

**IMPACTO DE QUALIDADES DE ÓLEO CRU E ESQUEMAS DE REFINO EM UM
MODELO GLOBAL DE ANÁLISE INTEGRADA**

Rebecca Draeger de Oliveira

Dissertação de Mestrado apresentada ao
Programa de Pós-graduação em
Planejamento Energético, COPPE, da
Universidade Federal do Rio de Janeiro,
como parte dos requisitos necessários à
obtenção do título de Mestre em
Planejamento Energético.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo
Pedro Rua Rodriguez Rochedo

Rio de Janeiro
Abril de 2021

**IMPACTO DE QUALIDADES DE ÓLEO CRU E ESQUEMAS DE REFINO EM UM
MODELO GLOBAL DE ANÁLISE INTEGRADA**

Rebecca Draeger de Oliveira

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

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Pedro Rua Rodriguez Rochedo

Examinada por: Prof. Alexandre Salem Szklo

Prof. Pedro Rua Rodriguez Rochedo

Prof. Kathleen Araújo

Prof. Rafael Soria

RIO DE JANEIRO, RJ – BRASIL

ABRIL DE 2021

Oliveira, Rebecca Draeger de

Impacto de qualidades de óleo cru e esquemas de refino em
um modelo global de análise integrada / Rebecca Draeger de
Oliveira. – Rio de Janeiro: UFRJ/COPPE, 2021.

XI, 156 p.: il.; 29,7 cm.

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Pedro Rua Rodriguez Rochedo

Dissertação (mestrado) - UFRJ/ COPPE/ Programa de
Planejamento Energético, 2021.

Referências Bibliográficas: p. 111-129.

1. IAM. 2. Qualidade de óleo. 3. E&P. 4. Refino. 5. Cenários
de transição energética. I. Szklo, Alexandre Salem *et al.* II.
Universidade Federal do Rio de Janeiro, COPPE, Programa de
Planejamento Energético. III. Título.

*“And those who were seen dancing were thought to be insane
by those who could not hear the music.”*

– Friedrich Nietzsche

“Discontent is the secret door to significant and life-giving change.”

– Clarissa Pinkola Estés

“Pick the path that lights you up. The one that you know deep down is the right choice. Stop listening to doubt. Start connecting with courage. Do not let the idea of normal get in the way. It may not be the easy path, but you know great things take effort. Lean into your determination. Lean into your mission. Lean into the real you.”

– Yung Pueblo

“Let everything happen to you.

Beauty and terror.

Just keep going.

No feeling is final.”

– Rainer Maria Rilke

“Quero a delícia de poder sentir as coisas mais simples.”

– Manuel Bandeira

“The truth is: the natural world is changing. And we are totally dependent on that world. It provides our food, water and air. It is the most precious thing we have and we need to defend it.”

– David Attenborough

Agradecimentos

Primeiramente, agradeço aos meus orientadores, Alexandre Szklo e Pedro Rochedo. Muito obrigada por toda a ajuda e pelas ótimas ideias! Ao Alexandre, por estar sempre disposto a ajudar, mesmo nos momentos que pareciam impossíveis durante essa pandemia e pelo incentivo para que eu sempre tentasse avançar mais um pouco (sei que ainda faltam muitos caminhos a percorrer, mas fico satisfeita com esta etapa). Ao Pedro, por todos os ensinamentos e paciência, por me tranquilizar nos momentos de desespero, pelas constantes mensagens respondidas de madrugada e por aturar minhas reclamações. Nada teria sido feito sem o auxílio de vocês.

Agradeço à minha mãe, Magda, ao meu pai, Ricardo, e minha dinda, Virginia, pelo apoio financeiro e emocional durante todos esses anos, por sempre acreditarem em mim e me incentivarem a buscar mais conhecimento. Amo muito vocês!

Aos meus irmãos, Biancha e Phillippe. Apesar das nossas brigas, eu amo vocês. Espero que saibam que eu estarei aqui em todos os momentos. Saudades de perturbar vocês!

Aos meus avós, Irinéia, Neuza e Rodolpho, por todo carinho e incentivo. É muito triste ter que ficar longe de vocês, mas fico aliviada por vocês estarem bem e espero poder reencontrá-los em breve.

À minha eterna avó postiça, Aracy, por todo cuidado, carinho e pelas comidas maravilhosas. Você sempre estará no meu coração.

Ao Bê, pelo companheirismo e pelas comidas deliciosas que você inventa. Pelo incentivo, paciência e puxões de orelha quando necessários. Por ter me acolhido nesse último ano e me ajudado, de tantas formas. Sair do RJ no meio desse caos foi fundamental para eu conseguir caminhar com a dissertação, não teria sido capaz sem seu abrigo e cuidado. E, também, por toda a ajuda nos estudos, desde física à modelagem. Te amo, mô!

À Prizoca, minha irmã de alma e de desastres por aí. Obrigada por sempre me incentivar e torcer por mim, por se fazer presente mesmo longe e por sempre ver o melhor

de mim. Muitas saudades, maluca! Não vejo a hora de estarmos juntas novamente, dos nossos vinhos e de criar com você. Te amo muito!

À Mari, por estar sempre disposta a me ajudar e a me ouvir, por se doar sem esperar nada em troca, por fazer eu me sentir em casa e por não julgar minhas maluquices. Saudades de te perturbar e dos nossos jantares. Te amo, flamingo!

À Bruninha, por ter me visto sem motivação, estudando algo que não fazia mais sentido para mim, e ter me incentivado a buscar o que eu me faria bem. Se eu estou hoje no PPE, com certeza foi por você ter me ajudado a criar coragem de ir atrás do que me instigava. Apesar de termos nos distanciado durante a pandemia e a correria da vida, não deixo de pensar em você, sinto sua falta. Amo você, miga!

À Karol, por saber me ouvir e me dar diversos conselhos, por torcer por mim e ficar orgulhosa das minhas conquistas. Te amo, demônia! Saudades de morrer de rir com você.

Às amigas do Simpatia, Bru, Cindy, Deiva, Xanda e Vi, pelo conforto de estar entre mulheres maravilhosas, por todas as conversas e risadas. Barra de São João não seria a mesma sem vocês. Saudades das nossas jogatinas! Amo vocês!

Aos migos do Cenergia, Amanda, Dudu, Eve, Fábio(char), Gerd, LB, Marianne, Mari Império, Rafa, Bruno, Tainan, Taísa, Fran, Matheus, Clarissa, Isabela, Camilo, Camilla, Paula, Talita, Letícia e tantos outros. Minhas manhãs não têm sido as mesmas sem vocês! Que saudades dos nossos cafés, das conversas durante o almoço e até do nosso cantinho mofado no subsolo.

Aos amigos do PPE de 2018, Tainan, Bernardo, Gui, Carlinha, Luana, Tássia, Annelys, Alberto, Matheus, por me acolherem quando eu cheguei perdida como ouvinte, pelos estudos, cafés da manhã, almoços e risadas. Em especial à Tainan, pelas inacabáveis horas de estudos, por compartilhar desesperos e alívios e pelos momentos de descontração.

À minha turma do PPE de 2019, especialmente ao grupo da balbúrdia, por compartilharem os desesperos do primeiro trimestre, pelos estudos e cafés. Infelizmente, não tivemos como aproveitar o segundo ano de mestrado juntos, mas espero que quando

tudo normalizar possamos nos reencontrar. Em especial à Taísa, por compartilhar os desesperos dessa reta final e por me estimular a seguir em frente.

Aos professores do PPE, em especial ao Roberto, Alexandre, André, Pedro e Joana, pelas excelentes aulas e por serem grandes fontes de inspiração.

Aos funcionários do PPE, Fernando, Irene, Josi, Paulo, Queila e Sandrinha, por todo auxílio e disponibilidade durante esses dois anos. Em especial à Sandrinha, pelas conversas, pelo carinho e pela ajuda de sempre.

Agradeço aos membros da banca, Kathleen Araújo e Rafael Soria, por aceitarem o convite, pelo interesse no tema, disponibilidade e todas as contribuições.

Ao CNPq e à FAPERJ pela bolsa de estudo, que possibilitou a realização deste estudo de forma integral.

Sou grata a todos que de certa forma contribuíram para conclusão desta dissertação.

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

**IMPACTO DE QUALIDADES DE ÓLEO CRU E ESQUEMAS DE REFINO EM UM
MODELO GLOBAL DE ANÁLISE INTEGRADA**

Rebecca Draeger de Oliveira

Abril/2021

Orientadores: Alexandre Salem Szklo

Pedro Rodriguez Rua Rochedo

Programa: Planejamento Energético

Modelos de análise integrada fornecem cenários de longo prazo de produção de óleo para diferentes objetivos climáticos. Porém, estes modelos possuem uma deficiência na representação do setor de petróleo, com fortes limitações tecnológicas e de características desse energético. Assim, este estudo visa incorporar melhorias no modelo COFFEE, implementando tipologias de óleo cru, atualizando a curva de oferta e a base de dados do refino de petróleo. Esta nova versão deverá ser mais adequada para fornecer novas contribuições nos tópicos de transição energética e *lock-in* de carbono. Cenários climáticos com diferentes orçamentos de carbono são utilizados para avaliar o impacto destas modificações nas respostas do modelo. Os resultados indicam uma diminuição no uso dos recursos de óleo, com uma prioridade por óleos leves em todos os cenários, além de um incremento significativo do comércio internacional. A região do Oriente Médio reduz consideravelmente sua atuação na nova versão do modelo, mas continua representando a maior parcela da produção global de óleo. No setor refino, diante da maior flexibilidade de cargas, refinarias e campanhas implementadas no modelo, nota-se uma preferência pela expansão de refinarias de maior complexidade, o aumento de fator de utilização médio, e um maior rendimento em destilados médios nos resultados da nova versão.

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

**THE IMPACT OF CRUDE OIL QUALITY AND REFINING SCHEMES IN A
GLOBAL INTEGRATED ASSESSMENT MODEL**

Rebecca Draeger de Oliveira

April/2021

Advisors: Alexandre Salem Szklo

Pedro Rodriguez Rua Rochedo

Department: Energy Planning

Integrated assessment models provide long-term oil production scenarios for different climate goals. Nevertheless, these models lack a better representation of the oil sector, with strong technological and characteristics limitations of this energy source. Thus, this study aims to improve the oil sector from the COFFEE model, implementing crude oil typologies, updating its oil supply cost curve and the refinery database, based on the development of a specific branch for the E&P and refining sectors. This new version might be better suited to provide novel insights into the topics of just transition and carbon lock-in. Climate scenarios with different carbon budgets are adopted to evaluate the impact of these modifications on the model's responses. Results show a decrease in the oil resources' utilization, prioritizing the light oils in all scenarios, and there is a significant increase in international trade. The Middle East region considerably reduces its overall oil production in the new model version, though it remains to represent the largest share of global oil production. Given the greater flexibility of the oil input, schemes, and campaigns in the refining sector implemented in the model, there is a preference for expanding refineries of greater complexity, an increase in the average utilization factor, and a higher yield in medium distillates on the results of this new version.

Índice

1.	Introdução	1
1.1.	Contexto e relevância do tema.....	1
1.2.	Objetivos.....	5
1.3.	Estrutura do trabalho.....	6
2.	Estado da arte	8
2.1.	Conceitos e contextualização	8
2.1.1.	Recursos e reservas	8
2.1.1.1.	Recursos Não Queimáveis	14
2.1.2.	Qualidade de óleo.....	16
2.1.3.	Esquemas típicos de refino	21
2.1.4.	O papel do óleo na transição energética.....	29
2.2.	Modelos de Análise Integrada (IAM)	33
3.	Metodologia.....	39
3.1.	COFFEE.....	39
3.2.	Recursos	46
3.3.	Refino de petróleo.....	55
3.4.	Implementação dos dados no COFFEE	62
3.5.	Avaliação dos benefícios do maior detalhamento da cadeia de valor do petróleo no COFFEE via simulação de cenários de longo prazo	69
4.	Resultados e discussão.....	72
4.1.	Resultados gerais	72
4.2.	Resultados dos cenários	76
4.2.1.	Emissões de CO ₂	77
4.2.2.	Produção de óleo	79
4.2.3.	Refino de petróleo	88
4.2.4.	Trade	95
4.3.	Discussão dos resultados	101
5.	Conclusões	107
	Referências Bibliográficas.....	111
	Apêndice A – Capacidades dos Esquemas de Refino	130
	Apêndice B – Recursos de Óleo por Qualidade	135
	Apêndice C – Resultados do Comércio Internacional de Óleo.....	140

Lista de Figuras

Figura 1: Classificação de recursos	10
Figura 2: Recursos versus reservas.....	12
Figura 3: Reservas não quemáveis	16
Figura 4: Qualidade de óleos de acordo com suas densidades e grau API.....	19
Figura 5: Rendimentos de curvas <i>Straight Oil Run</i> por qualidade de óleo	22
Figura 6: Configuração <i>hydroskimming</i>	25
Figura 7: Configuração <i>cracking</i>	26
Figura 8: Configuração <i>hycon</i>	28
Figura 9: Papel dos produtos petroquímicos na transição energética.....	32
Figura 10: Estrutura genérica de um IAM	34
Figura 11: Mapa das regiões do COFFEE.....	40
Figura 12: Estrutura do modelo COFFEE	41
Figura 13: Curva de oferta de óleo do COFFEE	46
Figura 14: Fluxograma da análise de dados dos recursos de óleo	47
Figura 15: Exemplo do mapa detalhado da AU 60360101 do Brasil	49
Figura 16: Exemplo do sumário geológico do AU 60360101 do Brasil	50
Figura 17: Exemplo de dados de qualidade de óleo USGS	52
Figura 18: Fluxograma da classificação de recursos do COFFEE-oil.....	63
Figura 19: Cadeia de conversão de energia do setor de petróleo do COFFEE...	68
Figura 20: Curva de oferta de óleo por qualidade	73
Figura 21: Distribuição regional da qualidade dos óleos.....	74
Figura 22: Trajetórias de emissões de CO ₂ do setor energético	77
Figura 23: Trajetórias de emissões do uso do solo	78

Figura 24: Trajetórias de emissões BECCS.....	78
Figura 25: Produção mundial de óleo por região.....	80
Figura 26: Produção acumulada de óleo por região	82
Figura 27: Utilização dos recursos por região	83
Figura 28: Utilização das reservas provadas por região	84
Figura 29: Produção global acumulada de óleo por qualidade.....	86
Figura 30: Volume acumulado de recursos produzidos	87
Figura 31: Produção de derivados e processamento de petróleo	88
Figura 32: Produção de diesel.....	90
Figura 33: Produção de gasolina.....	90
Figura 34: Capacidades das refinarias	91
Figura 35: Resultados do refino por região	93
Figura 36: Diferença entre produção e consumo de óleo	100

Lista de Tabelas

Tabela 1: Classificação de óleos do <i>American Petroleum Institute</i>	18
Tabela 2: Classificação de óleos da ENI segundo grau API	20
Tabela 3: Classificação de óleos da ENI segundo teor de enxofre.....	20
Tabela 4: Classificação de correntes típicas	21
Tabela 5: Esquemas típicos de refino	28
Tabela 6: Características de óleo cru e refino nos IAMs globais	37
Tabela 7: Siglas das regiões do COFFEE.....	43
Tabela 8: Volume dos recursos de óleo do COFFEE	45
Tabela 9: Quantidade de AUs selecionadas em 70% dos recursos P50	48
Tabela 10: Valores de °API e %S adotados.....	52
Tabela 11: Qualidades agregadas ENI.....	53
Tabela 12: Medianas do °API e %S das AUs analisadas	55
Tabela 13: Correntes representativas selecionadas.....	56
Tabela 14: Cortes volumétricos SOR Prelim.....	57
Tabela 15: Rendimentos da corrente <i>Arab Light</i> no Prelim e no CAESAR.....	59
Tabela 16: Formação do gabarito da corrente de óleo médio azedo	60
Tabela 17: <i>Trade</i> de óleo cru cenário NPi600_New (Gbbl).....	96
Tabela 18: <i>Trade</i> de óleo cru cenário NPi600_Old (Gbbl)	97
Tabela 19: Diferencial do <i>trade</i> entre os cenários NPi600 New e Old (Gbbl)...	98

1. Introdução

1.1. Contexto e relevância do tema

Diferentes estudos indicam faixas possíveis de produção de petróleo que variam conforme a ambição de cenários de longo prazo de descarbonização da economia, ou das opções tecnológicas de descarbonização e até das emissões de gases de efeito estufa (GEE) de outros combustíveis fósseis e do uso do solo (HUPPMANN *et al.*, 2019; ROGELJ *et al.*, 2018). As faixas de oferta de óleo bruto em 2050, conforme estes cenários, podem variar entre 7 e 180 milhões de barris por dia (Mbpd), sendo os dois extremos altamente improváveis.

