
1	Reino Unido	Exponencial	437.160,00	0,0211	-
2	Noruega	Exponencial	814.678,00	0,0169	-
3	EUA	Hiperbólica	2.222.082,00	0,0145	0
4	Rússia	Exponencial	4.657.018,00	0,012	-
5	Canadá	Exponencial	536.064,00	0,0115	-
6	Iraque	Hiperbólica	288.585,00	0,0093	0
7	China	Exponencial	811.953,00	0,0088	-
8	Irã	Exponencial	950.623,00	0,0068	-
9	Nigéria	Exponencial	54.613,00	0,0056	-
10	Brasil	Exponencial	55.870,00	0,0044	-
11	Arabia Saudita	Exponencial	3.274.884,00	0,0033	-
	Mundo	Exponencial	13.836.934,00	0,0091	-

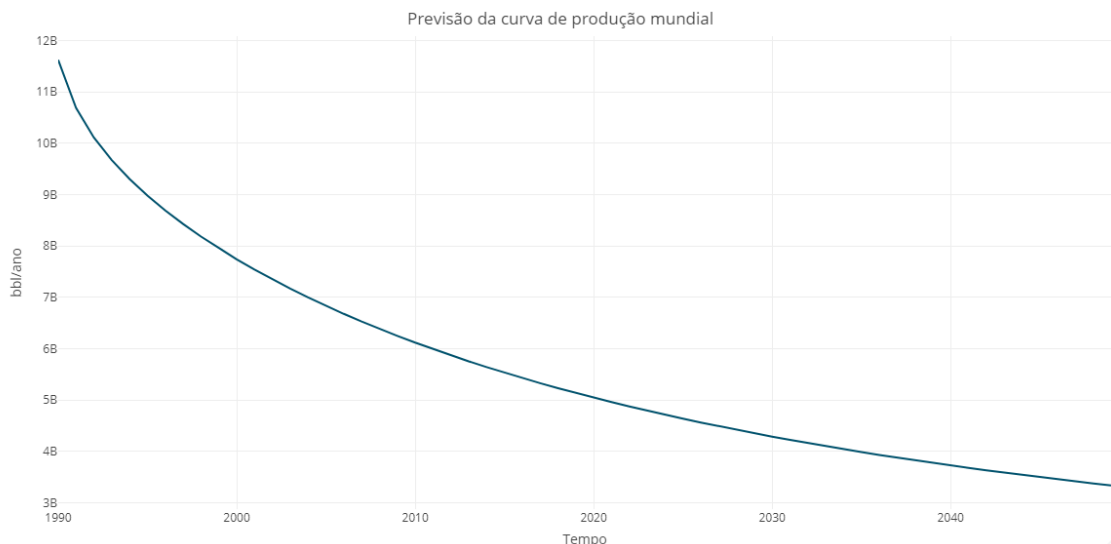
³¹ A taxa de declínio por país foi estimada a partir da soma da produção dos campos individuais, para ter uma noção aproximada de qual seria a taxa de declínio geral do país. Porém, para as projeções desse trabalho, foram utilizadas as projeções por campo individual.

Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

4.3 Produção mundial de petróleo

O resultado da projeção de oferta mundial de petróleo foi obtido agregando os resultados dos 13 países considerados na análise (maiores produtores OPEP e Não-OPEP) através da soma das produções individuais de cada um dos países, para refletir, de forma estimada, a curva de declínio da produção mundial até 2050. O eixo Y da curva indica bilhões de barris por ano. A Figura 4.12 mostra o resultado dessa curva. A taxa de declínio estimada para a curva de oferta mundial foi de 0,0091% ao ano, se aproximando de uma curva de tipo Exponencial.

Figura 4.12 – Previsão da oferta mundial de petróleo (2021-2050)

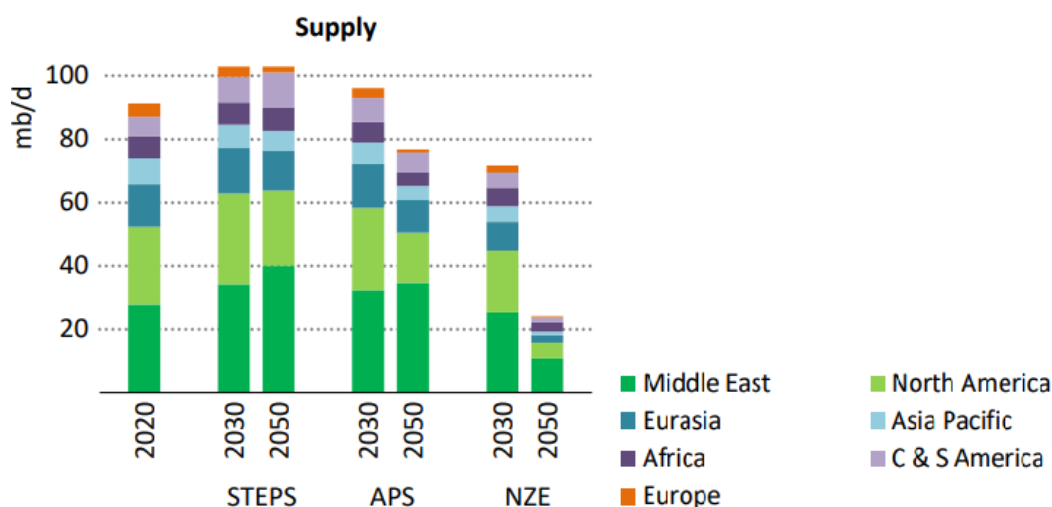


Fonte: elaborada pela autora com dados de Rystad Energy (2021)

Em comparação com trabalhos anteriores que previram a taxa de declínio mundial via modelo ARPs, mencionados no item 3.1, o resultado aqui encontrado para a taxa de declínio mundial foi bem aquém.

A IEA (2021f) publicou recentemente o que espera para a oferta de petróleo em 2020 e 2050 – Figura 4.13 – em milhões de barris por dia.

Figura 4.13 – Oferta mundial de petróleo em 2030 e 2050



Fonte: IEA (2021f, pag. 220)

Em 2020, ao passo que o modelo de previsão de declínio de produção encontrou uma oferta mundial estimada em 5 bilhões de barris, a IEA (2021f) indicou o número de 90 milhões de barris por dia aproximadamente, ou 32 bilhões no ano em 2020, muito acima do estimado pela análise de declínio.

O resultado está bem aquém do de fato produzido mundialmente desde 1990 até o ano de 2020, segundo mostra a IEA (2021f) na Figura 4.13, pelas questões já mencionadas acima de particularidade do modelo: (1) não estão sendo considerados na análise todos os países do mundo; (2) dos países considerados, nem sempre foi possível estimar a curva de declínio para todos os 10 (maiores) campos produtores de cada país, por não estarem em declínio de produção; e (3) campos que iniciaram sua produção apenas após 1990 não puderam ser considerados.