O petróleo é a fonte fundamental para a geração de importantes combustíveis, como o diesel, a gasolina, o querosene de aviação, o GLP e o bunker marítimo (EIA, 2019; WEC, 2019), alguns associados a setores de consumo de difícil descarbonização, como o setor de aviação e o transporte marítimo de longa distância.¹ Além disso, materiais derivados da petroquímica são indispensáveis para a economia atual e até mesmo no contexto de transição energética, devido ao fato de proverem insumos para inúmeros ramos da indústria, como, por exemplo, materiais utilizados em turbinas eólicas, painéis solares, eletrônicos, baterias e isolamento térmico (IEA, 2018). Esses combustíveis e produtos não energéticos (incluindo também aqui, além dos petroquímicos, produtos da química fina, lubrificantes, fertilizantes e pesticidas) não apresentam processos economicamente viáveis para substituição no curto prazo (IEA, 2020; VENNESTRØM *et al.*, 2011; ZHU, ROMAIN & WILLIAMS, 2016).

Ademais, a segurança energética é um aspecto estratégico de extrema relevância para os países e, portanto, o óleo usualmente se mantém vantajoso em relação às renováveis. Nos cenários analisados no *World Energy Outlook*, o mundo ainda permanecerá bastante dependente da oferta de óleo cru advindo do Oriente Médio até

¹ Livre tradução para *hard-to-decarbonize sectors*. Para maior discussão a respeito, vide Sharmina *et al.* (2021).

2040. Porém, comparando as demandas de energia final, a demanda por eletricidade crescerá mais do que a demanda por derivados de petróleo, no mesmo prazo (IEA, 2019).

No entanto, a discordância entre o objetivo de mitigar as emissões de gases de efeito estufa e uma contínua exploração e produção de combustíveis fósseis é um assunto que se encontra na agenda de políticas externas há algum tempo (FALKNER, 2016). O Acordo de Paris é considerado um importante marco em prol da mitigação das mudanças climáticas, pois pela primeira vez diversos países se uniram comprometendo-se a reduzir suas emissões de GEE (HOROWITZ, 2016; SAVARESI, 2016; STRECK, KEENLYSIDE & VON UNGER, 2016; UNFCCC, 2015). Porém, tais esforços individuais ainda estão muito aquém do necessário para manter o planeta com incremento de temperatura média menor do que 2°C, referentes ao período pré-industrial, até o final do século (HÖHNE *et al.*, 2020; ROELFSEMA *et al.*, 2020).

Para que seja possível alcançar o objetivo de manter o aquecimento global abaixo de 2°C, é essencial reduzir consideravelmente as emissões atuais de CO₂. Estudos anteriores mostram que são necessários altos investimentos em tecnologias de baixo carbono, aumento de eficiência energética e ainda, muito provavelmente, concentrar esforços para o desenvolvimento de tecnologias de emissões negativas (IEA, 2019; IPCC, 2018; KRIEGLER *et al.*, 2018; ROCHEDO, 2016).

Dessa forma, é preciso alcançar diversas metas para a descarbonização do setor energético. No entanto, aspectos sociais de uma transição energética justa para uma economia de baixo carbono precisam ser mais bem explorados, visto que uma transição forçada pode resultar em diversas perdas para diferentes grupos (GAMBHIR, GREEN & PEARSON, 2018). Por exemplo, países em desenvolvimento argumentam que têm o direito de emitir mais GEE e, consequentemente, têm prioridade na utilização de recursos fósseis, em virtude da não responsabilidade histórica nas emissões globais (GIGNAC & MATTHEWS, 2015; KANITKAR *et al.*, 2013; MATTHEWS, 2016; MOSS & KATH, 2019; ROCHA *et al.*, 2015). A maioria destas regiões é altamente dependente de indústrias carbono-intensivas e, portanto, é mais suscetível aos riscos relacionados a uma transição de baixo-carbono (GAMBHIR, GREEN & PEARSON, 2018; TAGLIAPIETRA, 2019).

Argumenta-se que uma transição justa permitirá que países mais vulneráveis continuem fazendo uso de fósseis por um prazo maior, quando comparados a países desenvolvidos; ou que, ao menos, países em desenvolvimento devem receber créditos de carbono para manter seus recursos no solo. Porém, não necessariamente isto é o *justo*² (HEALY & BARRY, 2017). Países em desenvolvimento podem fazer uso do aprendizado tecnológico de grandes potências para se adequarem a essa transição mais rapidamente, contribuindo para a mitigação das mudanças climáticas e justiça intergeracional (GAMBHIR, GREEN & PEARSON, 2018; OCDE, 2017).

Portanto, para uma transição realmente justa é indispensável uma forte governança em países dependentes de recursos fósseis, que promova políticas concretas para as comunidades e seus trabalhadores, proporcionando recolocação no mercado de trabalho, oferecendo aposentadoria antecipada ou garantindo seguro desemprego por maior prazo, além de investimentos em educação e desenvolvimento de tecnologias verdes (GAMBHIR, GREEN & PEARSON, 2018; SMITH, 2017).

Ademais, é necessário um planejamento energético integrado de longo prazo, identificando as melhores estratégias para a transição energética, levando em consideração aspectos geopolíticos, sociais e intergeracionais e, ainda, visando reduzir investimentos com possíveis custos afundados no futuro. Tais custos são provocados em sua maioria por *stranded assets*, ativos que estão propensos a valer menos do que o esperado ou que não podem ser monetizados por mudanças associadas à transição energética (CARBON TRACKER INITIATIVE, 2013).

A cadeia de petróleo possui um grande risco associado aos *stranded assets*, como visto por Caldecott *et al.* (2016). Uma subcategoria dos *stranded assets* são os *stranded resources*, aqueles recursos de petróleo que podem permanecer intactos devido aos cenários de restrição de emissões de GEE (MCGLADE & EKINS, 2015; PYE *et al.*,

² Este tema pode ser controverso, pois existem diversas formas de se alocar o orçamento de carbono remanescente e, conforme estas abordagens, diferentes países/regiões são prejudicados (GIGNAC & MATTHEWS, 2015; KANITKAR *et al.*, 2013). Portanto, não há uma resposta correta para o que é ou não justo, em qualquer circunstância algum grupo sofrerá perdas.

2020). Essa discussão traz implicações críticas na geopolítica do petróleo, especialmente para países detentores de grandes reservas de óleo, cujas economias dependem fortemente das receitas geradas pelo comércio desse recurso natural (VAN DE GRAAF, 2017).

Sob essa perspectiva, esta dissertação tem como objetivo testar a hipótese de que a qualidade de óleos brutos (crus) e sua relação com o parque de refino mundial, diante das categorias de refinarias existentes, são elementos importantes na avaliação de *stranded assets* na cadeia de óleo e gás (O&G). Dessa forma, testa-se a asserção de que aspectos quantitativos associados às qualidades dos recursos de óleo cru devem ser levados em consideração nos estudos associados à transição energética. Por exemplo, a qualidade dos óleos disponíveis pode implicar em que restrições de inflexibilidade no refino de petróleo afetem no curto prazo a oferta de cru³, em cenários com diferentes ambições climáticas, gerando um trancamento tecnológico ou a necessidade de investimentos em refinarias de petróleo.

Abordar aspectos de qualidade de óleo cru é relevante, visto que o parque de refino mundial foi planejado para lidar com determinadas tipologias de óleo (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). Portanto, considerar esse fator no estudo, envolve verificar o impacto no refino de petróleo. A incapacidade do refino em processar certos óleos, normalmente mais evidente para óleos extrapesados e azedos, representa não só uma limitação de penetração de determinadas correntes de óleo no mercado mundial, mas também garante competitividade de países que possuem óleos mais leves e doces.

Tipicamente, Modelos de Análise Integrada (*Integrated Assessment Model - IAM*) contemplam poucas opções de produção de óleo, a grande maioria considera esta commodity energética como homogênea (IAMC, 2020). Portanto, cenários representados pelos IAMs, como narrativas de transição visando a descarbonização profunda da economia mundial, não conseguem demonstrar integralmente como a produção de óleo seria diferenciada em regiões específicas devido à insuficiente representação de aspectos

³ Inflexibilidade aqui diz respeito ao limite de capacidade de refinarias para mudar sua entrada de óleos brutos e manter seu rendimento nos derivados que precisa produzir para atender seu mercado principal, diante das unidades instaladas que possui e das suas opções de mudar o modo de operação destas unidades.

significativos, como diferentes qualidades de óleo e seus rendimentos no refino mundial (função dos diversos esquemas de refino existentes). Sendo assim, aprimorar a representatividade da cadeia de petróleo em IAMs é necessária.

IAMs são utilizados para avaliar cenários elaborados pela construção de diversas narrativas, como por exemplo a definição de políticas climáticas que podem contribuir com a redução de GEE no longo prazo, de forma a entender as condições de sucesso e impactos da implementação das mesmas, de modo a gerar um conjunto de informações úteis a decisores políticos (DOWLATABADI, 1995; NORDHAUS, 2018; WEYANT, 2017).

Portanto, este trabalho visa implementar tipologias de óleo bruto no IAM global COFFEE (ROCHEDO, 2016; ROELFSEMA *et al.*, 2020), atualizando sua curva de oferta e a base de dados do refino (esquemas, campanhas e rendimentos), a partir da construção de um módulo de teste dos setores de E&P e refino. A dissertação contribui nos tópicos de transição energética e *lock-in* de carbono.

São comparados os comportamentos das ofertas de crus e uso de derivados a partir de diferentes cenários encontrados na literatura (RIAHI *et al.*, 2021), de modo a testar os impactos de uma nova desagregação de recursos de óleo e das refinarias sobre os resultados das diferentes versões do modelo COFFEE (ROCHEDO, 2016). Pretende-se, portanto, obter um melhor entendimento das possibilidades de cada região mundial produzir suas reservas, de acordo com a qualidade dos óleos locais e da possível expansão/modificação do parque de refino de petróleo. Este é o primeiro estudo a incorporar mais profundamente diferentes qualidades de óleo em um IAM, o que garante um aspecto de originalidade para esta pesquisa.

1.2. Objetivos

Este estudo busca verificar se a introdução da caracterização das qualidades de óleo cru em modelos IAMs é relevante para avaliação de cenários de transição energética. Tal hipótese será avaliada por meio do aprimoramento da modelagem do setor de E&P e refino do modelo global de análise integrada COFFEE, um IAM global desenvolvido no

Centro de Economia Energética e Ambiental (Cenergia) da COPPE/UFRJ (RIAHI *et al.*, 2021; ROCEDO, 2016).

Para cumprir este objetivo, este trabalho realizará a análise de dados dos recursos mundiais de óleo, classificando-os de acordo com suas qualidades típicas (leve, médio doce, médio azedo, pesado e não convencionais); a criação de uma nova curva de oferta de óleo para diferentes tipologias qualitativa de cru, representada pelos volumes dos recursos e seus respectivos custos de produção; a desagregação do refino em três esquemas típicos (*topping/hydroskimming*, *cracking/coking* e *hycon*)⁴, visando uma melhor representatividade dos rendimentos das frações de diferentes óleos, após seu processamento; a criação de um módulo de petróleo para testar os dados e posterior implementação no COFFEE; a otimização do modelo e comparação dos novos resultados com os resultados da versão do COFFEE sem detalhamento de petróleos, de forma a verificar o impacto da mudança metodológica proposta – e mais propriamente testar a relevância de representar qualidade na cadeia de petróleo dentro de estudos de transição energética, realizados em modelos IAMs.

Por se tratar de um estudo metodológico, os resultados são importantes, neste caso, para investigar a hipótese considerada neste trabalho, de que a implementação das qualidades de cru em IAMs afetam na resposta do modelo.

1.3. Estrutura do trabalho

Esta dissertação está organizada em cinco capítulos, a contar desta introdução, que apresenta uma breve contextualização e problemática do tema abordado, as motivações e os objetivos do trabalho, assim como a justificativa deste estudo.

Em sequência, o capítulo 2 apresenta a revisão bibliográfica que expõe os principais autores utilizados como referência para a construção teórica dessa pesquisa, assim como todos os aspectos que serão explicados ao longo desse trabalho, como a

⁴ As definições destes esquemas serão explicadas na subseção 2.1.3.

discussão de *stranded resources* e transição energética, a relação entre as qualidades de óleo e seus diferentes rendimentos no refino e uma visão geral dos setores de E&P e refino nos modelos de análise integrada.

Posteriormente, o capítulo 3 detalha a metodologia e métodos adotados para a construção dos objetivos propostos, como a análise de dados de recursos de óleo, as mudanças na cadeia do refino, a criação de um módulo de petróleo, a implementação destas modificações no COFFEE e os cenários considerados para a otimização do modelo. Em seguida, o capítulo 4 exibe e discute os principais resultados obtidos neste estudo. Por fim, o capítulo 5 conclui a dissertação e apresenta propostas de pesquisas futuras.

2. Estado da arte

Neste capítulo são apresentados os conceitos de recursos e reservas, qualidades de óleo e esquemas típicos de refino abordados neste trabalho. Posteriormente, é discutida a repercussão dos recursos não queimáveis e ativos encalhados (livre tradução de *stranded assets*). Além disso, avalia-se o possível papel do óleo bruto na transição energética, em à luz da discussão de uma transição energética justa. Finalmente, são apresentados os princípios dos modelos de análise integrada.

2.1. Conceitos e contextualização

Esta seção aborda os principais conceitos do setor de O&G que são utilizados como base para a elaboração deste trabalho. Ainda, identificam-se questões abordadas na literatura sobre transição energética justa, com ênfase no caso da indústria de petróleo.

2.1.1. Recursos e reservas

Os conceitos de recursos e reservas são essenciais ao estimar a disponibilidade de petróleo existente no mundo ou em uma determinada região, sendo úteis para discernir e valorar seus recursos exauríveis, e comunicar às partes interessadas. Considerando o planejamento estratégico de governos e companhias de petróleo, tais estimativas auxiliam na elaboração de novas políticas por esses agentes e, também, na modelagem do setor energético (SPEIRS, MCGLADE & SLADE, 2015).

Portanto, é fundamental avaliar os volumes acessíveis de óleo para produção no curto e médio prazo, assim como o conceito de crescimento de reservas e de novas descobertas (MORSE, 2006). No entanto, não existe um padrão exato⁵ para a estimativa

⁵ Neste trabalho é utilizado o padrão estipulado pelo Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS), que serviu como base de dados dos recursos de petróleo considerados nesta dissertação, como será apresentado na seção 3.2. Porém, nesta seção é exposto o padrão adotado pela *Society of Petroleum Engineers*.

de recursos e reservas petrolíferas e, também, há uma grande incerteza ao quantificá-los (MCGLADE, 2013).

O *Petroleum Resources Management System* (PRMS) elaborado pela *Society of Petroleum Engineers* (SPE), é reconhecido mundialmente como um guia de referência para a classificação e categorização de recursos e reservas de petróleo, que são distinguidos por sua probabilidade de comercialidade e nível de incerteza das frações recuperáveis (SPE, 2011).

A definição básica que abrange o volume de óleo disponível em um reservatório é o volume de óleo original *in place* (VOOIP), que determina o volume total de óleo contido nos poros de um reservatório de petróleo. Por sua vez, o volume recuperável corresponde à parcela do VOOIP que é possível de ser produzida (THOMAS, 2001).

Dessa forma, o PRMS considera quatro classes principais para a estimativa de recursos de petróleo⁶, que são: reservas, recursos contingentes, recursos prospectivos e recursos não recuperáveis. Assim, são nomeadas reservas a parcela de óleo descoberta, do VOOIP, que é considerada técnica e economicamente recuperável (*economically recoverable resources* – ERR) no instante da sua determinação. Os recursos contingentes correspondem ao volume descoberto que, nas circunstâncias do momento, não são economicamente recuperáveis. Por outro lado, os recursos prospectivos referem-se à porção não descoberta do VOOIP. Finalmente, os recursos não recuperáveis consistem

⁶ Na língua portuguesa é comum a analogia entre petróleo e óleo bruto. Porém, a literatura científica indica que o termo petróleo envolve óleo bruto e condensados. Os últimos representam as frações menos voláteis dos líquidos de gás natural (LGN), que se condensam nos vasos de separação óleo-gás-água na própria plataforma de petróleo, devido à sua baixa pressão de vapor. Posteriormente, as frações mais voláteis dos LGN seguem para a unidade de processamento de gás natural, onde são obtidas. Essas definições comumente são inconsistentes, assim, glossários como o da EIA (2021b) e o da Schlumberger (2021) são relativamente úteis nesse caso.

na parcela técnica e/ou economicamente não recuperável, podendo esta ser, ou não, descoberta (SPE, 2011).

A Figura 1 apresenta as categorias consideradas pelo PRMS. Como é possível observar, as reservas são usualmente divididas em três níveis de confiança, que são: reservas provadas (1P), reservas provadas e prováveis (2P) e reservas provadas, prováveis e possíveis (3P). Portanto, as reservas 3P podem ser consideradas como as mais otimistas, enquanto as reservas 1P, as mais conservadoras e as 2P equivalem a uma estimativa mediana (MORSE, 2006; SPEIRS, MCGLADE & SLADE, 2015).