Além disso, a diferença de valores em 2020 indica também que o mundo pode ter aumentado consideravelmente a produção de petróleo a partir de 1990, a partir de novos campos que iniciaram a produção.

Vale ressaltar ainda que, no cenário NZE da IEA (2021f), todas as regiões do mundo reduzem suas produções consideravelmente até 2050. Já nos cenários STEPs e APS, pouca redução de oferta é esperada para os próximos anos. Pela projeção de curva de declínio feita via modelo ARPs, o mundo chegaria em 2050 com uma oferta de cerca de 3,3 bilhões de barris de petróleo, enquanto a IEA mostra que se chegaria em 2050 via

cenário NZE com 7,6 bilhões de barris aproximadamente, bem acima do que se o mundo tivesse parado de aumentar sua oferta em 1990.

4.4 Análise da Produção em comparação com cenários de demanda

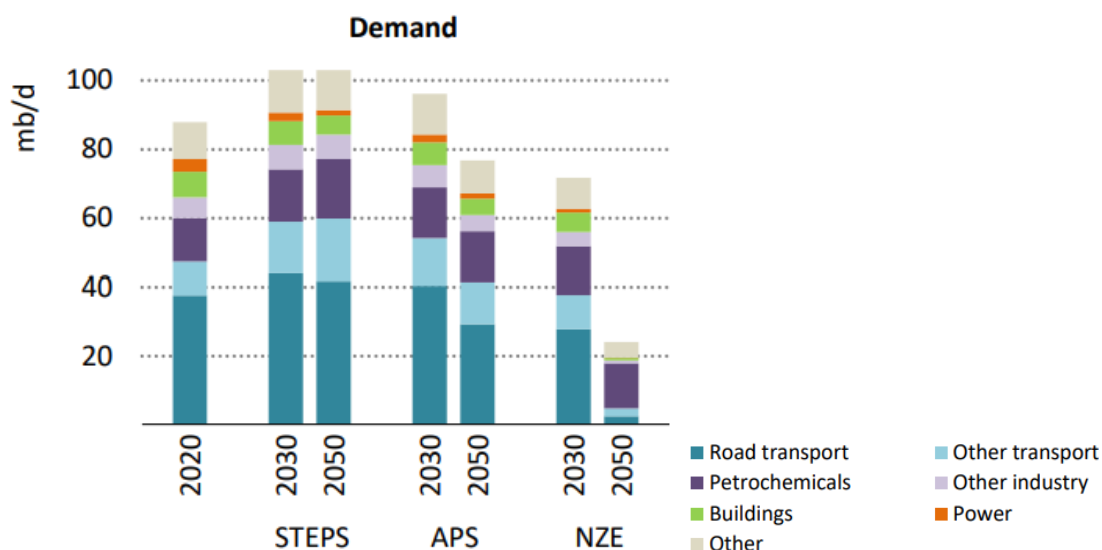
Obtidas as previsões de declínio de produção dos principais produtores OPEP, Não-OPEP e do mundo, é possível relacioná-las com a previsão futura de demanda.

Com relação à China, maior demandante de petróleo mundial hoje, verifica-se que a produção do país continua muito aquém de que é esperado de consumo de petróleo para do país pela CNPC, que espera que a demanda de petróleo atinja o pico em 2030 com 16,5 mbpd ou aproximadamente 6 bilhões de barris de petróleo no ano. Considerando as implicações do modelo ARPs, que não considera incrementos de produção no país além dos 8 campos chineses que estavam produzindo em 1990, o resultado da projeção de produção em comparação com a estimativa de demanda chinesa manterá o país dependente do petróleo de outros países ainda por alguns anos.

A queda de produção do Brasil, obtida via modelo ARPs, não foi muito alta, indicando não só que os campos nacionais têm uma vida alta de produção (baixa taxa de declínio), mas também que a política brasileira não tem a intenção de reduzir consideravelmente a produção de petróleo nos próximos anos. Segundo essa tendência, o Brasil poderá se manter como um exportador líquido de petróleo e exportar, dentre outros, para o mercado chinês, se mantida a demanda.

Com relação ao mundo, destaca-se a comparação de projeção de oferta via modelo ARPs com os cenários de demanda de petróleo divulgados pela Agência Internacional de Energia (IEA, 2021f), apresentada na Figura 4.13 abaixo: Cenário de Políticas Declaradas, “STEP”, Cenário de Compromissos Anunciados, “APS” e Cenário de Emissões Líquidas Zero, “NZE”.

Figura 4.14 – Demanda de petróleo em 2030 e 2050



Fonte: IEA (2021f, pag. 220)

Ao esperar, na Figura 4.12, uma oferta mundial de petróleo de aproximadamente 4,3 bilhões de barris no ano de 2030 (ou 12 milhões de barris por dia) declinante, que chega a apenas 3,3 bilhões de barris no ano de 2050 (ou 9 milhões de barris por dia), nem no cenário de NZE de IEA (2021f), poucos campos de petróleo deveriam ter sido desenvolvidos ainda, após 1990, para atender a essa demanda. E, pelo que a oferta da IEA (2021f) mostrou, foram produzidos.

Embora as reduções na demanda signifiquem que poucos campos de petróleo precisariam ser desenvolvidos no cenário de NZE de IEA (2021f) quando comparado ao resultado da curva de declínio da oferta mundial obtida, mais investimentos são necessários nos campos existentes para reduzir a intensidade das emissões das operações e combater o declínio natural da produção (IEA, 2021f).

Já nos cenários de cenários “STEPS” e “APS” da IEA (2021f), novos campos produtores seriam extremamente necessários para atender aos níveis de demanda de petróleo, mas a ação para obter o máximo das operações existentes ainda pode ser uma abordagem pragmática e econômica. Tais ações poderiam ser de vários tipos, segundo a IEA (2021f):

- Reduzir emissões de fontes existentes de oferta;
- Minimizar as queimas e o vazamento de metano nas queimas de gás;

- Reduzir declínios naturais da produção, com uma melhorada gestão dos reservatórios e, em alguns casos, melhora na recuperação do petróleo;
- Digitalizar operações: tecnologias digitais emergentes podem ajudar a melhorar a eficiência, reduzir custos e reduzir a intensidade das emissões da produção de petróleo e gás.

5. Conclusões

Esta dissertação analisou a expectativa de pico na demanda mundial de petróleo e os motivos que estão levando a isso; encontrou a curva de declínio de oferta mundial esperada até 2050, através da projeção de produção dos 5 países maior produtores da OPEP e dos 5 Não-OPEP, além de Nigéria, Reino Unido e Noruega, e comparou com os três cenários de demanda da IEA (2021): emissões “net zero” (“NZE”), “APS” e “STEPS”.