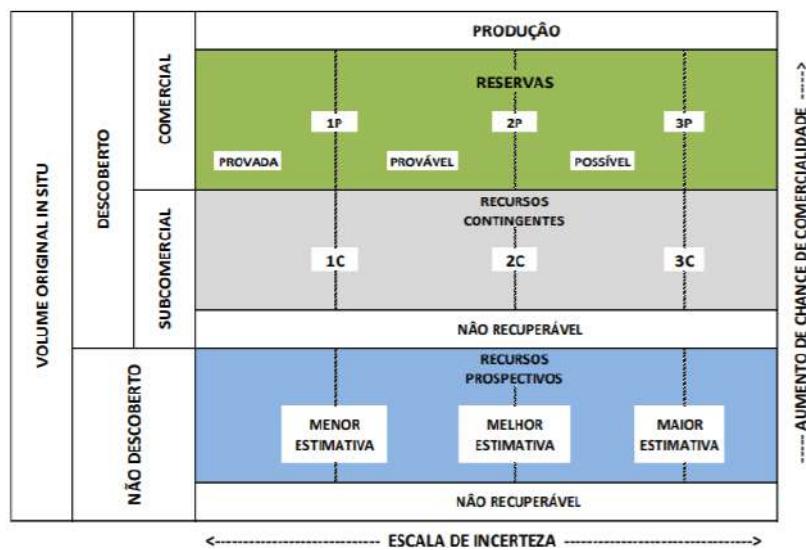


Figura 1: Classificação de recursos

Fonte: ANP (2020)

É interessante notar que as reservas 2P são usualmente consideradas como a melhor estimativa, visto que as reservas 1P costumam aumentar devido à tendência das reservas 2P tornarem-se 1P, enquanto as reservas 3P migram para 2P devido aos avanços de conhecimento geológico sobre os reservatórios. Dessa forma, as reservas 2P costumam se manter mais estáveis (OWEN, INDERWILDI & KING, 2010).

Essas estimativas podem ser realizadas de forma determinística ou probabilística, sendo, contudo, preferível a escolha de uma distribuição probabilística das reservas, visto que estas contemplam, de certo modo, as incertezas intrínsecas às estimativas, e não

apenas representam um único valor, como é considerado no modo determinístico (MORSE, 2006; SPE, 2011; SPEIRS, MCGLADE & SLADE , 2015).

Considerando a abordagem probabilística, as reservas 1P, também conhecidas como P90, possuem pelo menos 90% de probabilidade de suas estimativas serem alcançadas. De igual maneira, há ao menos 50% de probabilidade das reservas 2P, ou P50, serem produzidas e, por fim, as reservas 3P, ou P10, equivalem a no mínimo 10% de probabilidade⁷ (SPE, 2001; SPE, 2011). De outro modo, o método determinístico considera apenas um único valor, que representa um alto grau de confiança daquela quantidade específica de óleo ser, de fato, produzida. Ou seja, que as reservas existentes sejam ao menos igual ao volume estimado, considerando um valor máximo, médio (melhor estimativa) e mínimo, baseado em conhecimentos de geologia, engenharia e dados econômicos. Nota-se que há a possibilidade de atribuir as estimativas das reservas de maneira incremental, em que não são consideradas as agregações do nível anterior ao subsequente, referem-se apenas a reservas provadas (1P), prováveis (2P menos 1P) e possíveis (3P menos 2P) (MCGLADE, 2013; SPE, 2011).

De maneira semelhante às reservas, os recursos contingentes são também divididos em três níveis de confiança (1C, 2C e 3C), assim como os recursos prospectivos, que são determinados a partir da menor, da melhor e da maior estimativa, como mostrado na Figura 1.

Os recursos representam a soma dos volumes economicamente recuperáveis (reservas), potencialmente recuperáveis e daqueles a serem descobertos (SPEIRS, MCGLADE & SLADE, 2015), como mostra a Figura 2.

⁷ A SPE adotou essa correlação a partir do documento *Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources* (SPE, 2001).

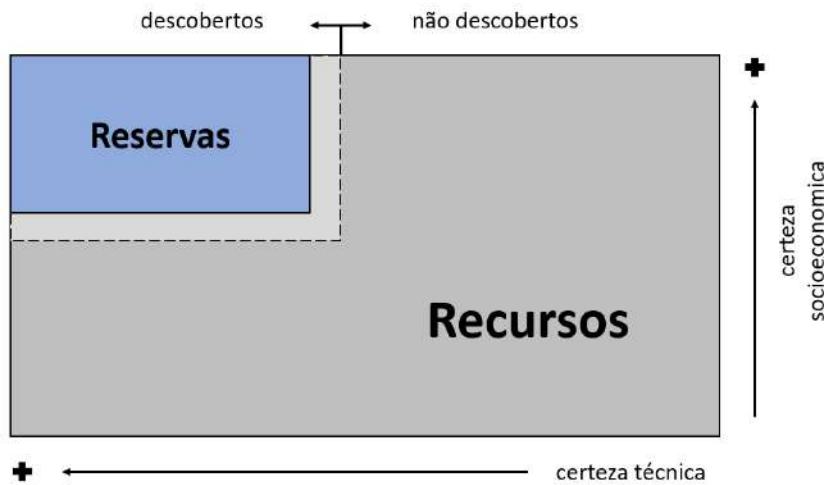


Figura 2: Recursos versus reservas

Fonte: Adaptado de WILKINSON (1996)

De modo complementar ao que foi apresentado anteriormente, os recursos contingentes equivalem aos recursos que possuem tecnologias disponíveis para sua exploração, porém não são viáveis economicamente devido ao preço corrente de óleo no mercado. Estes recursos são conhecidos como tecnicamente recuperáveis (*technically recoverable resources* – TRR), excluindo qualquer desenvolvimento tecnológico futuro, porém muitas fontes também consideram nessa classificação recursos não descobertos (MCGLADE, 2013; SPEIRS, MCGLADE & SLADE, 2015). Quanto aos recursos prospectivos, são aqueles que possuem um potencial de descoberta a partir da exploração (prospecção) de petróleo (ou recursos a serem descobertos, também chamados de *yet-to-find*). Por fim, os recursos não recuperáveis equivalem à parcela do VOOIP que, devido aos desafios técnicos/físicos e/ou custos associados à produção, é improvável de ser extraída dos reservatórios de petróleo (MCGLADE, 2013; SPEIRS, MCGLADE & SLADE, 2015).

Ademais, há mais dois conceitos que valem ser mencionados, que são: o crescimento de reservas e o último recurso recuperável (URR). O crescimento de reservas é dado pelo incremento no volume inicial do óleo recuperável estimado, que pode ocorrer pela revisão ou inclusão de novos dados das estimativas de reservas, ou pela mudança nas definições das reservas reportadas por países/companhias, pelo aprimoramento de dados geológicos, pelo desenvolvimento de novas tecnologias de produção (ou aperfeiçoamento

de tecnologias existentes), e, ainda, pelo aumento no preço corrente de óleo, ou reduções nos custos de produção, alongando a vida produtiva de um campo e/ou viabilizando a produção de campos que anteriormente não eram econômicos. O crescimento de reservas exclui novas descobertas de óleo (MCGLADE, 2013).

Por outro lado, o conceito de URR consiste na soma de todo o recurso de óleo que se espera produzir ao longo da vida produtiva de um campo ou região. Esta definição engloba a produção acumulada⁸, as reservas estimadas, o crescimento de reservas e os volumes não descobertos que podem vir a ser produzidos (*yet-to-find*) (MCGLADE, 2013; MOHR *et al.*, 2015; SORRELL & SPEIRS, 2010).

As incertezas relacionadas às estimativas de recursos e reservas afetam diretamente as políticas energéticas dos países e, portanto, influenciam nos cenários de modelos do setor energético. Estudos, como o de McGlade (2013), procuram entender e quantificar essas questões. Segundo Speirs, McGlade e Slade (2015), as incertezas podem derivar de questões físicas, como dados incorretos ou medidas imprecisas, por exemplo, a estimativa equivocada do VOOIP; questões técnicas, devido à falta de conhecimento sobre a eficácia de tecnologias de extração, levando a estimativas incorretas sobre fatores de recuperação; questões econômicas, referentes a premissas sobre custos de extração, preços de mercado e fontes energéticas alternativas que podem se tornar viáveis; e, também, questões sociopolíticas devido aos possíveis impactos relacionados a mudanças de políticas correntes ou intervenções sociais.

Com a evolução do tempo de vida de um campo, incertezas físicas e técnicas costumam ser minimizadas, porém as incertezas econômicas tendem a crescer devido ao declínio de produção e, consequentemente, queda da lucratividade (SPEIRS, MCGLADE & SLADE, 2015; WILKINSON, 1996).

Os dados de recursos e reservas, normalmente, são utilizados como base da disponibilidade de recursos em modelos de análise integrada (LUDERER, *et al.*, 2015;

⁸ Produção acumulada é todo o volume de óleo produzido até o momento da determinação do URR.

MULDERS, HETTELAR & VAN BERGEN, 2006; ROGNER, 1997). Entretanto, não existe um padrão exato para quantificá-los e nem sempre os dados são transparentes, além da grande incerteza existente ao realizar essas estimativas, como indicado anteriormente. Assim, diferentes IAMs adotam base de dados distintas e, também, consideram diferentes metodologias para entrada destes dados no modelo, como será mostrado na seção 2.2. Portanto, torna-se até desafiador, por exemplo, comparar as estimativas de volumes de recursos não queimáveis entre diferentes cenários de diferentes modelos. O conceito de recursos não queimáveis será abordado na próxima subseção.

2.1.1.1. Recursos Não Queimáveis

O conceito de *stranded assets* têm despertado a atenção do setor financeiro nos últimos anos em virtude da pressão sociopolítica em relação à exposição aos riscos climáticos (CALDECOTT *et al.*, 2016). *Stranded assets*, ou ativos afundados, são definidos como ativos suscetíveis à desvalorização, ou a restrições prematuras ou imprevistas, ou que podem se tornar passivos, devido às mudanças climáticas, regulações mais restritivas, reduções de custos de tecnologias limpas, entre outros (CALDECOTT, TILBURY & CAREY , 2014).

O setor de O&G possui um grande risco associado aos *stranded assets*, principalmente, aqueles países em desenvolvimento que são altamente dependentes das rendas petrolíferas (BOS & GUPTA, 2018; MANLEY, CUST & CECCHINATO, 2017). Estudos sugerem algumas abordagens para minimizar esses riscos, como a remoção de subsídios aos combustíveis fósseis, suspender a produção de óleos com cadeias carbônicas mais longas ou óleos com custo de produção muito altos etc. (ERICKSON, LAZARUS & PIGGOT, 2018; VAN DE GRAAF, 2018).

Uma subcategoria dos *stranded assets*, que merece ser discutida neste trabalho, são os *stranded resources/reserves*, ou recursos/reservas não queimáveis (*urburnable carbon*), que correspondem aos recursos/reservas de petróleo que não podem ser queimados devido aos orçamentos de carbono associados a temperaturas não superiores

a 2°C, referentes aos níveis pré-industriais, portanto, devem permanecer no subsolo⁹ (CARBON TRACKER INITIATIVE, 2020).

Apesar da abundância dos recursos fósseis do ponto de vista geológico, a extração e utilização destas fontes energéticas causam impactos ao clima no longo prazo e, portanto, precisam ser restringidos (IEA, 2019; PYE *et al.*, 2020). Diversos estudos mostram que as emissões acumuladas de GEE resultam no aumento da temperatura média global, mas há incertezas, tanto na proporção desse efeito, como na relação entre orçamentos de carbono e a temperatura média correspondente (ALLEN *et al.*, 2009; MATTHEWS *et al.*, 2009; MILLAR *et al.*, 2017; ROGELJ *et al.*, 2018).

O quinto *Assessment Report* (AR5) do IPCC considera, a partir da contribuição de diversos estudos, as estimativas de orçamento do carbono remanescente entre 550 a 1240 GtCO₂ de 2011 a 2050 (ou de 630 a 1490 GtCO₂ de 2011 a 2100), para manter a temperatura média global abaixo de 2°C até 2100, em que a probabilidade de exceder esta temperatura varia de 12% a 56% (CLARKE *et al.*, 2014). Ultrapassar este orçamento representa um risco significativo às mudanças climáticas globais e, consequentemente, ao agravamento de condições sociais e ambientais escassas, em que ciclos naturais de feedback positivo proporcionam efeitos ainda piores (MANLEY, CUST & CECCHINATO, 2017).

Segundo McGlade & Ekins (2015), adotando um orçamento de 1100 GtCO₂ entre 2011 e 2050, as estimativas das reservas 2P globais de fontes fósseis ultrapassam cerca de três vezes esse orçamento, considerando o conteúdo de carbono associado a essas reservas. Portanto, para evitar exceder o orçamento de carbono, que proporcionaria impactos extremos relacionados às mudanças climáticas, os autores indicam que é necessário que aproximadamente um terço das reservas do óleo permaneça intocada para um cenário até 2050 (Figura 3).

⁹ Rigorosamente, um recurso contingente ou *yet-to-find* não é, no presente momento, um *stranded asset*, visto que ainda não houve investimento aplicado ao mesmo, nem tampouco há expectativa de receita com sua extração. Por outro lado, as reservas são sempre *stranded assets*. Portanto, os recursos são *stranded assets* potenciais, mas não são ativos afundados neste momento.

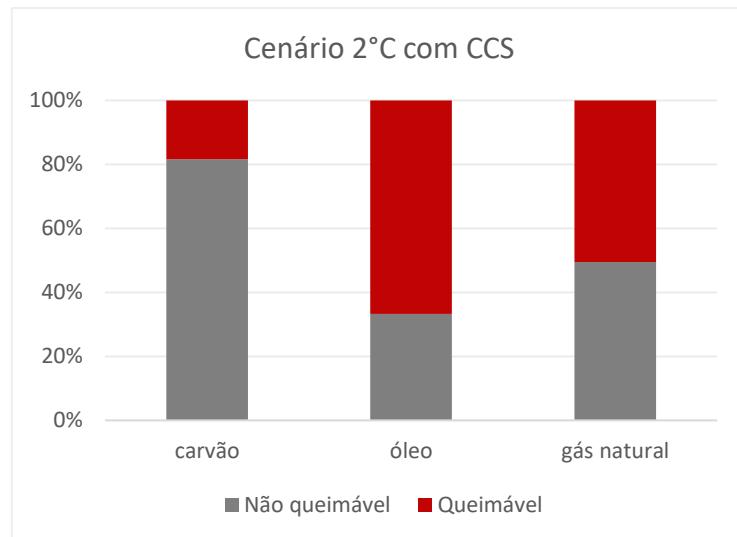


Figura 3: Reservas não quemáveis

Fonte: elaboração própria a partir de McGlade & Ekins (2015)

Dessa forma, um dos resultados do presente estudo envolve uma nova estimativa dos *stranded resources* de óleo, para investigar as implicações das diferentes qualidades de óleo implementadas no módulo de petróleo do COFFEE, e como estas afetam as diferentes regiões do modelo.

2.1.2. Qualidade de óleo

O óleo cru consiste em uma mistura de compostos químicos, em sua maioria hidrocarbonetos (hidrogênio e carbono), que são formados a partir decomposição de matéria orgânica em sedimentos submetidos à alta pressão e temperatura. A caracterização do petróleo varia de acordo com seus constituintes, em que a cadeia de hidrocarbonetos pode se diversificar em hidrocarbonetos parafínicos, naftênicos, olefínicos ou aromáticos, que afetam as propriedades físico-químicas do óleo. Além dos hidrocarbonetos, o petróleo possui diversas impurezas, como enxofre, nitrogenados e oxigênio (THOMAS, 2001).

Esses óleos são extraídos de diversos reservatórios de petróleo, possuindo diferentes características que influenciam diretamente no processamento do refino, em que são preparados para comercialização (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). A

qualidade de óleo também afeta as emissões, visto que óleos mais pesados costumam ter mais impurezas oleofílicas e uma maior pegada de carbono (GORDON, 2012).

Os óleos majoritariamente parafínicos possuem usualmente baixa densidade, consequentemente, são óleos leves e apresentam normalmente baixo teor de enxofre. Portanto, são adequados para produção de diesel, querosene de aviação (QAV) e lubrificantes. Os óleos naftênicos apresentam densidade maior do que os parafínicos e baixo teor de enxofre, são indicados para produção de gasolina, nafta, QAV e lubrificantes. Os óleos mais aromáticos, por sua vez, são mais pesados e, em sua maioria, possuem teor de enxofre acima de 1%, sendo bastante utilizados para produção de gasolina, solventes, asfalto e coque (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012; THOMAS, 2001).

Quanto às impurezas, em sua maioria, estão contidas em óleos mais pesados. Óleos com alto teor de enxofre estabilizam as emulsões, causam corrosão, envenenam os catalisadores do refino e produzem SO_x, aumentando o nível de poluição local quando presente em seus derivados (DEMIRBAS, ALIDRISI & BALUBAID, 2015; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). Óleos com alto teor de nitrogênio, assim como o enxofre, também retêm água em emulsão com mais facilidade e contaminam os catalisadores, prejudicando os processos catalíticos e dificultando os processos de hidrotratamento. Por sua vez, óleos que apresentam compostos oxigenados aumentam a acidez do cru, propagando a corrosão nas tubulações de extração e no refino (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

Existem diversas propriedades relevantes para a caracterização do petróleo, que são mensuradas a partir de parâmetros, como o índice TAN (*Total Acid Number*) que mede o teor de acidez naftênica do óleo, sendo de importante conhecimento, visto que óleos ácidos provocam efeitos corrosivos, impactando na utilização de refinarias (QIAN, EDWARDS, *et al.*, 2008). Outro índice básico é o fator de caracterização KUOP, que indica a natureza do óleo, ou seja, se o óleo é predominantemente parafínico, naftênico ou aromático (SPEIGHT, 2014; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). Ainda, existe o índice CCAI (*Calculated Carbon Aromaticity Index*) que é utilizado para determinar a qualidade de ignição de óleos combustíveis residuais, calculado através da viscosidade e densidade do óleo, definindo sua aromaticidade (ARVELO & ARMAS, 2005).

No entanto, à guisa de simplificação, neste estudo são escolhidos apenas os fatores de grau API e teor de enxofre, pois são considerados fundamentais para finalidade deste trabalho, além de serem as características que mais impactam o preço de mercado do óleo (DEMIRBAS, ALIDRISI & BALUBAID, 2015).

O grau API é a medida mais usual da indústria do petróleo, sendo esta utilizada para representar a densidade do óleo e é expressa pela equação abaixo:

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{d_{60/60}} - 131,5$$

onde, $d_{60/60}$ corresponde à densidade relativa do óleo em relação à densidade relativa da água, ambos a 60 °F (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

Dessa forma, quanto menor for a densidade do óleo, ou seja, quanto mais leve for o óleo, maior será seu grau API. Porém, não há um consenso técnico-científico sobre as faixas de grau API para definir os óleos como leves, médios ou pesados (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). Portanto, diferentes agências consideram diferentes classificações de qualidade de óleo de acordo com seu grau API. A Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis, por exemplo, considera como leves, óleos acima ou iguais a 31 °API, como pesados os óleos abaixo de 22 °API e para os médios consideram-se os valores na faixa entre os dois primeiros (ANP, 2020). Estes valores são baseados na classificação assumida pelo *American Petroleum Institute*, que é a mais empregada atualmente (Tabela 1).

Tabela 1: Classificação de óleos do *American Petroleum Institute*

Qualidade	Densidade	$^{\circ}API$
Leve	Menor que 870 kg/m ³	Maior que 31,1
Médio	Entre 870 kg/m ³ e 920kg/m ³	Entre 31,1 e 22,3
Pesado	Entre 920 kg/m ³ e 1000 kg/m ³	Entre 22,3 e 10,0
Extrapesado	Maior que 1000 kg/m ³	Menor que 10,0

Fonte: Adaptado de Szklo, Uller e Bonfa (2012)

Por outro lado, a *Energy Information Administration* (EIA) considera como leves aqueles óleos que possuem grau API maior do que 38, como pesados aqueles com grau API menor do que 22 e como médios os que encontram-se na faixa intermediária (EIA, 2021c). A Figura 4 ilustra como as faixas de grau API costumam variar, de acordo com a qualidade de óleo, considerando diversas agências.

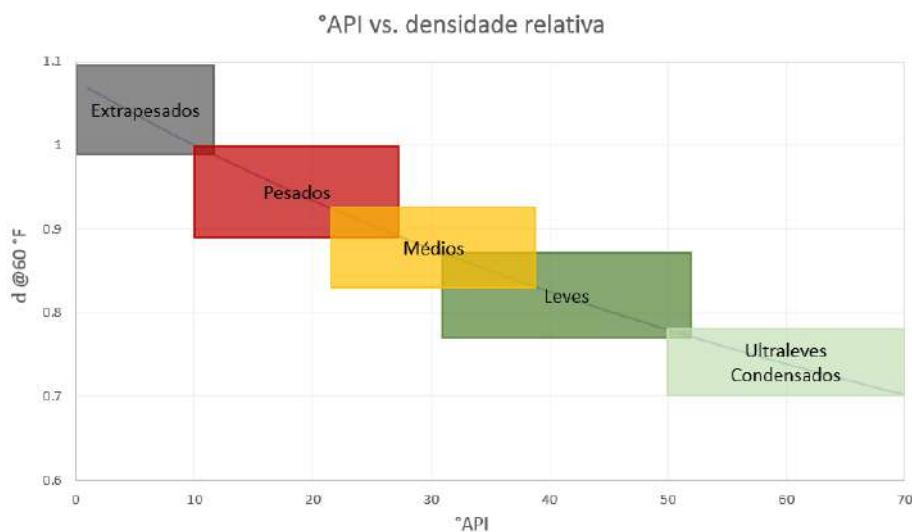


Figura 4: Qualidade de óleos de acordo com suas densidades e grau API

Fonte: elaboração própria com base em ANP (2020), EIA (2021b), ENI (2019) e Szklo, Uller e Bonfa (2012)

O teor de enxofre é o terceiro elemento mais presente nos óleos, depois do hidrogênio e carbono, e, como mencionado anteriormente, compostos sulfurados costumam estar presente nas frações mais pesadas dos óleos, consequentemente, óleos com grau API mais baixos tendem a apresentar um maior teor desse componente (THOMAS, 2001).

Assim como o grau API, o teor de enxofre também possui discordâncias quanto às suas classificações. Normalmente, classificam-se como doces aqueles óleos com teor de enxofre inferior a 0,5%, em base mássica, e como azedos aqueles com teor superior a 2,5%. Entre 0,5% e 2,5% de teor estão os óleos qualificados como médios doces e médios azedos (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). A Exxon, considera como doces aqueles que apresentam teor de enxofre até 0,6% e azedos aqueles que possuem valores superiores a 0,6% (EXXONMOBIL, 2020). Por outro lado, a ENI classifica como doces os óleos

com menos de 0,5% de teor de enxofre; a faixa entre 0,5% e 1,0% encontram-se os óleos médios azedos e os óleos com teor maior ou igual a 1,0% são considerados azedos (ENI, 2019).

Neste trabalho, é considerada a classificação de qualidade de óleo adotada pela ENI, visto que sua base de dados é utilizada como premissa para a calibração dos volumes de produção de óleo por qualidade do módulo de petróleo do COFFEE, como será detalhado no capítulo 3. A Tabela 2 e a Tabela 3 apresentam, respectivamente, os valores de grau API e teor de enxofre (%S) assumidos pela ENI (2019).

Tabela 2: Classificação de óleos da ENI segundo grau API

Qualidade	$^{\circ}$ API
Ultra leve	Maior ou igual a 50
Leve	Maior ou igual a 35 e menor do que 50
Médio	Maior ou igual a 26 e menor do que 35
Pesado	Maior ou igual a 10 e menor do que 26

Fonte: Adaptado de ENI (2019)

Tabela 3: Classificação de óleos da ENI segundo teor de enxofre

Qualidade	%S
Doce	Menor que 0,5
Médio azedo	Maior ou igual a 0,5 e menor do que 1
Azedo	Maior ou igual a 1

Fonte: Adaptado de ENI (2019)

A Tabela 4 apresenta exemplos de classificações de correntes típicas mundiais segundo suas qualidades, considerando as faixas de grau API e teor de enxofre adotadas pela ENI.

Tabela 4: Classificação de correntes típicas

Corrente	País de origem	°API	%S	Classificação ENI
Arab Extra Light	Arábia Saudita	38,1	1,1	Leve & Azedo
Arab Light	Arábia Saudita	34,0	1,9	Médio & Azedo
Brent	Reino Unido	40,0	0,5	Leve & Médio Azedo
Cano Limon	Colômbia	25,2	0,9	Pesado & Médio Azedo
Daqing	China	33,3	0,1	Médio & Doce
Forcados	Nigéria	29,5	0,2	Médio & Doce
Kuwait Blend	Coveite	30,9	2,5	Médio & Azedo
Marlim	Brasil	20,1	0,7	Pesado & Médio Azedo
Maya	México	21,3	3,4	Pesado & Azedo
WTI	EUA	39,8	0,3	Leve & Doce

Fonte: Adaptado de Szklo, Uller e Bonfa (2012)

2.1.3. Esquemas típicos de refino

Como mencionado anteriormente, as diferentes qualidades de óleo cru impactam no refino de petróleo, devido à capacidade das refinarias para lidar com diferentes cargas, conforme suas unidades de processamento e mesmo suas utilidades (STRATIEV *et al.*, 2010), como é apresentado no decorrer deste trabalho. Portanto, ao abordar aspectos de qualidade de óleo em um IAM, é necessário retratar como o refino irá se comportar em relação a tais qualidades, visto que estas afetam os rendimentos dos produtos finais das refinarias, como é mostrado na Figura 5. Esta figura detalha curvas de destilação direta (*straight-run*) de diferentes tipologias de óleos e, portanto, indica o quanto deverão ser processadas as correntes intermediárias obtidas após a destilação, caso o objetivo da refinaria seja produzir derivados mais leves e de maior qualidade.

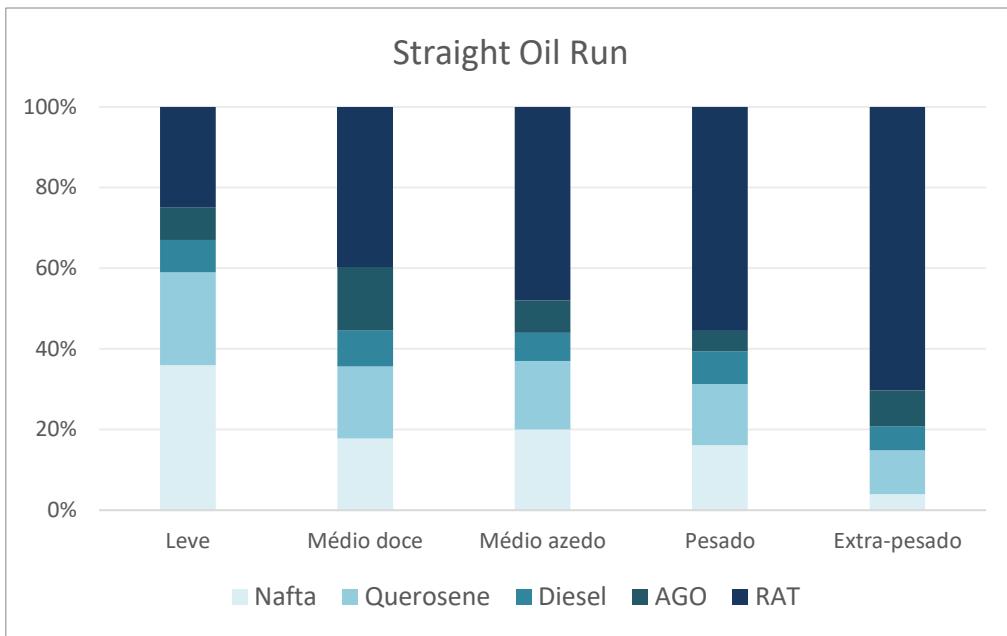


Figura 5: Rendimentos de curvas *Straight Oil Run* por qualidade de óleo

Fonte: elaboração própria baseado em Bergerson *et al.* (2019)

Nota: AGO – *atmospheric gasoil* e RAT – resíduo atmosférico

No parque de refino mundial, não existe um padrão específico de configuração de refinarias, sendo cada refinaria única, tanto por suas capacidades de conversão, como pelo tamanho, sofisticação e cargas processadas (tipo e volume de óleo processado). Apesar disso, é possível categorizar esquemas típicos com base em suas unidades de processamento (GARY, HANDWERK & KAISER, 2007; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

A seguir, são descritos de forma sucinta esquemas típicos de refino, conforme a ordem de sua complexidade¹⁰. Refinarias simples, como a *topping* e a *hydroskimming*, possuem uma flexibilidade limitada para lidar com a carga de óleo recebida, enquanto

¹⁰ O grau de complexidade de uma refinaria está associado às suas unidades de conversão, sendo usualmente avaliado pelo índice de Nelson. Este índice é uma medida que relaciona cada unidade de processamento do esquema de refino ao seu custo de investimento, tendo como base a unidade de destilação atmosférica. Portanto, cada unidade de conversão adicionada ao esquema de refino acrescenta um grau de complexidade à refinaria em questão (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

refinarias mais complexas, como a *hydrocracking* e a *coking* possuem maiores capacidades de conversão de correntes intermediárias e maior integração entre as unidades de processo. Assim, são capazes de converter óleos de pior qualidade em produtos de maior valor agregado, promovendo usualmente uma margem de refino mais elevada (GARY, HANDWERK & KAISER, 2007).

O esquema típico mais básico é o de refinarias *topping*, que consiste apenas na separação de hidrocarbonetos em diferentes frações a partir do processo de destilação. Antes do processo de destilação, é realizada a dessalgação do óleo cru, que realiza um pré-tratamento do cru para eliminar sais orgânicos, sólidos suspensos e água (GARY, HANDWERK & KAISER, 2007; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

Em seguida, o óleo é encaminhado para a unidade de destilação atmosférica (UDA), que consiste nas etapas de aquecimento, vaporização, fracionamento, condensação e resfriamento. A carga de óleo é bombeada através de uma série de trocadores de calor e, posteriormente, passa por um forno para que chegue à temperatura desejada. Posteriormente, a carga segue para a coluna de destilação vertical, em que as frações são vaporizadas e fracionadas em diversos cortes, a partir de um encadeamento de estágios. Dessa forma, as frações mais leves são condensadas e extraídas no topo da coluna, enquanto as mais pesadas são extraídas no fundo da coluna de destilação (GARY, HANDWERK & KAISER, 2007; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

As frações pesadas da UDA podem ser encaminhadas para a unidade de destilação a vácuo, em que são destiladas a pressões reduzidas que diminuem os pontos de ebulação da carga e possibilita a separação de frações do resíduo atmosférico a temperaturas menores, evitando a degradação da corrente e formação de coque (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

A configuração *hydroskimming* é um esquema também simples, que equivale a uma refinaria tipo *topping* com a adição de um reformador catalítico (GARY, HANDWERK & KAISER, 2007). Este esquema compreende a unidade de destilação atmosférica, que produz nafta, querosene, gasóleo e resíduo atmosférico (RAT). A nafta, o querosene e o gasóleo são encaminhados para o processo de dessulfurização (HDS).

Posteriormente, o querosene e o gasóleo são armazenados em seus respectivos *pools*¹¹. A nafta leve é enviada para a unidade de isomerização e a nafta pesada é enviada para o reformador catalítico, ambas para o aumento de suas octanagens, proporcionando a produção de uma gasolina de maior octanagem (AL ZAROONI & ELSHORBAGY, 2006; GARY, HANDWERK & KAISER, 2007; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

Apesar de o esquema ter um baixo rendimento em gasolina, devido ao seu baixo grau de conversão, é possível produzir uma gasolina de qualidade regular a alta (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). A Figura 6 representa o esquema típico das refinarias *hydroskimming*.

¹¹ O *pool* representa as diversas correntes intermediárias que podem constituir um produto final, com o objetivo de aumentar suas quantidades e atender às suas especificações, ou seja, aumentar sua qualidade. Assim, existem correntes na faixa da nafta, por exemplo, que entram no *pool* de querosene para atingir a especificação de aromaticidade. Ainda, existem correntes do gasóleo, que normalmente estão na faixa do diesel, mas podem alimentar o *pool* de QAV para o aumento de sua produção (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

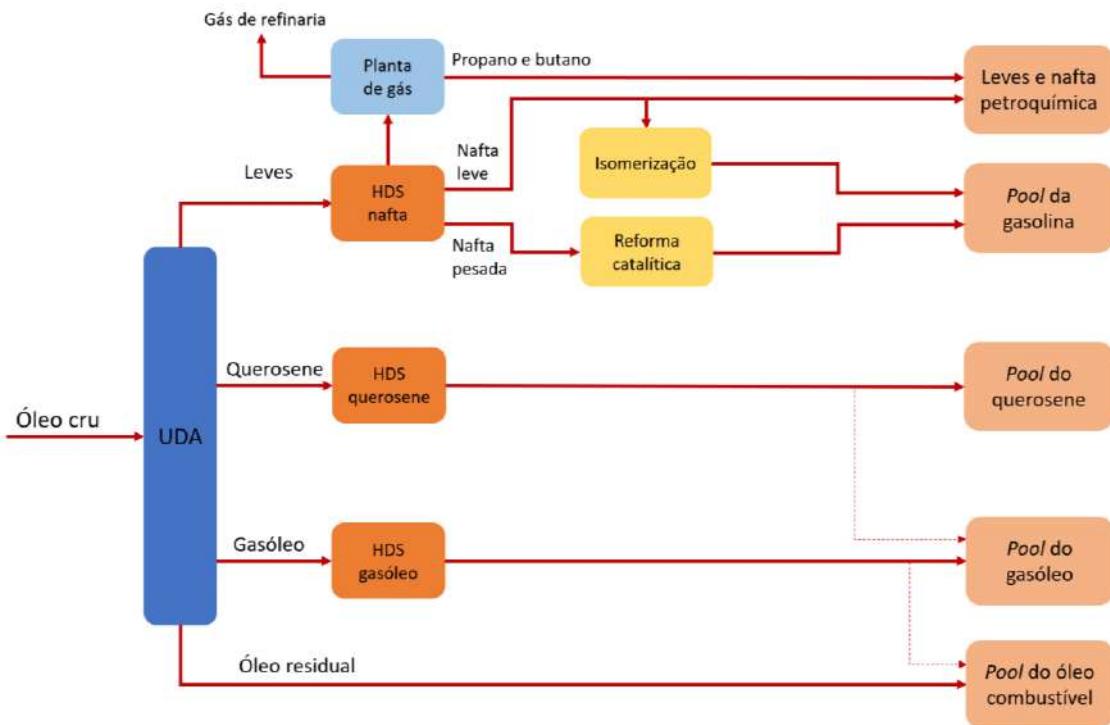


Figura 6: Configuração *hydroskimming*

Fonte: Adaptado de Szklo, Uller e Bonfa (2012)

A configuração *cracking* corresponde ao esquema *hydroskimming* com a incorporação das unidades de destilação a vácuo (UDV), craqueamento catalítico em leito fluidizado (FCC), viscorredução e alquilação (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). Como mencionado anteriormente, a UDV permite a conversão de uma porção considerável do resíduo atmosférico em produtos mais leves.