A demanda mundial de petróleo deve diminuir, a fim de termos um planeta mais limpo e mínimo de desastres ambientais devido ao aquecimento global, onde as emissões de gás carbônico devido à produção de petróleo são relevantes. Pelo cenário NZE, as emissões de gás carbônico devem diminuir em 74% em relação aos níveis de 2020, consistente com a limitação à 1,5°C no aumento da temperatura global do planeta avaliada pelo IPCC. Contudo, é preocupante a constatação que nem todos os países estão compromissados, de fato, com essa redução, e planejam aumentar sua produção de combustíveis fósseis, incluindo o petróleo, entre 2020 e 2030, segundo o *The Production Gap Report* (SEI et al., 2020).

Ao projetar e analisar a taxa de declínio de oferta dos maiores produtores de petróleo dentro e fora da OPEP, pode-se observar que o Reino Unido, a Noruega, os Estados Unidos e a Rússia, todos não integrantes da OPEP, foram os que tiveram a maior taxa de declínio dos campos produtores em 1990. Irã, Nigéria, Brasil e Arabia Saudita foram os que apresentaram as menores taxas, e todos os campos produtores do Kuwait e dos Emirados Árabes em 1990 não se apresentaram em declínio.

A curva de declínio da oferta mundial de petróleo chegaria em 2050 com valores aquém do que seria demanda de petróleo pelo mundo em 2050 segundo a IEA (2021f), mesmo no cenário NZE, indicando que pouco mais teria sido preciso, apenas, de adição de produção dos países do mundo além dos níveis de 1990.

Quando se verifica o nível de produção atual, em 2020, vê-se que o aumento foi considerável a partir de 1990, e, a partir de então, nenhum incremento de oferta seria necessário para atender o nível de demanda esperado no cenário de NZE em 2050. Para atender o cenário “STEPS” até 2030 já seria preciso algum nível de oferta adicional em relação aos níveis atuais.

Havendo excedente de oferta no mundo devido ao pico de demanda mundial de petróleo esperado para os próximos anos, a tendência é que os preços do barril de petróleo caiam, o que poderá tornar não viável economicamente produzir ou até mesmo manter a produção de diversos produtores. Assim, a decisão de aumentar os investimentos em exploração e produção de petróleo nesse momento é não só arriscada do ponto de vista econômico como também vai contra ao que tem sido pedido do mundo e foi comprometido por inúmeros países de diminuir a produção de combustíveis fósseis a fim de se limitar o aumento de temperatura global do planeta.

O Brasil aumentou sua carteira de clientes globais, reduzindo sua participação da China, maior cliente dos excedentes de produção brasileiros hoje, e aumentando principalmente no mercado europeu e norte americano, permitindo resiliência à Petrobras a situações de valor dos diversos mercados de petróleo (PETROBRAS, 2022). Contudo, o país deve-se manter atento ao comportamento do mercado e constantemente avaliar o risco de explorar e desenvolver novos campos de petróleo, visto que essas fases exigem um alto investimento financeiro e o tempo entre comercialidade e produção é alto, tornando elevado o payback da produção nacional.

Para o Brasil, o aumento do custo do frete pode trazer um risco maior frente a seus principais concorrentes no mercado Asiático, em especial a China, maior demandante mundial de petróleo da atualidade. Além disso, embora a qualidade do óleo brasileiro seja boa quando comparada ao *brent*, se caracterizando principalmente como médio doce e não ácido, os poços têm elevado teor de CO₂, aumentando o custo da produção e do transporte do petróleo do pré-sal.

Além disso, foi visto que quase 50% das atividades de petróleo no país se concentram hoje nas fases de Exploração e Desenvolvimento de Petróleo, e que o país, através da Petrobras, planeja aumentar o CAPEX em 23% em atividades de Exploração e Produção. A EPE projeta que a produção de petróleo vai quase dobrar em 10 anos (até 2030). Contudo, a capacidade de processamento de petróleo nas refinarias brasileiras é limitada, e crescerá menos do que o aumento de produção, aumentando a dependência do Brasil de exportar seu excedente de oferta. Isso aumenta a dependência nacional de

mercados externos, aumentando o risco nacional caso haja um declínio de demanda de petróleo no mundo.

Por fim, a pandemia do COVID-19 acelerou mudanças em padrões de comportamento que contribuem para a transição energética global. Contudo, para um cenário de Emissões Líquidas Zero de gás carbônico até 2050 seja alcançado, muito é esperado dos governos, do ritmo da inovação em novas e emergentes tecnologias, da medida em que os cidadãos estão aptos ou dispostos a mudar o comportamento, da disponibilidade de bioenergia sustentável e da extensão e eficácia da colaboração internacional.

O Brasil está antenado nas mudanças, mas deve se manter atento as mudanças de comportamento da demanda de petróleo, a fim de minimizar os riscos para a indústria de petróleo brasileira.

Como sugestão para trabalhos futuros, poder-se-ia analisar o comportamento da produção mundial de petróleo frente a fontes substitutas de energia, se está se caminhando para uma transição energética mundial ou se o petróleo e outros combustíveis fósseis se mantêm como fonte primária de energia no mundo, e qual a previsão atualizada de pico na demanda de petróleo, visto que a intenção de mudanças de comportamento e uso de energia no mundo inteiro.

6. Referências Bibliográficas

Agencia CMA. *Demanda por petróleo em 2021 será menor que em 2019 mesmo com vacina*. 2020. Disponível em <<https://www.agenciacma.com.br/demanda-por-petroleo-em-2021-sera-menor-que-em-2019-mesmo-com-vacina/>> Acesso em: 2021

Al-Fattah e Saudi Aramco. 2021. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920410521000279>>. Acesso em 2021.

Al-Fattah, Saud M. *Non-OPEC conventional oil: Production decline, supply outlook and key implications*. King Fahd University of Petroleum and Minerals (KFUPM), Saudi Aramco, PO Box 8349, Dhahran, 31311, Saudi Arabia. 2020. Disponível em Science Direct.

ANP. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Anuário Estatístico Brasileiro de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis 2020. 2020a. www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2020/anuario-2020.pdf

ANP. 2020b. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-producao>

ANP. 2021a. Exploração e produção de óleo e gás. <http://www.anp.gov.br/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas>

ANP. 2021b. https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/exploracao-e-producao-de-oleo-e-gas/gestao-de-contratos-de-e-p/fase-de-exploracao/copy_of_raexp2020.pdf

ANP. 2021c. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/boletins-anp/bmp/2021/2021-05-boletim.pdf>

ANP. 2021d. <https://www.gov.br/anp/pt-br/centrais-de-conteudo/publicacoes/anuario-estatistico/anuario-estatistico-2021/textos/texto-secao2.pdf>

ANP. 2021e. https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/arq-royalties/prp/arquivos-especificacao-tecnicas-das-correntes-de-petroleo/2021/relatorio-62_-revisao-anual-resol-703-2017-exercicio-2021_anexo.pdf

ANP. 2021f. <https://www.gov.br/anp/pt-br/assuntos/royalties-e-outras-participacoes/arq-royalties/prp/mc/2021/metodologia-calculo-2021-05.pdf>

ARIGA, Joshua M. *Internalizing Environmental Quality in a Simple Endogenous Growth Model*. Department of Agricultural and Resource Economics, University of Maryland Collge Park, MD 20742. 2002. Disponível em <https://www.researchgate.net/profile/Joshua_Ariga/publication/228725884_Internalizing_Environmental_Quality_in_a_Simple_Endogenous_Growth_Model/links/00b7d51b77ca9ba306000000.pdf>. Acesso em 2021.

BAHRAMI, Mohsen; ABBASZADEH, Payam. *An overview of renewable energies in Iran*. Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 24 (2013), pag 198-208. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113002025>> Acesso em 2021.

BBC, 2021 <https://www.bbc.com/portuguese/geral-56604972>

BERTOLOTO, Rodrigo F. *Previsão de fretes de navios petroleiros no mercado spot*. 2018. Puc-Rio. Disponível em <<https://www.maxwell.vrac.puc-rio.br/35800/35800.PDF>>. Acesso em 2022.

BLOOMBERG. *Peak oil is Suddenly Upon Us*. 2020. Disponível em <<https://www.bloomberg.com/graphics/2020-peak-oil-era-is-suddenly-upon-us/>> Acesso em : 2021.

BP. British Petroleum. *Energy Outlook: 2020 edition*. 2020a. Disponível em <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-re-view/bp-stats-review-2020-full-report.pdf>>. Acesso em: 2021.

BP. British Petroleum. 2020b. *Oil*. Disponível em <<https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/demand-by-fuel/oil.html>> Acesso em: 2021

BP. British Petroleum. 2020c. *From international oil company to integrated energy company: BP sets out strategy for decade of delivery towards net zero ambition*. 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. British Petroleum. *Statistical Review of World Energy 2021*. 2021. Disponível em <<https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2021-full-report.pdf>> Acesso em: 2021.

BRAGA, Luciana Palmeira. *O Processo de Individualização da Produção na Área do Pré-Sal e os Potenciais Problemas Práticos Advindos da Convivência dos Três Modelos de Contratos Internacionais de Petróleo*. 2012. COPPE/UFRJ.

Climate Action Tracker. *Paris Agreement Turning Point*. 2020. Disponível em <https://climateactiontracker.org/documents/829/CAT_2020-12-01_Briefing_GlobalUpdate_Paris5Years_Dec2020.pdf> Acesso em: 2021.

CMJORNAL.PT. *Nigéria acusa Europa de incoerência na transição energética*. 2021. África. Disponível em <<https://www.cmjornal.pt/mundo/africa/detalhe/nigeria-acusa-europa-de-incoerencia-na-transicao-energetica#:~:text=Vice-presidente%20da%20Nig%C3%A9ria%20considera%20que%20%27uma%20transi%C3%A7%C3%A3o%20energ%C3%A9tica,aniquilado%20devido%20%C3%A0%20transi%C3%A7%C3%A3o%20para%20energias%20mais%20limpas.>>>. Acesso em 2022.

Dagoumas, Athanasios; Perifanisa, Theodosios; Polemis, Michael. 2018. *An econometric analysis of the Saudi Arabia's crude oil strategy*. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301420718302526?via%3Dihub>> Acesso em 2021.

EIA. U.S. Energy Information Administration. *Crude oils have different quality characteristics*. 2012. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7110>

EIA. U.S. Energy Information Administration. 2017. <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=33012>

EIA. U.S. Energy Information Administration. *China*. 2020. <https://www.eia.gov/international/analysis/country/CHN>

EIA. U.S. Energy Information Administration. *What Drives Crude Oil Prices?* 2021. Disponível em <<https://www.eia.gov/finance/markets/crudeoil/demand-nonoecd.php>> Acesso em: 2021.

Energy Intelligence Group. *Oil Daily*. 2020. Disponível em <https://www.energyintel.com/pages/eig_article.aspx?DocId=1076089> Acesso em: 2021

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Projeção de preços internacionais de petróleo e derivados:2020 -2030*. 2020a. Disponível em <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-542/NT-EPE-DPG-SDB-2020-04_Pre%C3%A7os%20Petr%C3%B3leo%20e%20Derivados_2020_2030.pdf> Acesso em 2021.

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Preços Internacionais de Petróleo e Derivados*. 2020b. <http://antigo.mme.gov.br/documents/36208/1209674/09+-+Caderno+de+Pre%C3%A7os+Internacionais+de+Petr%C3%B3leo+e+Derivados/e414f467-047b-4d76-3f2d-562c7d955759?version=1.1>

EPE. Empresa de Pesquisa Energética. *Oil Price Forecasts2021-2030*. 2021. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-565/SR-EPE-DPG-SDB-2021-01_Oil%20price%20forecasts_2021.02.05.pdf

EPE. 2021b. https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf

ExxonMobil. *Energy Demand: Three drivers*. 2019. Disponível em <<https://corporate.exxonmobil.com/Energy-and-innovation/Outlook-for-Energy/Energy-demand#Threedriversofenergydemand>>. Acesso em: 2021.

Equinor. *Energy Perspectives 2020*. 2020. <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&ved=2ahUKEwiW48nBtKHhAhVhJLkGHX3NDHMqFnoECACQAw&url=https%3A%2F%2Fwww.equinor.com%2Fcontent%2Fdam%2Fstatoil%2Fimage%2Fhow-and-why%2Fenergy-perspectives%2F2020%2Fenergy-perspectives-report-2020-i.pdf&usg=AOvVaw0y2TKNyRSdHeRIYFrLzGZV>

FATIMA et al. *Oil demand forecasting for China: a fresh evidence from structural time series analysis*. 2018. Disponível em: <<https://link.springer.com/article/10.1007/s10668-018-0081-7>>. Acesso em 2021.

Financial Times. *Coronavirus leads to 'staggering' drop in global energy demand*. 2020. <https://www.ft.com/content/ee88c064-2fac-4a08-aad5-59188210167b>

Financial Review. *China's net-zero goal to send coal, oil demand diving*. 2020. Disponível em: <<https://www.afr.com/companies/energy/china-s-net-zero-goal-to-send-coal-oil-demand-diving-20200924-p55yxf#:~:text=The%20firm%20is%20forecasting%20China%27s%20oil%20demand%20will,tan%206%20million%20barrels%20a%20day%20by%202050>>

FGV. *O Programa Reate e a Desmistificação do Fraturamento Hidráulico no Brasil*. 2018. Disponível em: <https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_dezembro-reate_final_0.pdf>. Acesso em 2022.