A unidade de FCC consiste na conversão de frações mais pesadas do óleo em frações mais leves, através do uso de catalisadores. Esta unidade é, normalmente, abastecida por cargas de gasóleos (leves e pesados), advindos da UDA ou da UDV (VOGT & WECKHUYSEN, 2015). Assim, o FCC possibilita uma maior flexibilidade da refinaria em relação ao cru de entrada. Dessa forma, uma refinaria do tipo *cracking* é capaz de se adaptar melhor a crus mais pesados, quando comparada a uma refinaria do tipo *hydroskimming*. O FCC tem a função de otimizar a produção de gasolina de boa qualidade, porém a qualidade dos destilados médios produzidos é baixa (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

Por sua vez, a viscorredução, através de calor e pressão, reduz a viscosidade do gasóleo pesado e do resíduo de vácuo (RV) e tendem a aumentar o volume de gasóleo destinado à produção de gasolina (JOSHI *et al.*, 2008; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). Por fim, o processo de alquilação é utilizado para incrementar ainda mais o valor agregado da gasolina (ALBRIGHT, 2009). Vale mencionar que este esquema reflete as características do refino europeu, que costuma priorizar a produção de gasolina de alta qualidade (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). A Figura 7 representa o esquema típico das refinarias *cracking*.

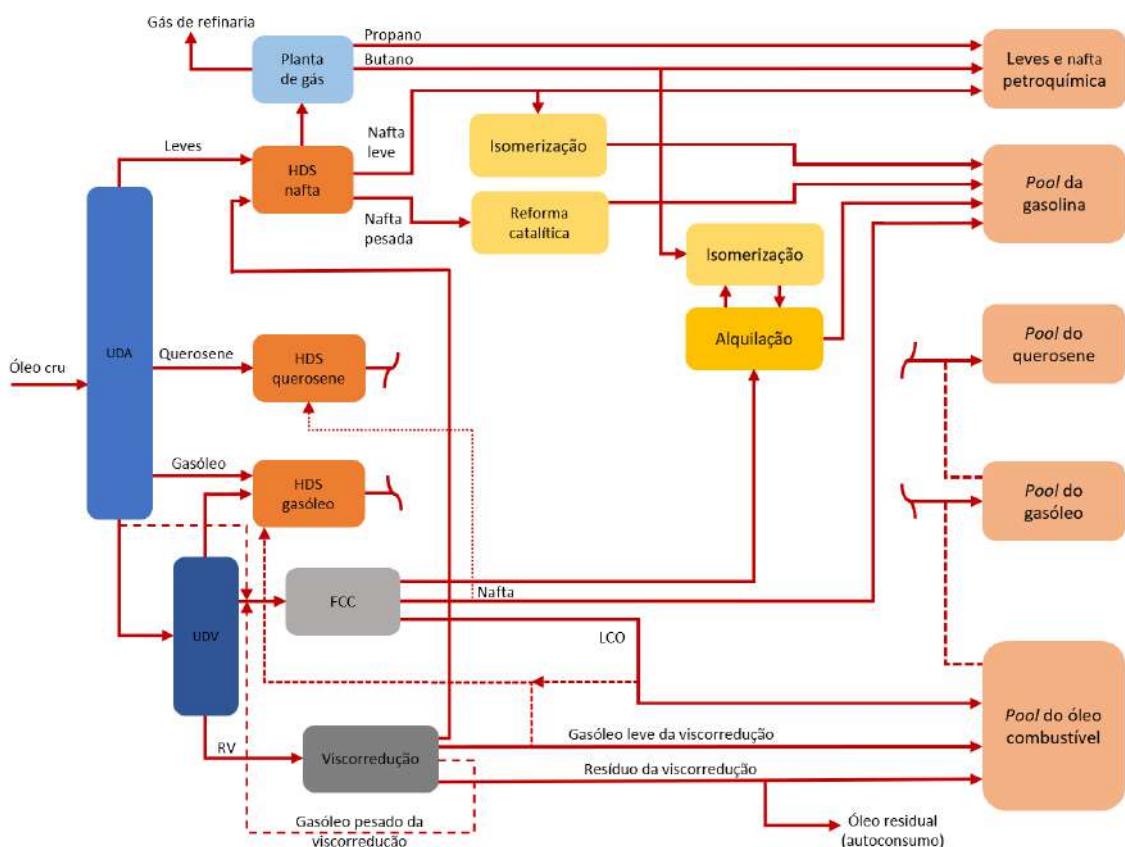


Figura 7: Configuração *cracking*

Fonte: Adaptado de Szklo, Uller e Bonfa (2012)

O esquema de refinarias *coking*, consiste na estrutura do esquema *hydroskimming* e a adição da UDV e do coqueamento retardado. O coqueamento retardado é um processo térmico de craqueamento, porém não utiliza catalisadores, assim como a viscorredução. A carga pesada recebida, normalmente, resíduo de vácuo, é aquecida em um forno e,

posteriormente, é encaminhada aos tambores de coque onde permanece por um período mais longo para que ocorra o coqueamento. Este processo otimiza a produção de diesel, reduz consideravelmente o rendimento de pesados e possibilita a obtenção de coque de petróleo (SAWARKAR *et al.*, 2007; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

O esquema de refinarias *hydrocracking*, consistem na estrutura do esquema *hydroskimming* e a adição da UDV e do hidrocraqueamento catalítico (HCC). A unidade de HCC consiste no craqueamento de moléculas de cargas pesadas, gasóleo e resíduos, a partir de um catalisador, o processo normalmente ocorre em um reator a altas pressões com a presença de hidrogênio a temperaturas, relativamente, baixas. O HCC é capaz de converter cargas em frações que são de difícil quebra no FCC. A unidade de HCC otimiza a produção de gasolina e destilados médios de alta qualidade, como o diesel (GARY, HANDWERK & KAISER, 2007; SZKLO, ULLER & BONFA, 2012; WARD, 1993).

Finalmente, há um esquema que engloba, tanto o coqueamento retardado das refinarias *coking*, quanto a unidade de HCC das refinarias *hydrocracking*. Esta configuração requer uma elevada demanda por hidrogênio, principalmente, devido às unidades de HCC e HDT. Portanto, há uma planta específica para geração de hidrogênio nesta configuração (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012). Este esquema típico de refino é nomeado *coking/hydrocracking* e abrange as refinarias bem complexas, com maiores capacidades de conversão e alta flexibilidade. Tipicamente, possuem os maiores rendimentos de produtos leves e de mais alto valor agregado (KAISER, 2017).

Para a execução desta dissertação, foram considerados três esquemas típicos, correlacionando-os de acordo com suas complexidades. Portanto, as configurações *topping* e *hydroskimming* são agregadas como Tipo 1, as configurações *cracking* e *coking* são agrupadas como Tipo 2 e as configurações *hydrocracking* e *coking/hydrocracking* são consideradas como Tipo 3 e nomeadas como configuração *hycon* (Figura 8).

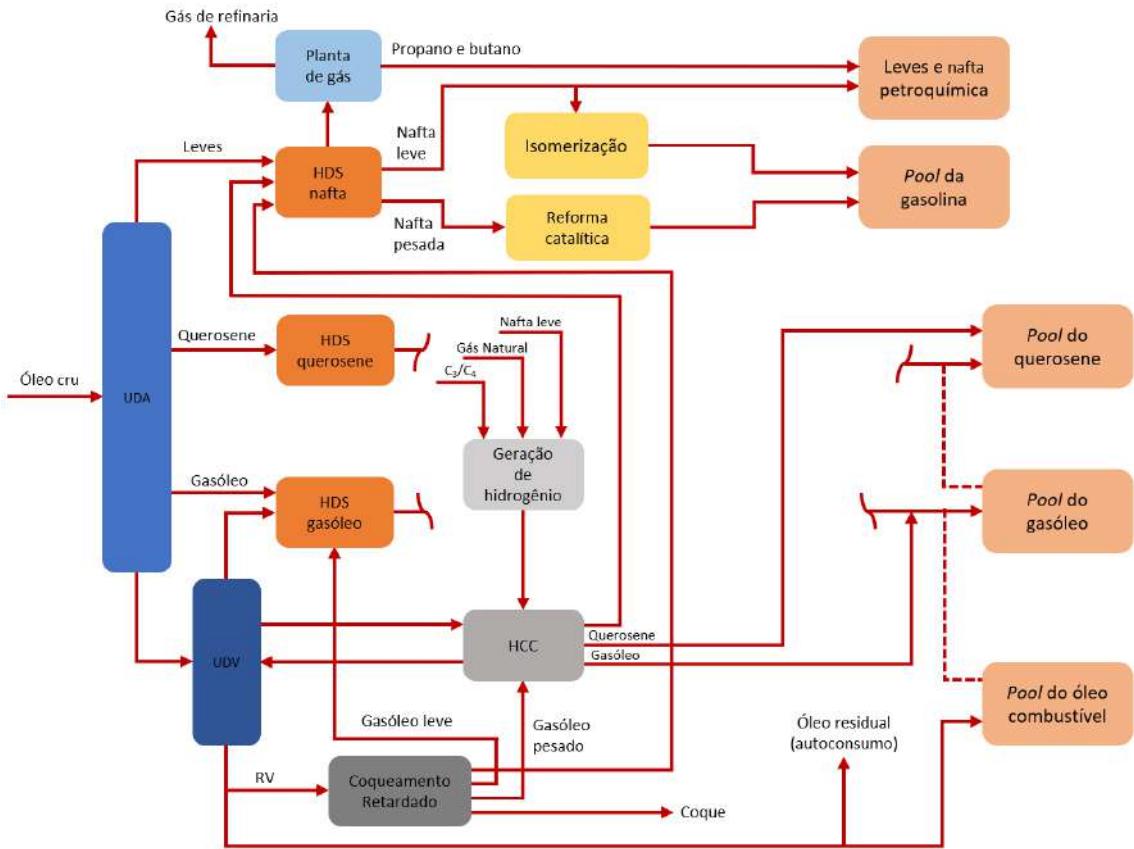


Figura 8: Configuração *hycon*

Fonte: Adaptado de Szklo, Uller e Bonfa (2012)

A Tabela 5: Esquemas típicos de refino summariza as unidades de processamento dos esquemas típicos de refino considerados neste trabalho.

Tabela 5: Esquemas típicos de refino

Configuração	Tipo	Unidades
<i>Topping/Hydroskimming</i>	1	Dessalgação + destilação atmosférica + unidade de isomerização + reforma catalítica + unidades de tratamento
<i>Cracking/Coking</i>	2	Configuração <i>Hydroskimming</i> + destilação a vácuo + FCC + alquilação + viscorredução + coqueamento retardado
<i>Hycon</i>	3	Configuração <i>Hydroskimming</i> + destilação a vácuo + hidrocraqueamento + coqueamento retardado + geração de hidrogênio

Fonte: Adaptado de Szklo, Uller & Bonfa, 2012

2.1.4. O papel do óleo na transição energética

A transição energética pode ser definida como alterações expressivas da natureza ou de padrões do uso da energia em um sistema energético (ARAÚJO, 2014; O'CONNOR, 2010). Como mostrado por Zotin (2018), as transições são processos complexos, não-lineares e apresentam um alto grau de incerteza. O estudo expõe que há uma grande discussão por trás dos conceitos de transição energética, porém esta discussão não será abordada detalhadamente nesta dissertação, por não ser este o seu foco. O que se pretende destacar aqui é: como a uma transição energética no século XXI pode afetar o setor de petróleo e qual é o papel do petróleo em um mundo de baixa emissão de carbono.

Do ponto de vista histórico, ao longo do século XX, o petróleo foi o principal elemento da transição energética, em que a fonte de energia primária predominante da época, o carvão, foi gradualmente substituído, sobretudo no setor de transportes (SMIL, 2010). A transição do carvão ao petróleo ocorreu devido, principalmente, à posição estratégica do petróleo durante a Segunda Guerra Mundial (ZOTIN, 2018). No entanto, nota-se que o carvão representa um importante papel na matriz energética atual, correspondente a 27% da oferta de energia global (IEA, 2020b).

Assim, há uma discussão de que os processos de transição, comumente apresentados como um processo substitutivo, ao utilizar as alterações no tempo da participação percentual de consumo de energia primária (SOVACOOL, 2016), na realidade representam a adição expressiva de uma nova fonte energética no sistema. Portanto, a transição energética não equivale necessariamente à exclusão de uma fonte anteriormente utilizada. O que normalmente ocorre é a sobreposição aditiva de uma fonte à outra, não tornando a anterior obsoleta (PODOBNIK, 2006; YORK & BELL, 2019).

Um dos maiores desafios da sociedade atual é como enfrentar o aumento acelerado do aquecimento global. Diversos estudos apontam a urgente necessidade de reduções significativas das emissões antropogênicas, como tentativa de minimizar os impactos causados pelas mudanças climáticas globais, em que se torna necessária a substituição de combustíveis fósseis por tecnologias limpas e, também, o desenvolvimento de tecnologias que promovam emissões negativas (IPCC, 2018). Dessa forma, torna-se cada vez mais

indispensável a transição da matriz energética global que, atualmente, é predominantemente fóssil, para uma matriz com prevalência de fontes renováveis (ARAÚJO, 2014; FORSTER *et al.*, 2018).

Contudo, além da busca pela justiça climática, é necessário considerar os custos sociais envolvidos na descarbonização da economia, com o propósito de garantir uma transição justa (*just transition*) (NEWELL & MULVANEY, 2013). Estudos propõem diferentes ações e métodos para o alcance de uma transição energética justa. Alguns autores consideram como critério de equidade, a alocação de um maior orçamento de emissões de CO₂ para países em desenvolvimento, que possuem grandes volumes de recursos fósseis. Porém, tal alocação de carbono é questionável, pois admitir a contínua exploração e exploração de recursos fósseis nestes países sob a perspectiva de justiça, enquanto os demais atravessam uma transformação de seus vetores energéticos e em suas cadeias produtivas, manteria esses países cada vez mais distantes de uma transição energética de baixo carbono (MEYER & ROSER, 2010; NEWELL & MULVANEY, 2013). Pode-se, ainda, considerar a eliminação e a redistribuição de subsídios a energéticos fósseis para alcançar uma transição justa em países em desenvolvimento (JAKOB *et al.*, 2019; SCHAFFITZEL *et al.*, 2020).

Por outro lado, Lenferna (2018) expõe os *trade-offs* da escolha por critérios de equidade e a eficiência econômica, em que há a possibilidade de uma contínua produção em países que possuem reservas de maior custo e que talvez necessitem de novos investimentos. Dessa forma, países que dispõem de reservas de maior custo-benefício, deixarão de produzir, ocasionando a geração de *stranded assets* das infraestruturas existentes.

Pye *et al.* (2020) argumentam que a redistribuição de *stranded resources* é um desafio, devido à falta de incentivos econômicos necessários para interromper a produção de combustíveis fósseis em países em desenvolvimento e auxiliá-los a transitar para um sistema energético de maior custo. Assim, defendem princípios de equidade, para contribuir com o desenvolvimento desses países, com base no Índice de Desenvolvimento Humano e no “benefício acumulado de produções passadas”.

Healy & Barry (2017) expõem que aspectos relacionados à energia e mudanças climáticas são questões tanto de justiça como de injustiça, argumentando sobre as

externalidades de toda a cadeia produtiva dos recursos fósseis que, normalmente, são ocultadas. Portanto, defendem a adoção de um movimento de desinvestimento, associado às políticas climáticas que se concentram em medidas pelo lado da oferta, como a retirada de subsídios¹², proibir licenças de exploração etc.