FGV IBRE. *Duas visões distintas sobre o risco inflacionário do pacote de Biden*. 2021. Disponível em <<https://portalibre.fgv.br/revista-conjuntura-economica/carta-da-conjuntura/duas-visoes-distintas-sobre-o-risco-inflacionario>> Acesso em 2021.

FGV. 2021. Disponível em http://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/30199/manual_petroleo_qualidade-fq_precos_e_mercados_jan_21_aprovado.pdf?sequence=1&isAllowed=y > . Acesso em 2021.

- Gomes, Ieda. 2019. <https://editorabrasilenergia.com.br/partilha-vs-concessao/>
- Hapag-Lloyd. *IMO 2020*. 2019. <https://www.hapag-lloyd.com/pt/about-us/sustainability/imo-2020.html>
- HOOKE, Mikael; Hirsch, Robert; Aleklett, Kjell. *Giant oil field decline rates and their influence on world oil production*. 2009. Disponível em *Science Direct*.
- IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. *Evolução da produção, exportação e importação de petróleo no Brasil: 2005-2020*. 2020. Disponível em <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/producao-importacao-e-exportacao-de-petroleo/>>. Acesso em 2020.
- IBP. Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás. *Projeções de longo prazo de demanda por petróleo*. 2021. Disponível em: <<https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/projecoes-de-longo-prazo-de-demanda-por-petroleo/>>. Acesso em 2021.
- Instituto Brasileiro de Petróleo e Gás – IBP. 2021b. Disponível em: <https://www.ibp.org.br/observatorio-do-setor/snapshots/producao-acumulada-de-petroleo-e-reservas-provadas-por-bacia/>. Acesso em 2021.
- IEA. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2008*. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2008>>. Acesso em 2022.
- IEA. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2019*. 2019a. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019/oil>>. Acesso em: 2020.
- IEA. International Energy Agency. *Sustainable Development Scenario*. 2019b. Disponível em <<https://www.iea.org/reports/world-energy-model/sustainable-development-scenario>> Acesso em: 2020.
- IEA. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2020*. 2020a. Disponível em https://iea.blob.core.windows.net/assets/80d64d90-dc17-4a52-b41f-b14c9be1b995/WEO2020_ES.PDF Acesso em: 2020.
- IEA. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2020. Sumário Executivo*. 2020b. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/8b420d70-b71d-412d-a4f0-869d656304e4/BrazilianPortuguese-Summary-WEO2020.pdf>
- IEA. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2020c* <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2020?mode=overview>
- IEA. International Energy Agency. *Oil demand growth by sector, 2017-2030*. 2020d. <https://www.iea.org/search/charts?q=Oil%20demand%20growth%20by%20sector>
- IEA. International Energy Agency. *Global EV Outlook*. 2020e. <https://www.iea.org/reports/global-ev-outlook-2020>
- IEA. International Energy Agency. *Key Findings*. 2020f. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020/key-findings#abstract>
- IEA. International Energy Agency. *Fuel Supply*. 2020g. <https://www.iea.org/reports/world-energy-investment-2020/fuel-supply#abstract>
- IEA. International Energy Agency. World. 2020h. <https://www.iea.org/reports/world-energy-balances-overview/world>
- IEA. International Energy Agency. World. 2020i. International Shipping. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/international-shipping-2>. Acesso em 2021.

IEA. International Energy Agency. *Oil 2021*. 2021a. Disponível em <<https://www.iea.org/reports/oil-2021>>. Acesso em: 2021.

IEA. International Energy Agency. 2021b. *Global Energy Review: CO2 Emissions in 2020. Understanding the impacts of Covid-19 on global CO2 emissions*. Disponível em <<https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020>>. Acesso em: 2021.

IEA. International Energy Agency. 2021c. *Oil 2021. Analysis and forecast to 2026*. Disponível em <https://iea.blob.core.windows.net/assets/1fa45234-bac5-4d89-a532-768960f99d07/Oil_2021-PDF.pdf> Acesso em 2021.

IEA. International Energy Agency. *China*. 2021d. Disponível em: <<https://www.iea.org/countries/china>>.

IEA. International Energy Agency. *Net Zero by 2050 – A Road map for the Global Energy Sector*. 2021e. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroby2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf>

IEA. International Energy Agency. *World Energy Outlook 2021*. 2021f. <https://iea.blob.core.windows.net/assets/4ed140c1-c3f3-4fd9-acae-789a4e14a23c/WorldEnergyOutlook2021.pdf>

INE. 2020. Disponível em <<http://www.ine.cn/upload/20200415/1586917782215.pdf>> Acesso em 2021.

INEEP – Instituto de Estudos Estratégicos de Petróleo, Gás natural e Biocombustíveis. *Autonomia e segurança energética impulsionam transição para fontes renováveis na Europa*. Disponível em: <<https://ineep.org.br/autonomia-e-seguranca-energetica-impulsionam-transicao-para-fontes-renovaveis-na-europa/>>. Acesso em 2022.

Institute for Government. *UK net zero target*. 2019. Disponível em <<https://www.instituteforgovernment.org.uk/explainers/net-zero-target>>. Acesos em 2022.

IPCC. Intergovernmental Panel on Climate Change. *Global warming of 1.5°C*. 2019. Disponível em https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/sites/2/2019/06/SR15_Full_Report_High_Res.pdf. Acesso em: 2020.

KHARECHA, P. A.; HANSEN, J. E. *Implications of “peak oil” for atmospheric CO2 and climate*. 2008. Disponível em <<https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1029/2007GB003142>> Acesso em 2020.

KICKEY, Kate. *Look at the New EU Legislation for Cars and Vans*. 2019. Disponível em <<https://www.ahssinsights.org/news/a-look-at-the-new-eu-legislation-for-cars-and-vans/Gitman>, Jacob. *Peak Oil*. 2019. Disponível em <<https://www.peakoil.net/renewable/jacob-gitman-on-climate-change-and-the-need-for-renewable-energy>>. Acesso em 2020.

Lei nº 9487/1997. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/19478.htm

Lei nº 12.276/2010. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112276.htm

Lei nº. 12.351. http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2007-2010/2010/lei/112351.htm

Li, Jingrui; Wang, Rui; Wang, Jianzhou; Li, Yifan. *Analysis and forecasting of the oil consumption in China based on combination models optimized by artificial intelligence algorithms*. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544217320625?via%3Dihub>>

LIN, Boqiang; WU, Wei. *The impact of electric vehicle penetration: A recursive dynamic CGE analysis of China*. 2021. <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988320304266>

Liu Z., et al. *Near-real-time data captured record decline in global CO2 emissions due to COVID-19*. 2020. Disponível em < <https://arxiv.org/ftp/arxiv/papers/2004/2004.13614.pdf>.>

Manda, Prinisha e Nzaki, D. B. *The Evaluation and Sensitivity of Decline Curve Modelling*. 2020. South Africa. Oil and Gas Production and Processing Research Unit, School of Chemical and Metallurgical Engineering, University of the Witwatersrand, Johannesburg 2000, South Africa; Diakanua.Nkazi@wits.ac.za.

MMA. Ministério do Meio Ambiente. *Acordo de Paris*. 2020. Disponível em < <https://www.mma.gov.br/clima/convencao-das-nacoes-unidas/acordo-de-paris>> Acesso em: 2020.

NGUYEN, X. P. et al. *Record decline in global CO2 emissions prompted by COVID-19 pandemic and its implications on future climate change policies*. 2021. Disponível em <<https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.1080/15567036.2021.1879969>>. Acesso em 2021.

NYQUIST, S; RUYS, Jurriaan. *CO2 abatement: Exploring options for oil and natural gas companies*. 2009. Disponível em: < <https://www.mckinsey.com/~media/McKinsey/Industries/Oil%20and%20Gas/Our%20Insights/CO2%20abatement%20Exploring%20options%20for%20oil%20and%20natural%20gas%20companies/CO2%20abatement%20Exploring%20options%20for%20oil%20and%20natural%20gas%20companies.pdf>> Acesso em: 2020.

NOROUZI, N. et al. *When pandemics impact economies and climate change: Exploring the impacts of COVID-19 on oil and electricity demand in China*. Energy Research & Social Science. Volume 68, October 2020, 101654. 2020. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629620302292#b0075>>. Acesso em 2021.

OFFSHORE TECHNOLOGY. *Oil industry pins hope on strong plastics demand, finds report*. 2020. Disponível em <https://www.offshore-technology.com/news/industry-news/oil-industry-plastics-demand-report/>. Acesso em 2021.

OHARA, Amanda Paiva. *Possíveis Destinos para o Excedente de Petróleo Brasileiro: Um Estudo Sobre o Mercado Chinês*. 2014.

OLIVEIRA, José J. M.. *O Pré-Sal Brasileiro e o Problema da Corrosão por CO2*. 2015. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/311066120_O_Pre-Sal_Brasileiro_e_o_Problema_da_Corrosao_por_CO2> . Acesso em janeiro de 2022.

OLIVEIRA, Adilson de. *Cenário Energético Internacional: Implicações para o Brasil*. 2020. Disponível em <<https://cenariospetroleo.editorabrasilenergia.com.br/cenario-energetico-internacional-implicacoes-para-o-brasil/>>. Acesso em 2021.

OPEC. Organization of the Petroleum Exporting Countries. 2020. Disponível em <<https://woo.opec.org/pdf-download/>> Acesso em 2021.

Oxford Energy. *Glimpses of Chinas Energy Future*. 2019. Disponível em <<https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2019/09/Glimpses-of-Chinas-energy-future.pdf>>. Acesso em 2021.

PETROBRAS. *Recebemos autorização para iniciar produção antecipada no campo de Búzios*. 2014. Disponível em <https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/recebemos-autorizacao-para-iniciar-producao-antecipada-no-campo-de-buzios.htm>. Acesso em 2022.

PETROBRAS. *A descoberta de um campo de petróleo e gás natural em 5 passos*. 2015. Disponível em: <<https://petrobras.com.br/fatos-e-dados/a-descoberta-de-um-campo-de-petroleo-e-gas-natural-em-5-passos.htm>>. Acesso em 2021.

- PETROBRAS. *PETROBRAS DAY*, 2020. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/174ab356-7f22-96e7-6828-94b10fcb3349?origin=1>> Acesso em 2021.
- PETROBRAS. 2020b. Disponível em: <<https://epbr.com.br/wp-content/uploads/2020/12/PNG-PB-2025-apresentacao-30-de-novembro.pdf>> Acesso em 2021.
- PETROBRAS. *Formulário de Referência - 2021*. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/0d601218-820c-4990-0a74-e58c8eca1405?origin=1>> Acesso em 2021.
- PETROBRAS. *Planejamento Estratégico 2022-2026*. 2021. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/6d98b296-503c-53cc-1f9e-153a904e8066?origin=1>>
- PETROBRAS. *Desempenho no 4º Trimestre de 2021 (fev 2022)*. 2022. Disponível em: <<https://api.mziq.com/mzfilemanager/v2/d/25fdf098-34f5-4608-b7fa-17d60b2de47d/3c962c72-7852-e12c-5753-d38757dd5216?origin=1>>. Acesso em 2022.
- PINTO, Eduardo Costa. *Os testes dos valores recuperáveis dos ativos (impairments) da Petrobras: dimensões técnicas, econômicas e políticas*. 2020. Disponível em: <<https://epbr.com.br/os-testes-dos-valores-recuperaveis-dos-ativos-impairments-da-petrobras-dimensoes-tecnicas-economicas-e-politicas-por-eduardo-costa-pinto/>> Acesso em 2021.
- PUC-Rio. Capítulo 3. Tese aberta. Disponível em: <http://www2.dbd.puc-rio.br/pergamum/tesesabertas/0116493_03_cap_03.pdf> Acesso em 2021.
- Reuters, 2015. *Presidente do IBP vê pré-sal competitivo com alta produtividade e custo menor*. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/negocios-energia-petroleo-presal-idBRKCN0SG2TB20151022>>. Acesso em 2021.
- Reuters. *China's primary energy use to peak in 2035 - CNPC research*. 2020. Disponível em: <<https://www.reuters.com/article/us-china-energy-cnpc-forecast-idUSKBN28R0SE>>. Acesso em 2021.
- RITCHIE, Hannah; ROSER, Max. *Oil: what share of energy comes from oil?* Our World in Data, Energy Mix. 2020. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy-mix>> Acesso em 2021.
- RITCHIE, Hannah; ROSER, Max. *Global primary energy: how has the mix changed over centuries?* Our World in Data, Energy Mix. 2020. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/energy-mix>>. Acesso em 2021.
- Rystad Energy. *Not a peak, but a plateau: Oil demand to hit inflection at 102 million bpd in 2026*. 2021a. Disponível em <www.rystadenergy.com> Acesso em 2021.
- Rystad Energy. *Oil Market Outlook*. 2021b Material recebido da Rystad Energy por email e disponível em Power Point.
- Rystad Energy. *Global E&P capex will reach 13-year low*. 2021c. Disponível em: <<https://www.ogj.com/general-interest/economics-markets/article/14173024/rystad-global-ep-capex-will-reach-13year-low>>. > Acesso em 2021.
- Rystad Energy. *Oil production costs reach new lows, making deepwater one of the cheapest sources of novel supply*. 2020. Disponível em: <<https://www.rystadenergy.com/newsevents/news/press-releases/oil-production-costs-reach-new-lows-making-deepwater-one-of-the-cheapest-sources-of-novel-supply/>>. > Acesso em 2021.
- Shan, Y. et al. *China CO2 emission accounts 2016–2017*. 2020. Sci Data, 7 (1) (2020), pp. 1-9 Disponível em <<https://www.nature.com/articles/s41597-020-0393-y>> Acesso em 2021.