Por outro lado, alguns autores possuem a perspectiva de que o petróleo não fará parte da nova transição (ĆOSIĆ, KRAJAČIĆ & DUIĆ, 2012; ELLISTON, MACGILL & DIESENDORF, 2013; LÖFFLER *et al.*, 2017; OEI *et al.*, 2020), mas de certa forma o petróleo continuará tendo o seu papel, principalmente, devido aos seus produtos não-energéticos e em virtude do seu valor para a economia global (FATTOUH, POUDINEH & WEST, 2018). Mesmo para os cenários mais restritivos, como os cenários de 1,5°C e 2°C compilados por Huppmann *et al.* (2019), praticamente nenhum modelo enxerga a transição energética sem o uso do petróleo.

A transição pode e, de fato, precisa acontecer, mas o petróleo muito provavelmente fará parte dela (SEARS, 2020). Porém, deverá alterar fortemente seu papel em um mundo pós-transição, como a partir de uma maior integração com a petroquímica, ou através da maximização de destilados de QAV e *bunker*, visto que a gasolina e o diesel podem ser facilmente substituídos por biocombustíveis, eletricidade, hidrogênio, entre outros (IEA, 2019).

A transição energética para uma economia de baixo carbono proporcionará uma ampla transformação social e econômica, devido à necessidade do aumento da preocupação com o meio ambiente, da maior conscientização da população sobre as mudanças climáticas globais, da adoção de práticas de sustentabilidade (STEG, SHWOM & DIETZ, 2018). Dessa forma, existem ameaças ao setor do petróleo como, por exemplo, a eletrificação do setor de transportes e a busca constante por redução e substituição de plásticos, apesar do crescimento contínuo do consumo per capita mundial deste material. Interessantemente, a mudança na mobilidade demandará ainda mais plásticos, que são usados como insumos para a fabricação de veículos elétricos (IEA, 2018).

¹² Tal medida também impacta o lado da demanda (MUNDACA, 2017).

No entanto, existem produtos oriundos de petróleo que são essenciais para a sociedade e não são facilmente substituíveis (Figura 9), como os fertilizantes usados para produção de alimentos, os isolantes térmicos que reduzem a demanda por refrigeração e aquecimento do setor de edificações, o asfalto para construção de estradas, os plásticos utilizados em equipamentos eletrônicos e no desenvolvimento de tecnologias limpas, entre outros (IEA, 2018). Allwood *et al.* (2013) indicam diversas estratégias para o uso mais eficiente desses materiais, como o aumento da vida útil de forma a restringir a obsolescência programada, a redução de desperdícios na cadeia de suprimentos, a fabricação de peças mais leves, a reutilização e reciclagem de produtos usualmente descartáveis etc.

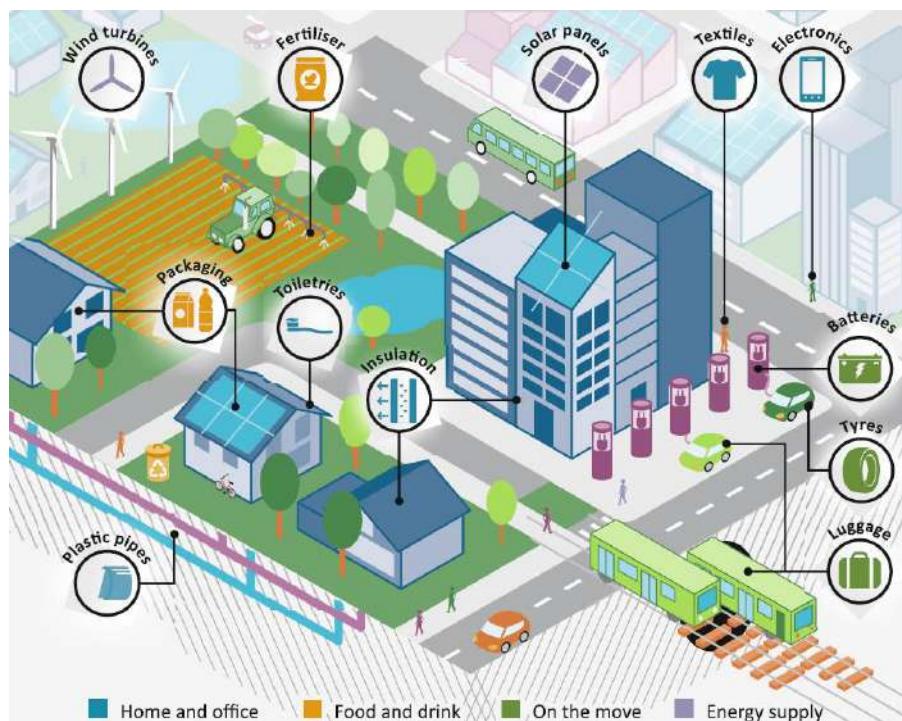


Figura 9: Papel dos produtos petroquímicos na transição energética

Fonte: IEA (2018)

Os modelos de análise integrada são ferramentas úteis para avaliar custos e estratégias para o alcance de uma transição energética voltada para tecnologias de baixo carbono, assim como para estimar a necessidade de tecnologias carbono negativas, de acordo com a ambição de seus cenários, sendo também adequados para analisar o uso do

óleo no médio e longo prazo, e os setores que continuarão dependentes deste energético, como será abordado na próxima seção.

2.2. Modelos de Análise Integrada (IAM)

Os Modelos de Análise Integrada são ferramentas de modelagem que buscam representar os diversos setores da economia em uma única estrutura, e avaliam interações complexas entre os sistemas socioeconômicos e os impactos causados aos sistemas naturais (IPCC, 2019, VAN BEEK, HAJER, *et al.*, 2020, WILSON, KRIEGLER, *et al.*, 2017). Dessa forma, esses modelos tentam explorar componentes-chave para o alcance de trajetórias de médio e longo prazo de mitigação e adaptação às mudanças climáticas globais (CLARKE, JIANG, *et al.*, 2014, PATT, VAN VUUREN, *et al.*, 2010). A Figura 10 apresenta um exemplo genérico da estrutura de um IAM, ainda que nem todos os IAMs tenham o mesmo grau de desagregação tecnológica ou abrangência em termos de módulos de análise¹³.

¹³ Por exemplo, é pouco comum IAMs incorporarem um módulo de materiais em sua estrutura (ZOTIN *et al.*, 2020).

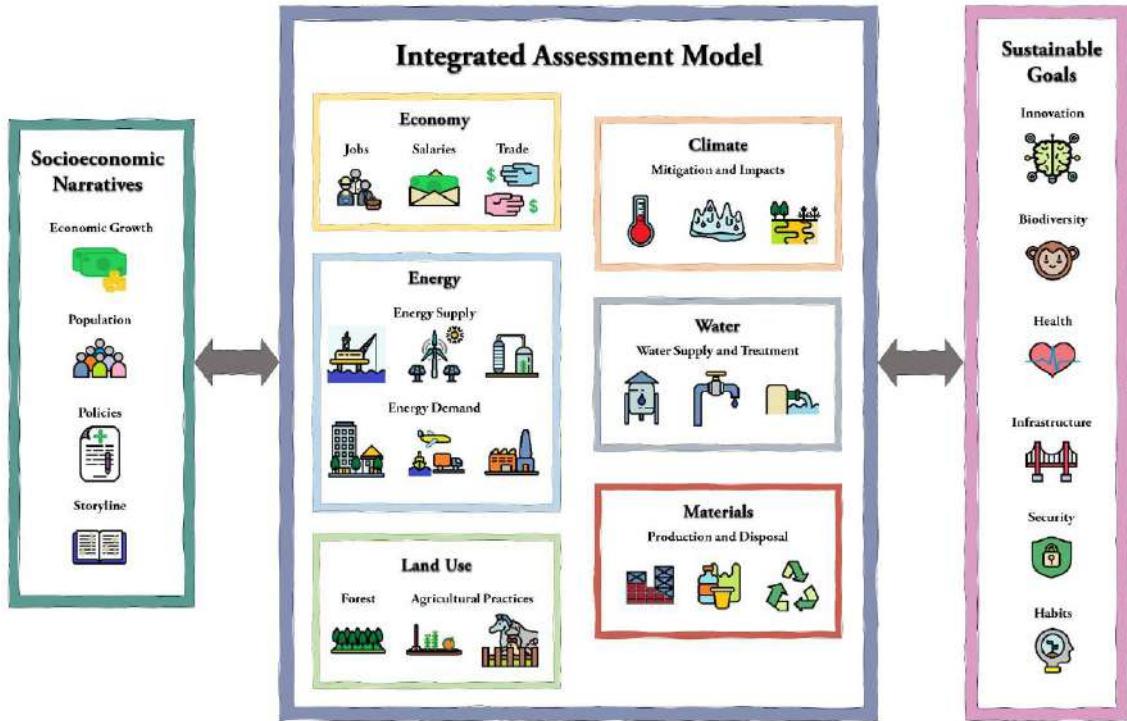


Figura 10: Estrutura genérica de um IAM

Fonte: elaboração própria

Os IAMs baseiam-se na interdependência entre as atividades dos diferentes setores abordados, como o fornecimento de alimentos, água e energia, as atividades econômicas envolvidas e seus possíveis impactos associados, como a emissão de GEE e geração de resíduos. A partir dessas relações, as ações de um agente, setor ou região impactam o restante da cadeia, garantindo, assim, a consistência entre todos os setores (ROCHEDO, 2016).

Portanto, existe uma disputa entre os setores pelo uso dos recursos existentes como, por exemplo, a competição pelo uso do solo, em que há um conflito entre produção de alimentos e de bioenergia que competem por uma mesma área de plantio, ou a disputa por derivados de petróleo pelos setores de transportes, industrial ou de edificações, ou ainda a competição entre escolhas tecnológicas, como tecnologias que fornecem o mesmo produto a partir de diferentes insumos (ANGELKORTE, 2019; BAPTISTA, 2020; RIAHI *et al.*, 2012).

IAMs possuem diversas abordagens de análise, mas, em sua maioria, são divididos em modelos energéticos ou de processo, econômicos, climáticos e de uso do solo. Os

IAMs energéticos baseiam-se no balanço da oferta e demanda de energia, a partir da modelagem de diversos recursos, tecnologias de conversão e combustíveis. Por outro lado, os IAMs econômicos têm como fundamento premissas macroeconômicas para a tomada de decisão como, por exemplo, visando a maximização de bem-estar. Já os IAMs com base no clima tratam principalmente de problemas ambientais, representando a atmosfera, os ecossistemas, a terra, os oceanos e as geleiras. Por fim, os IAMs de uso do solo abordam o manejo do uso da terra e as mudanças do uso do solo (BAPTISTA, 2020; CUNHA, 2019; KOBERLE, 2018).

Além disso, são distinguidos os IAMs globais e os IAMs regionais, em que o primeiro abrange aspectos mais gerais das regiões mundiais, de forma a representar os impactos das políticas climáticas regionais sobre uma perspectiva global no clima. Enquanto, o segundo apresentam um maior detalhamento de dados e opções tecnológicas da região abordada (ANGELKORTE, 2019).

Estes modelos são usados para avaliar cenários elaborados a partir da construção de diversas narrativas como, por exemplo, cenários de restrição de emissão de GEE que, através da definição de orçamentos de carbono e/ou precificação de carbono, podem contribuir com a redução de GEE no longo prazo (BERTRAM *et al.*, 2015; VAN VUUREN *et al.*, 2016). O propósito da elaboração de diversos cenários é obter uma gama variada de futuros possíveis, contribuindo para discussão científica sobre a magnitude e incertezas das mudanças futuras (POPP *et al.*, 2017).

Assim, podem ser usados para testar os efeitos da implementação de diferentes políticas. Portanto, IAMs são úteis para auxiliar a elaboração de políticas públicas que visem mitigar os impactos das mudanças climáticas, de forma a gerar um conjunto de informações úteis para os decisores políticos (PARSON & FISHER-VANDEN, 1997; VAN VUUREN *et al.*, 2011).

Dessa forma, é possível analisar, por exemplo, narrativas socioeconômicas, como os *Shared Socioeconomic Pathways* que descrevem diferentes narrativas de desenvolvimento (O'NEILL *et al.*, 2017; ROGELJ *et al.*, 2018) ou, ainda, possíveis *trade-offs* e complementariedades entre os objetivos do desenvolvimento sustentável, a partir da avaliação de biodiversidade, poluição local, mudanças de hábito, entre outros

(IMPÉRIO, 2020; MCCOLLUM *et al.*, 2017; VAN SLUISVELD *et al.*, 2016; VAN SOEST *et al.*, 2019; VEERKAMP *et al.*, 2020).

Os modelos de análise integrada são as principais ferramentas utilizadas para avaliar cenários de transição energética, porém atualmente não especificam suficientemente os recursos de petróleo e seus derivados, visto que a maioria dos IAMs desenvolvidos em diferentes centros de pesquisa considera o petróleo como uma fonte energética homogênea, o que não é verdade, como foi apresentado na subseção 2.1.1. A hipótese desta dissertação considera este aspecto como uma possível lacuna científica, cujas implicações serão testadas ao longo do estudo.

Ademais, apesar de os IAMs normalmente incorporarem o processamento do refino em sua estrutura, tais processos não são bem detalhados. Portanto, não há uma diferenciação entre os rendimentos de óleo, devido à inexistência da representatividade de suas qualidades. Os modelos possuem poucas opções de derivados e pouca ou nenhuma flexibilidade no refino (GUEDES, 2019). A Tabela 6 sintetiza os principais IAMs globais e suas respectivas características em relação ao setor de petróleo.

Tabela 6: Características de óleo cru e refino nos IAMs globais

Modelo	Instituto	País	Equilíbrio	Tipologia	Tipos de óleo	Tipologia Refino	Produtos
AIM/CGE	NIES	Japão	Geral	Recursivo Dinâmico	1	Simples	Líquidos (agregado)
GCAM	PNNL	USA	Geral	Recursivo Dinâmico	2*	Simples	Líquidos (agregado)
IMAGE-TIMER	PBL	Holanda	Geral	Recursivo Dinâmico	1	Simples	Leves e Pesados
MESSAGE-Globiom	IIASA	Áustria	Geral	Otimização Intertemporal	1	Múltiplo	Leves e Pesados
REMIND-MagPIE	PIK	Alemanha	Geral	Otimização Intertemporal	1	Simples	Líquidos (agregado)
COFFEE	COPPE	Brasil	Parcial	Otimização Intertemporal	2*	Múltiplo	Gás de refinaria, GLP, Nafta, gasolina, diesel, coque, óleo combustível
EPPA	MIT	USA	Geral	Recursivo Dinâmico	2*	Múltiplo	Gás de refinaria, gasolina, diesel, coque, óleo combustível e outros

Fonte: Adaptado de Guedes (2019)

Nota: *Recursos convencionais e não convencionais.

Como visto na Tabela 6, modelos como o AIM/CGE, Remind-MagPIE e GCAM, que são grandes referências de modelos de análise integrada global (CALVIN *et al.*, 2019; FUJIMORI, MASUI & MATSUOKA, 2014; LUDERER *et al.*, 2015), abrangem apenas um tipo de cru em suas análises. Além disso, contam com uma tipologia de refino simples e consideram seus produtos como combustíveis líquidos (de forma agregada).

O modelo COFFEE, aqui estudado, é um dos poucos que possui múltiplas opções de refinarias, em que considera as capacidades de refino para as 18 regiões do modelo e duas opções de expansão de refinaria, porém ainda pode ser melhorado, a partir da desagregação das capacidades de cada região em diferentes tipologias, como será apresentado no próximo capítulo.

3. Metodologia

Este capítulo apresenta a estrutura do modelo COFFEE que é utilizada como a base deste trabalho, assim como a descrição metodológica para a coleta de dados de recursos de óleo por qualidade e desagregação dos esquemas de refino, seguida pelas premissas consideradas para a implementação desses dados em um módulo de petróleo. Posteriormente, são exibidos os estudos de caso para testar as vantagens de detalhar os aspectos de qualidade de óleo e os esquemas de refino.

3.1. COFFEE

O COFFEE (*Computable Framework For Energy and the Environment*) é um modelo de programação linear de otimização intertemporal, cuja função objetivo visa minimização de custo de todo o sistema, possuindo um horizonte de análise até o ano de 2100, em que são utilizadas 14 séries temporais (ROCHEDO, 2016; ROELFSEMA *et al.*, 2020). Este modelo é baseado na plataforma MESSAGE (*Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impacts*) desenvolvida pelo IIASA (*International Institute for Applied System Analysis*) (GRITSEVSKYI & ENOVICH, 2000; MESSNER & STRUBEGGER, 1995). O modelo está dividido em 18 regiões globais, em que se destacam os países do BRICS¹⁴ e outras grandes economias mundiais, conforme apresentado na Figura 11.

¹⁴ Brasil, Rússia, Índia, China e África do Sul.

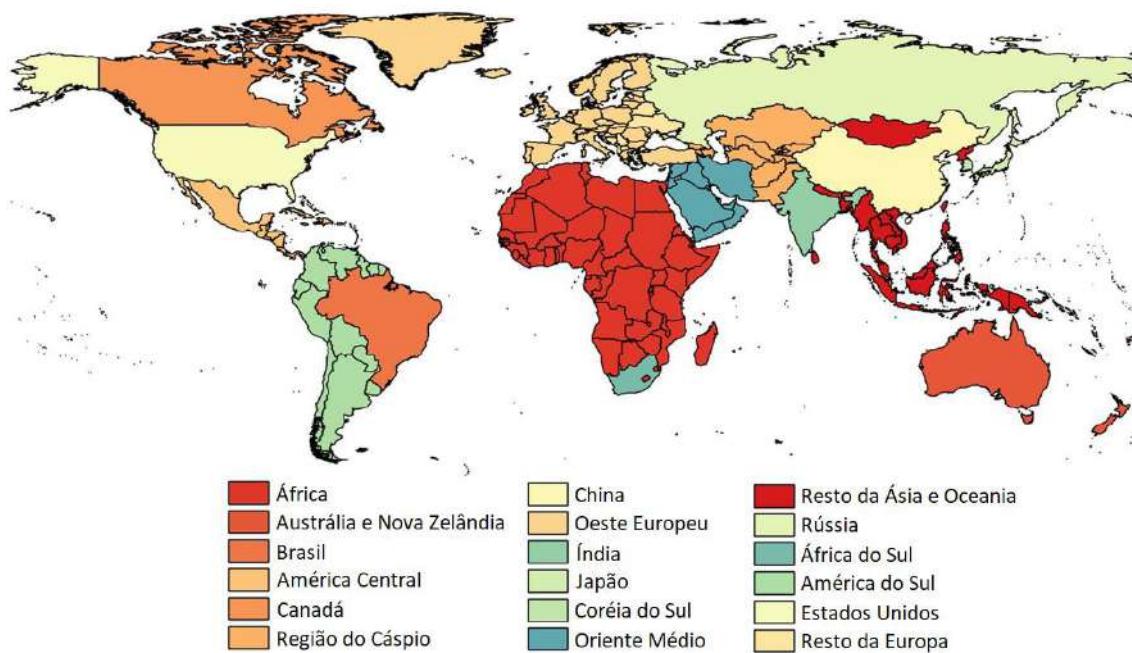


Figura 11: Mapa das regiões do COFFEE

Fonte: Adaptado de Rochedo (2016)

Trata-se de um modelo global de análise integrada, que contém os setores de energia, de edificações (residencial e comercial), de transportes de passageiro e de carga, industrial e de resíduos, além de avaliar as mudanças de uso do solo.

A Figura 12 apresenta a estrutura desse modelo, em que o setor de energia compreende os recursos de energia primária específicos para cada região, como óleo, gás natural, carvão, urânio, biomassa e as demais fontes renováveis. A partir da energia primária são consideradas as conversões em energia secundária, que abrangem os setores de refino, destilarias, redes de transformação elétrica, hidroelétricas, entre outros. Posteriormente, são levados em conta o transporte e a distribuição para o consumo de energia final dos demais setores. É possível realizar importação ou exportação entre as regiões de todos esses três níveis de energia considerados, respeitando as restrições do modelo e seus custos.

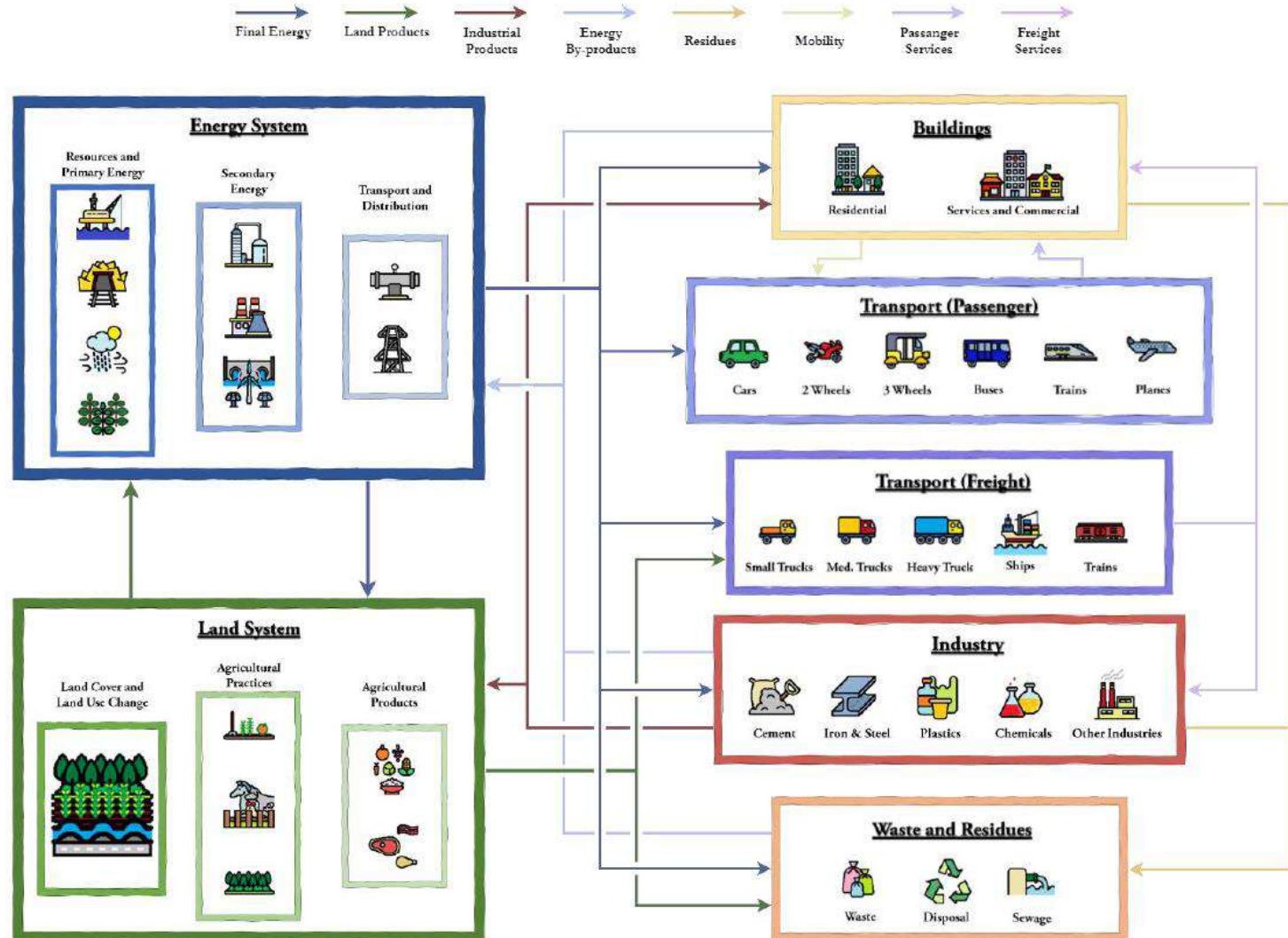


Figura 12: Estrutura do modelo COFFEE

Fonte: elaboração própria

Na estrutura do modelo, para que ocorra a transformação de um nível de energia para outro, são necessárias tecnologias¹⁵ de conversão de energia que realizem essa modificação a partir de parâmetros e restrições adequados como eficiência, capacidade histórica, custos de investimento, custos operacionais e de manutenção, restrições de expansão etc. Além disso, é possível incluir restrições ambientais, como restrições de emissão de GEE (ROCHEDO, 2016). Vale mencionar que normalmente existem mais de uma tecnologia que disputam, tanto pelo custo como por suas eficiências, para realizar uma mesma conversão (BAPTISTA, 2020).

Em cada setor, as fontes de energia final são transformadas em serviços energéticos, que representam as demandas exógenas que o modelo deve atender a um custo mínimo (ROCHEDO, 2016), como por exemplo, a demanda de energia elétrica do setor residencial, ou a demanda de diesel do setor de transporte de carga, ou ainda a demanda de ferro e aço no setor industrial. Como é possível observar na Figura 12 acima, existem diversos fluxos de produtos e serviços entre os setores representados no modelo, o que proporciona a análise integrada mencionada, em que as escolhas do modelo consideram todas essas interações setoriais para o alcance do custo mínimo.

Além do sistema de energético, o COFFEE abrange o sistema de uso do solo garantindo a representatividade das mudanças do uso do solo, do setor florestal e do setor agrícola. Portanto, também é possível avaliar as interações entre o setor energético e uso do solo, gerando resultados de grande importância no âmbito das mudanças climáticas globais (ROCHEDO, 2016).

A Tabela 7 apresenta as siglas consideradas para cada região do modelo que serão utilizadas ao longo do texto.

¹⁵ Tecnologia é uma terminologia adotada para classificar qualquer conversão de nível no modelo.

Tabela 7: Siglas das regiões do COFFEE

Região	Sigla
África ¹	AFR
Austrália e Nova Zelândia	AUS
Brasil	BRA
América Central	CAM
Canadá	CAN
Região do Cáspio	CAS
China	CHN
Oeste Europeu	EEU
Índia	IND
Japão	JPN
Coreia do Sul	KOR
Oriente Médio	MEA
Resto da Ásia e Oceania	RAS
Rússia	RUS
África do Sul	SAF
América do Sul ²	SAM
Estados Unidos	USA
Resto da Europa	XEU ³

Fonte: Rochedo (2016)

Notas: 1 – Excluindo África do Sul; 2 – Excluindo Brasil; 3 – Recentemente alterada de WEU, originalmente usada em Rochedo (2016), para XEU.

Em relação ao setor de O&G, que é o foco deste trabalho, atualmente o modelo possui uma estimativa de curva de oferta de óleo por região, porém não inclui diferenciação com relação às características físico-químicas (qualidade) de óleo cru e não considera diferentes os esquemas de refino, conforme mostrado no capítulo 2. Nesta dissertação é elaborado um módulo de petróleo com base na versão anterior desse IAM global, que abrange apenas as tecnologias e níveis energéticos do setor de O&G (E&P e refino) do modelo, sendo este módulo denominado COFFEE-oil. Dessa forma, é incorporado um maior detalhamento tecnológico deste setor para todas as regiões,

considerando estimativas de qualidade de óleo, seus rendimentos¹⁶ pós processamento e um setor de refino mais flexível. Posteriormente, este módulo é introduzido ao COFFEE, sendo esta considerada a nova versão do modelo. Para a análise deste estudo adota-se o horizonte de análise até 2050.

Os recursos de óleo no COFFEE estão representados por 324 categorias de óleo, conforme apresentado na Tabela 8. Tais recursos são baseados em dados de *Assessment Units*¹⁷ (AU) disponíveis pelo Serviço Geológico dos Estados Unidos (USGS, 2000), quando combinados os volumes destes recursos e seus custos de produção cria-se a curva de oferta apresentada na Figura 13.

Baseando-se nessa estrutura, os dados dessas *Assessment Units* são revisitados e suas respectivas descrições são analisadas com o objetivo de estimar parâmetros de qualidade de óleo, como grau API e teor de enxofre. A seção 3.2 apresenta os detalhes dessa coleta de dados.

¹⁶ Variam de acordo com o tipo de óleo e o esquema de refino escolhidos.

¹⁷ *Assessment Units* são áreas estipuladas pelo USGS como potenciais para descoberta e/ou produção de petróleo.

Tabela 8: Volume dos recursos de óleo do COFFEE

	Oil (Bm³)																		Total			
	Resources (Discovered)						Resources (Undiscovered)						EOR		Unconventional Oil							
	Onshore			Offshore			Onshore		Offshore		Onshore	Offshore	Kerogen		Bitumen		Extra Heavy Oil					
	P95	P50	P5	P95	P50	P5	P95	P50	P95	P50	P50	P50	TRR	Ad. TRR	TRR	Ad. TRR	TRR	Ad. TRR				
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	Q	R				
AFR	2.1	5.2	7.1	3.2	9.0	10.8	0.9	1.1	1.4	1.8	2.8	6.3	6.1	22.5	0.3	1.8	0.0	0.0	82.3			
AUS	0.0	0.0	0.0	0.2	0.7	1.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	2.8	19.2	0.0	0.0	0.0	0.0	24.6			
BRA	0.0	0.0	0.0	1.3	6.7	13.1	0.0	0.0	0.3	0.3	0.0	3.0	0.8	5.7	0.0	0.0	0.0	0.0	31.3			
CAM	0.4	1.2	1.8	1.0	4.1	8.1	0.1	0.1	0.3	0.3	0.6	2.3	2.1	11.3	0.0	0.0	0.0	0.0	33.8			
CAN	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.4	0.1	0.1	0.1	0.1	0.1	0.2	1.4	6.6	27.1	92.5	0.0	0.0	129.3			
CAS	0.5	1.3	2.2	1.1	3.7	6.0	0.1	0.1	0.3	0.3	0.6	2.2	0.0	0.0	6.7	14.4	0.0	0.4	40.0			
CHN	0.4	1.5	2.4	0.1	0.3	0.0	0.8	0.8	0.2	0.1	1.0	0.5	5.1	27.1	0.0	0.1	0.1	0.3	40.8			
EEU	0.1	0.5	0.8	0.9	10.6	19.1	0.0	0.0	0.1	0.0	0.3	4.9	2.0	6.3	0.0	0.0	0.0	0.4	46.2			
IND	0.0	0.1	0.2	0.1	0.3	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.2	0.6	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	3.0			
JAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
KOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
MEA	9.0	26.4	38.5	1.7	5.0	0.0	4.1	5.4	0.8	1.0	14.1	9.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	115.8			
RAS	0.1	0.4	0.7	0.5	1.6	2.4	0.1	0.1	0.4	0.4	0.2	0.9	4.6	8.9	0.1	0.0	0.0	0.0	21.4			
RUS	3.6	9.8	14.7	0.4	1.6	0.0	1.1	1.3	0.1	0.2	5.2	3.6	11.9	25.7	4.5	6.0	0.0	0.0	89.8			
SAF	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0				
SAM	1.3	4.0	5.7	0.1	1.6	3.0	0.8	0.6	0.1	0.2	3.1	2.5	8.6	41.4	0.0	0.0	9.2	94.6	176.9			
USA	1.6	1.8	2.5	0.1	0.7	1.3	0.9	0.8	0.0	0.0	1.8	1.7	0.0	0.0	0.0	2.6	0.0	0.1	16.1			
XEU	0.0	0.2	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.3	0.7	0.0	0.0	0.0	0.0	1.8			

Fonte: Rochedo (2016)

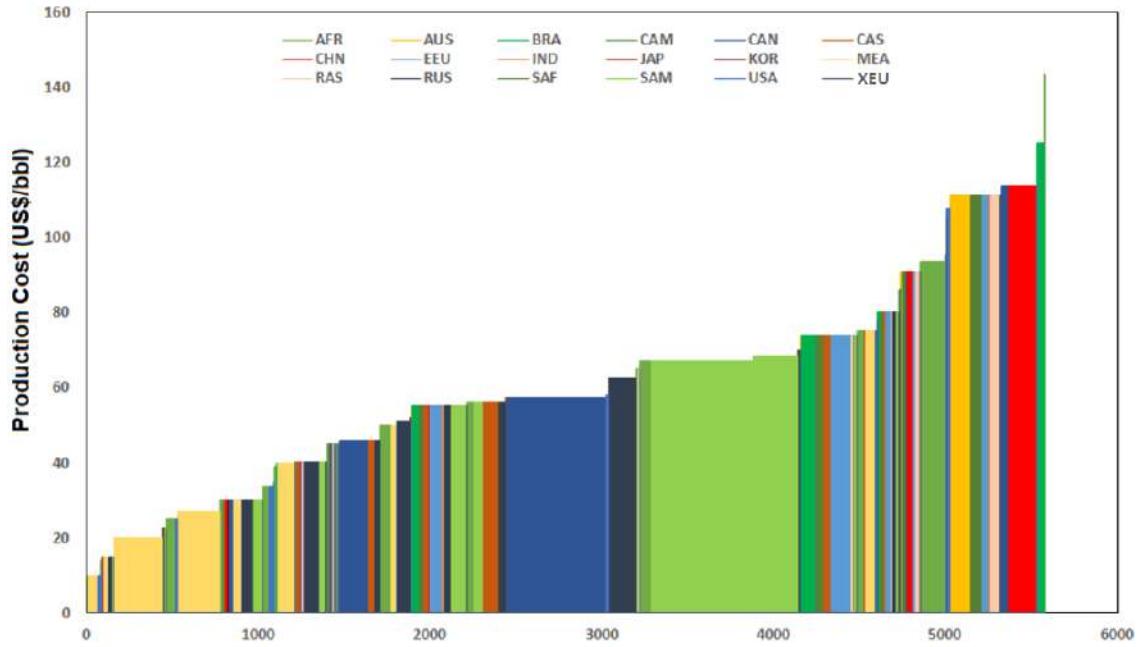


Figura 13: Curva de oferta de óleo do COFFEE

Fonte: Rochedo (2016)

3.2. Recursos

A primeira etapa da metodologia compreende a análise de dados dos recursos de óleo convencionais (descobertos e não descobertos) existentes no modelo COFFEE, para que sejam estimadas qualidades típicas destes volumes de óleo para as 18 regiões globais do modelo, de acordo com quatro qualidades agregadas de óleo: leve, médio doce, médio azedo, pesado.