SEI, IISD, ODI, E3G, UNEP (2020). *The Production Gap Report: 2020 Special Report*. 2020. Disponível em <<http://productiongap.org/2020report>> Acesso em 2021.

Shell. *Our Climate Target*. 2020. Disponível em <<https://www.shell.com/energy-and-innovation/the-energy-future/shells-ambition-to-be-a-net-zero-emissions-energy-business.html#iframe=L3dlYmFwcHMvY2xpbWF0ZV9hbWJpdGlubi8>> Acesso em 2021.

S&P Global Platts. 2020. *Peak oil production seen by 2040 as IEA calls 2020 'turning point' for energy*. Disponível em: <<https://www.spglobal.com/platts/en/market-insights/latest-news/coal/083120-peak-oil-production-seen-by-2040-as-iea-calls-2020-turning-point-for-energy>>. Acesso em: 2021.

SIOSHANSI, Fereidoon; WEBB, Jeremy. *Transitioning from conventional to electric vehicles: The effect of cost and environmental drivers on peak oil demand*. Economic Analysis and Policy. Volume 61, March 2019, Pages 7-15 Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0313592618303643>> Acesso em 2021.

The climate Change Act 2008 (2050 Target Amendment) Order 2019. Disponível em <www.legislation.gov.uk/ukxi/2019/1056/contents/made>. Acesso em 2022.

Total Energies. *Total Energy Outlook 2020*. 2020. Disponível em <https://aqaproductbackoffice.total.com/sites/g/files/nytnzq1111/files/documents/2020-10/en_total_energy_outlook_2020_transcript-securise.pdf>. Acesso em: 2021.

Tracking SDG7: The energy progress report (2021). 2021. Disponível em: <<https://reliefweb.int/report/world/tracking-sdg7-energy-progress-report-2021>>. Acesso em: 2021.

U.S. Department of State. *The United States Officially Rejoins the Paris Agreement*. 2021. Disponível em <<https://www.state.gov/the-united-states-officially-rejoins-the-paris-agreement/>> Acesso em: 2021.

UNEP. *Emissions Gap Report 2020*. 2020. Disponível em < <https://www.unep.org/emissions-gap-report-2020>> Acesso em: 2020.

UNICAMP, 2008. Disponível em < <https://www.unisim.cepetro.unicamp.br/online/UNISIM-ON-LINE-N23.PDF>>. Acesso em: 2021.

WRI Brasil. Os resultados da Cúpula da Ambição Climática e os próximos passos até a COP 26. 2020. Disponível em <<https://wribrasil.org.br/pt/blog/os-resultados-da-cupula-da-ambicao-climatica-e-os-proximos-passos-ate-cop-26>>. Acesso em: 2021.

WRI. World Resources Institute. *4 Questions About China's New Climate Commitments*. 2020. Disponível em <<https://www.wri.org/blog/2020/09/4-questions-about-chinas-new-climate-commitments>>. Acesso em: 2021.

WANG, Ke et al. *Coronavirus pandemic reduced China's CO2 emissions in short-term, while stimulus packages may lead to emissions growth in medium- and long-term*. 2020. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261920312253>>. Acesso em: 2021.

WEFORUM. *What the future may hold for oil amidst COVID-19*. 2020. Disponível em <<https://www.weforum.org/agenda/2020/04/the-week-when-oil-cost-minus-38-a-barrel-what-it-means-whats-coming-next>> Acesso em 2021.

XU, L; Chen, N; Chen, Z. *Will China make a difference in its carbon intensity reduction targets by 2020 and 2030?* Appl. Energy, 203 (2017) Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261917308401?via%3Dihub>>. Acesso em: 2021.

Y. Wang, H. Li, Q. Song, Y. Qi. *The consequence of energy policies in China: a case study of the iron and steel sector*. 2017. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0921344915300422?via%3Dihubcccc>>

YILDIZ, İlhami. *1.12 Fossil Fuels*. Comprehensive Energy Systems. Volume 1, 2018, Pages 521-567. Disponível em <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/B9780128095973001115>>. Acesso em: 2021.

YERGIN, Daniel. *O Petróleo: uma história de ganância, dinheiro e poder*. São Paulo: Scritta, 1992.

Zhang, H.; Rietz, D.; Cagle, A.; Cocco, M.; Lee, J. *Extended exponential decline curve analysis*. J. Nat. Gas Sci. Eng. 2016, 36, 402–413. Disponível em Science Direct <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S187551001630720X?via%3Dihub>>. Acesso em 2021.

**ANEXO A - Lista dos Campos produtores de petróleo em 1990
de cada país utilizado na análise**

País	Campos em produção em 1990 (até os 10 maiores)
EUA	Western Gulf Province_LA_Other Partner(s), US
	Anadarko Shelf_KS_Other Partner(s), US
	Western Gulf Province_TX_Other Partner(s), US
	Western Gulf Province_TX_Hilcorp Energy, US
	Western Gulf Province (Southeast, Swift Energy acquisition)_LA_Hilcorp Energy, US
	Anadarko Shelf_OK_Other Partner(s), US
	Permian_TX_Other Partner(s), US
	Permian_TX_Oxy, US
	Prudhoe Bay (IPAs + Satellites), US
	Kuparuk River (Kuparuk/West Sak), US
Arabia Saudita	Abqaiq, SA
	Ghawar Uthmaniyah, SA
	Ghawar Shedgum, SA
	Ghawar Ain Dar N, SA
	Ghawar Ain Dar S, SA
	Safaniya (excl-Khafji PNZ), SA
	Berri, SA
	Zuluf, SA
Rússia	Samotlor, RU
	Fedorovskoye (Khanty-Mansi), RU
	Urengoykoye, RU
	Orenburgskoye, RU
	Komsomolskoye (Tyumen), RU
	Medvezhye, RU
	Yamburgskoye, RU
	Priobskoye North, RU
Irã	Gachsaran, IR
	Agha Jari, IR
	Ahwaz (Asmari), IR
	Marun, IR
	Rag-E-Sefid, IR

País	Campos em produção em 1990 (até os 10 maiores)
Canada	Alberta Foothills_Other Partner(s), CA
	Alberta Central_Other Partner(s), CA
	Alberta Southeast_Other Partner(s), CA
	Saskatchewan Central_Other Partner(s), CA
	Suncor Millennium Mine and North Steepbank Extension, CA
	British Columbia North_Other Partner(s), CA
	Cold Lake Phases 1-10: Leming, Maskwa, Mahikan, CA
	Syncrude Mildred Lake and Aurora Stages 1 and 2, CA
Emirados Árabes Unidos	Umm Shaif, AE
	Bab, AE
	Bab (Gasco), AE
	Bu Hasa, AE
	Bu Hasa (Gasco), AE
	Upper Zakum, AE
	Lower Zakum, AE
	Asab, AE
	Asab (Gasco), AE
	Sajaa, AE
China	Xinjiang (incl. Karamay Complex), CN
	Changqing, CN
	Qinghai-Sebei-1, CN
	Daqing, CN
	Dagang, CN
	Gudao, CN
	Liaohe, CN
	Huabei, CN
Kuwait	Greater Burgan (Burgan, Magwa, Ahmadi), KW
	Raudhatain, KW
	Sabriya, KW
	Minagish, KW
	Umm Gudair (excl-Umm Gudair South PNZ), KW
	Ratqa, KW

País	Campos em produção em 1990 (até os 10 maiores)
Iraque	Kirkuk (Avana & Baba dome), IQ
	Zubair, IQ
	Rumaila North & South, IQ
	Bai Hassan, IQ
Noruega	Ekofisk, NO
	Statfjord, NO
	Gullfaks, NO
	Oseberg, NO
Reino Unido	Forties, GB
	Brent, GB
	Beryl, GB
	Magnus, GB
	Morecambe South, GB
	Alwyn North, GB
Nigeria	Okan, NG
	Meren, NG
	Ubit, NG
Brasil	Marimba, BR
	Albacora, BR
	Marlim, BR

ANEXO B - Resultado da estimação dos parâmetros das curvas de produção por campo, de cada país

```

> resul_us
      Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "hyperbolic" "195412.5766" "0.0174" "0"
[2,] "hyperbolic" "90729.9532" "0.0086" "0"
[3,] "exponential" "470948.74" "0.0133" "-"
[4,] "exponential" "88960.7796" "0.0055" "-"
[5,] "hyperbolic" "99453.0214" "0.0123" "0"
[6,] "hyperbolic" "151937.2042" "0.0188" "-"
[7,] "hyperbolic" "1580288.0932" "1.8345" "2"
[8,] "hyperbolic" "148918.3532" "0.0126" "-"
[9,] "hyperbolic" "2435196.6262" "5.2588" "2"
[10,] "hyperbolic" "134421.0641" "0.0145" "-"

> resul_br
      Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "hyperbolic" "19123.305" "0.0087" "-"
[2,] "exponential" "37518.7896" "0.003" "-"
[3,] "exponential" "84106.0281" "0" "-"

> resul_can
      Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "exponential" "192278.281" "0.0119" "-"
[2,] "hyperbolic" "86221.0976" "0.016" "0"
[3,] "exponential" "131974.6653" "0.0126" "-"
[4,] "exponential" "67686.5881" "0.0064" "-"
[5,] "exponential" "57006.0204" "0" "-"
[6,] "exponential" "64473.5223" "0.0116" "-"
[7,] "exponential" "38234.7877" "0" "-"
[8,] "exponential" "73951.4304" "0" "-"

> resul_chi
      Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "hyperbolic" "66335.844" "0.004" "0"
[2,] "exponential" "24737.9085" "0" "-"
[3,] "exponential" "25987.3854" "0" "-"
[4,] "exponential" "510171.453" "0.009" "-"
[5,] "hyperbolic" "34875.4777" "0.0084" "0"
[6,] "hyperbolic" "35793.1786" "0.0072" "0.323"
[7,] "exponential" "1580288.0932" "0.0119" "-"
[8,] "hyperbolic" "44793.6855" "0.0206" "0.9318"

> resul_iran
      Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "exponential" "189163.8141" "0.0084" "-"
[2,] "hyperbolic" "118061.5182" "0.0105" "0"
[3,] "hyperbolic" "278806.8832" "0.0036" "0"
[4,] "exponential" "254030.9381" "0.0078" "-"
[5,] "exponential" "117085.0715" "0.009" "-"

> resul_iraq
      Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "exponential" "246376.342" "0.0105" "-"
[2,] "hyperbolic" "749990.8357" "7.6879" "2"
[3,] "exponential" "216751.8154" "0" "-"
[4,] "exponential" "28490.3143" "0" "-"

> resul_nig
      Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "exponential" "24254.4002" "0" "-"
[2,] "exponential" "32960.1675" "0.0103" "-"
[3,] "exponential" "22797.4032" "0.0013" "-"

```

```

> resul_nor
  Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "hyperbolic" "131186.137" "0.0071" "0"
[2,] "hyperbolic" "450564.9483" "0.1901" "1.7403"
[3,] "hyperbolic" "215148.7306" "0.0213" "0"
[4,] "hyperbolic" "191525.6628" "0.0141" "-"

> resul_rus
  Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "hyperbolic" "545921.0607" "0.0605" "2"
[2,] "exponential" "319178.9735" "0.0171" "-"
[3,] "hyperbolic" "8999906.1" "5.3418" "2"
[4,] "hyperbolic" "296420.6582" "0.02" "0.81"
[5,] "exponential" "134724.3285" "7e-04" "-"
[6,] "hyperbolic" "2290037.145" "5.0504" "2"
[7,] "exponential" "1241673.2017" "0.0084" "-"
[8,] "exponential" "128745.526" "0" "-"

> resul_sa
  Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di, %) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "hyperbolic" "321016.647" "0.013" "0"
[2,] "hyperbolic" "1047715.4747" "0.002" "0"
[3,] "exponential" "617017.6087" "0.0046" "-"
[4,] "hyperbolic" "271191.4352" "0.006" "0"
[5,] "exponential" "208252.2812" "0.0053" "-"
[6,] "hyperbolic" "387644.4959" "3e-04" "2"
[7,] "exponential" "229095.5086" "7e-04" "-"
[8,] "hyperbolic" "205504.9709" "0.0019" "0"

> resul_uk
  Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "hyperbolic" "86236.5044" "0.0576" "1.0416"
[2,] "exponential" "139337.5711" "0.023" "-"
[3,] "exponential" "52529.0386" "0.0191" "-"
[4,] "hyperbolic" "82097.2569" "0.0314" "0"
[5,] "exponential" "57617.4532" "0.0139" "-"
[6,] "hyperbolic" "68699.0717" "0.0452" "0.4011"

> resul_us
  Tipo de curva Quantidade inicial (qi) Taxa nominal (Di,%) Parâmetro de inclinação (b)
[1,] "hyperbolic" "195412.5766" "0.0174" "0"
[2,] "hyperbolic" "90729.9532" "0.0086" "0"
[3,] "exponential" "470948.74" "0.0133" "-"
[4,] "exponential" "88960.7796" "0.0055" "-"
[5,] "hyperbolic" "99453.0214" "0.0123" "0"
[6,] "hyperbolic" "151937.2042" "0.0188" "-"
[7,] "hyperbolic" "1580288.0932" "1.8345" "2"
[8,] "hyperbolic" "148918.3532" "0.0126" "-"
[9,] "hyperbolic" "2435196.6262" "5.2588" "2"
[10,] "hyperbolic" "134421.0641" "0.0145" "-"

```