A base de dados do USGS contém 472 AUs de óleo convencional¹⁸, em que são disponibilizados volumes dos recursos P95, P50, P05 e Pmédio¹⁹, assim como um

¹⁸ O número de códigos de AUs de recursos de óleo reportadas pelo USGS é 253. Porém para o levantamento de dados do modelo COFFEE consideraram-se os volumes por país e por ambiente exploratório (onshore ou offshore). Este número equivale a 472 AUs que são as unidades analisadas neste trabalho.

¹⁹ Esta forma de classificar os recursos descobertos e não descobertos do USGS é semelhante ao padrão adotado pela classificação da SPE, conforme explicado na subseção 2.1.1. Vários países e instituições usam

sumário geológico dessas áreas, contendo uma descrição geral da AU, informações sobre as rochas geradoras esperadas, maturação da formação, migração do óleo de acordo com a estrutura rochosa, identificação de rochas reservatório, sistema de falhas e armadilhas geológicas e possíveis rochas selantes. A Figura 14 apresenta o fluxograma com o passo a passo utilizado para a análise de dados dessas AUs.

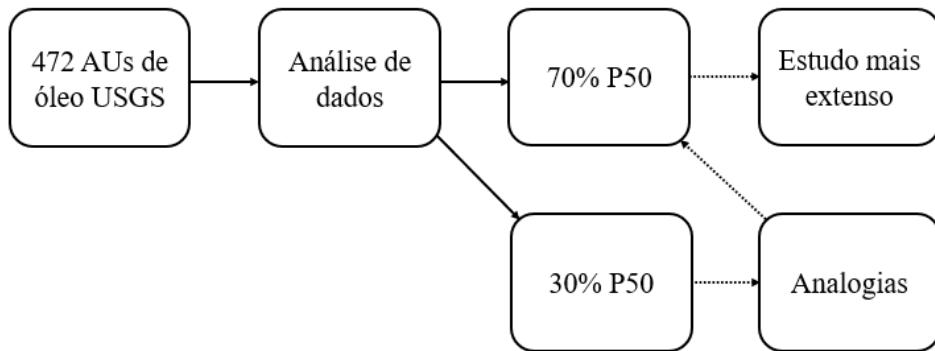


Figura 14: Fluxograma da análise de dados dos recursos de óleo

Fonte: elaboração própria

Sendo assim, para a análise dessas áreas e posterior classificação da tipologia de óleo, adota-se a realização de um estudo mais extenso de 70% dos recursos P50²⁰ de cada região do COFFEE. Portanto, os recursos são ordenados em ordem decrescente de volume

valores próximos aos considerados por essa associação. Nota-se, por exemplo, que o USGS considera como reserva 1P a probabilidade de 95% de certeza e como reserva 3P a probabilidade de 5%, enquanto a SPE adota as probabilidades de 90% e 10%, respectivamente.

²⁰ O P50 é definido como volume de recursos a ser filtrado e caracterizado apenas por ser a estimativa central. Além disso, adotar o P95 seria bastante conservador, pois grandes recursos potenciais, em termos de volume, deixariam de ser selecionados para análise mais extensa. Por outro lado, adotar o P5 seria bastante otimista já que grande parte desses recursos devem permanecer intactos e, também, por se tratar de recursos ainda não descobertos seria mais complicado e incerto classificar essas AUs com correntes representativas atuais.

e selecionadas as AUs correspondentes aos 70% do P50 de 15 regiões²¹ do modelo, chegando-se a um total de 66 AUs a serem analisadas detalhadamente (Tabela 9). Vale mencionar que, se fosse adotada a premissa de análise dos 70% do P95 ou do P05, seriam analisadas 66 AUs e 70 AUs respectivamente, porém com uma seleção de diferentes AUs e quantidades de recursos para cada região. Contudo, nota-se uma diferença ínfima entre o número total de AUs analisadas, não criando viés nas classificações.

Tabela 9: Quantidade de AUs selecionadas em 70% dos recursos P50

Regiões COFFEE	Quantidade de AUs
AFR	10
AUS	3
BRA	3
CAM	4
CAN	2
CAS	6
CHN	4
EEU	2
IND	2
MEA	8
RAS	8
RUS	3
SAF	1
SAM	8
XEU	2
Total	66

Fonte: elaboração própria

Considerando a análise dos 70% dos recursos mais relevantes de cada região, respeitando a ordem dos recursos mais significativos em termos de volume, são

²¹ Os recursos de petróleo das regiões KOR e JPN são ínfimos e, portanto, não são reportados pelo USGS. Além disso, os volumes dos recursos da região USA no modelo não estão quantificados pela base de dados do USGS, portanto é necessário a adoção de outra premissa, como será explicado mais adiante.

analisados os sumários geológicos²² reportados pelo USGS para cada uma das 66 AUs, de forma a identificar suas principais características como: bacia sedimentar, sistema petrolífero, localidade do recurso, características dos reservatórios e rochas geradoras (Figura 15 e Figura 16).

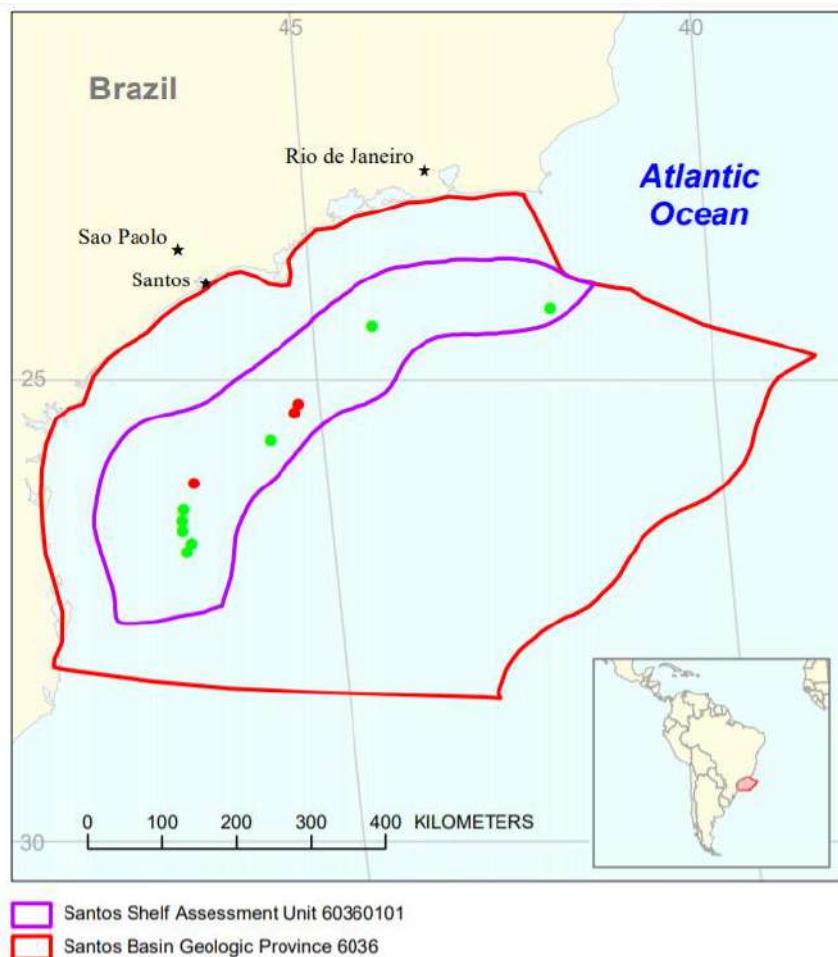


Figura 15: Exemplo do mapa detalhado da AU 60360101 do Brasil

Fonte: USGS (2000)

Nota: a mesma província pode ter mais de uma *assessment unit*.

²² A busca dos sumários é realizada a partir dos códigos de cada *Assessment Unit*, já levantados anteriormente por Rochedo (2016).

USGS PROVINCE: Santos Basin (6036)

GEOLOGIST: C.J. Schenk

TOTAL PETROLEUM SYSTEM: Guaratiba-Guaruja (Cretaceous) Composite (603601)

ASSESSMENT UNIT: Santos Shelf (60360101)

DESCRIPTION: This assessment unit encompasses the shelf area of the Santos Basin, and is bounded to the north by the Cabo Frio Arch, to the south by the Florianopolis Arch, to the west by the pre-Albian hingeline, and to the east by the shelf edge at approximately 400 m water depth.

SOURCE ROCKS: Source rocks may be organic-bearing mudstones of the lower Aptian Guaratiba Formation, mudstones of the Albian Guaruja Formation, and possibly Turonian mudstones.

MATURATION: Estimates of maturation from temperatures and sediment thickness suggest that Aptian mudstones reached maturity for gas in the Late Cretaceous-Early Tertiary, at about the same time Albian-Turonian mudstones reached maturity for oil.

MIGRATION: Migration may have been mainly vertical along the numerous listric faults in the Late Cretaceous and Tertiary sedimentary section. For Aptian gas to migrate, faults must have breached the Aptian salt, a situation observed in seismic sections.

RESERVOIR ROCKS: Major reservoirs include high-energy carbonate grainstones of the Albian shelf edge, similar to Albian carbonate reservoirs in the Campos Basin. Other reservoirs include Late Cretaceous and lower Tertiary turbidite sandstones.

TRAPS AND SEALS: The main trap types in this assessment unit are related to salt movement that ponded turbidite and other sandstones between the salt ridges. Traps in carbonate reservoirs are largely related to the development of secondary porosity in shelf-edge grainstone reservoirs. Seals are mainly intraformational mudstones.

Figura 16: Exemplo do sumário geológico do AU 60360101 do Brasil

Fonte: USGS (2000)

Na sequência, é realizada uma abrangente pesquisa das características de cada AU em diversas referências com o objetivo de encontrar correntes de óleo representativas dessas áreas. Essa busca é feita por meio de dados de agências reguladoras de petróleo dos países correspondentes a essas áreas, do modelo de refino canadense Prelim²³ (BERGERSON *et al.*, 2019) e de diversos artigos científicos.

²³ O modelo de refino canadense Prelim (*Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model*) foi desenvolvido pelo grupo de pesquisa LCAOST (*Life Cycle Assessment of Oil Sands Technologies*) da Universidade de Calgary. Este modelo é um simulador que apresenta onze configurações de refinarias. Além disso, possui uma base de dados contendo 144 correntes de petróleo com suas respectivas qualidades, como °API, teor

Em relação aos 30% dos volumes dos recursos P50 restantes, ou àquelas AUs que fazem parte dos 70%, mas para as quais não se encontraram melhores informações, estes são classificados a partir de analogias referentes às AUs classificadas anteriormente. As analogias consideradas são: onshore/offshore; mesma AU abrangendo mais de um país; características descritivas similares. Além disso, também foram adotadas mais duas premissas para as classificações: valor mediano de qualidade reportado pelo USGS dos recursos não descobertos; e recursos classificados como óleo médio por falta de dados.

Detalhando melhor como são consideradas as analogias para a classificação da qualidade de óleo, em relação à analogia onshore/offshore, se uma AU offshore é classificada como óleo leve, por exemplo, e outra AU de mesmo código possui recursos onshore, esta é classificada com a mesma qualidade de óleo. Para AUs de mesmo código que se dividem entre fronteiras de mais um país, e uma delas já está classificada pela análise mais extensa, ou seja, a análise dos 70% dos recursos P50, as demais são classificadas com a mesma qualidade de óleo da primeira. Ademais, AUs que apresentam características descritivas, no sumário geológico do USGS, similares a outras AUs classificadas anteriormente, são classificadas com a mesma qualidade da primeira por analogia.

Em relação às demais premissas adotadas para a classificação dos crus, utiliza-se o valor mediano do grau API e teor de enxofre reportado pelo USGS dos recursos não descobertos como se pode observar na Figura 17, esta premissa é assumida apenas quando as demais analogias anteriormente descritas não se enquadram. Por fim, quando não se encontra o sumário geológico de uma AU, ou por demais falta de dados, classifica-se o óleo como médio e seu teor de enxofre é definido a partir do teor representativo de correntes presentes na região.

de enxofre, teor de carbono e, também, suas curvas de destilação que são utilizadas neste trabalho para implementação dos óleos típicos no modelo de refino CAESAR, como será explicado adiante.

SELECTED ANCILLARY DATA FOR UNDISCOVERED FIELDS (variations in the properties of undiscovered fields)			
	minimum	median	maximum
Oil Fields:			
API gravity (degrees).....	25	40	55
Sulfur content of oil (%).....	0.2	0.5	1.8
Drilling Depth (m)	1500	3000	5000
Depth (m) of water (if applicable).....	50	200	400

Figura 17: Exemplo de dados de qualidade de óleo USGS

Fonte: USGS (2000)

Após o levantamento dos dados de qualidade e cálculo dos percentuais dos tipos de óleo por região do COFFEE, é realizada uma comparação com a produção mundial de óleo por qualidade do World Oil Review²⁴ (ENI, 2018; ENI, 2019), com a finalidade de verificar a consistência dos dados coletados neste trabalho. Dessa forma, os valores de °API e teor de enxofre (%S) aqui adotados são considerados iguais aos níveis de qualidade assumidos pela ENI, no entanto agregando as variações nas 4 categorias de qualidade adotadas neste estudo para óleos convencionais (Tabela 10).

Tabela 10: Valores de °API e %S adotados

Qualidade	°API	%S
Óleo leve	Maior ou igual a 35°	NA
Óleo médio doce	Maior ou igual a 26° e menor do que 35°	Menor do que 0,5
Óleo médio azedo	Maior ou igual a 26° e menor do que 35°	Maior ou igual a 0,5
Óleo pesado	Maior ou igual a 10° e menor do que 26°	NA

Fonte: elaboração própria

²⁴ Valores de produção de óleo de 2017.

Os dados de produção reportados pela ENI estão dispostos por país, portanto para a comparação é necessário agregá-los de acordo com as 18 regiões do COFFEE. Ainda, as 10 qualidades consideradas pela ENI são agregadas de acordo com a Tabela 11.

Tabela 11: Qualidades agregadas ENI

Qualidade	ENI
Óleo leve	<i>Ultra light, Light & Sweet, Light & Medium Sour e Light & Sour</i>
Óleo médio doce	<i>Medium & Sweet</i>
Óleo médio azedo	<i>Medium & Medium Sour e Medium & Sour</i>
Óleo pesado	<i>Heavy & Sweet, Heavy & Medium Sour e Heavy & Sour</i>

Fonte: elaboração própria de acordo com os dados da ENI (2018)

Após a comparação com os dados de produção por qualidade da ENI, nota-se que algumas regiões do modelo apresentaram percentuais de recursos destoantes do que é de fato produzido, sendo necessário um ajuste fino da distribuição por tipo de óleo destas regiões²⁵.

Além disso, devido às premissas adotadas para a coleta de dados, algumas regiões não apresentaram representatividade de certa qualidade de recurso, o que não implica na inexistência de um determinado tipo de óleo já que há grandes incertezas em relação à quantificação de recursos, principalmente quando se trata de recursos *yet-to-find* (MCGLADE, 2013). E, ainda, ao se considerar a modelagem destes recursos, isto resultaria na impossibilidade de escolha do modelo na produção de tais qualidades nestas regiões.

²⁵ A região do Oeste Europeu, por exemplo, possuía basicamente óleos leves e médios azedos após o primeiro levantamento. Portanto, sua principal AU, em termos de volume, foi reclassificada de acordo com a distribuição triangular dos valores de °API estimados pelo USGS.

Portanto, as análises realizadas anteriormente foram revisitadas com o objetivo de melhorar a representatividade desses óleos. Neste caso, das 472 AUs, 28 AUs expressivas em termos de volume de recursos, das regiões AFR, AUS, CAM, CAN, CHN, EEU, IND, RAS, RUS, SAM e XEU, foram revistas e foi feita uma distribuição triangular dos valores mínimo, mediano e máximo de grau API e teor de enxofre reportados pelo USGS dos recursos não descobertos.

Ao longo da coleta de dados também se decidiu por adotar diferentes graus de confiança em relação ao tipo de análise realizada para qualificar os recursos de óleo, portanto o levantamento da pesquisa mais extensa recebeu grau 1 de confiança, sendo este o mais confiável. As analogias onshore/offshore e mesma AU abrangendo mais de um país receberam grau 2 de confiança. A analogia sobre características descritivas similares recebeu grau 3 de confiança. A premissa de distribuição triangular recebeu grau 4 de confiança, sendo mais confiável do que a premissa de valor mediano de qualidade do USGS, portanto esta recebeu grau 5. Por fim, os recursos classificados como óleo médio receberam grau 6 de confiança, representando uma maior incerteza.

A classificação dos recursos de óleos da região USA do COFFEE é realizada à parte das demais regiões, visto que seus recursos convencionais²⁶ não estão disponíveis na base de dados do USGS. Portanto, adota-se como premissa os dados de qualidade de produção de óleo reportados pela EIA (2015) referentes a 2013. Como se trata de recursos convencionais, é desconsiderada a parcela de produção de *tight oil*²⁷ desse período. Em seguida, a distribuição de qualidades é adotada para o volume total de recursos de óleo disponíveis nessa região.

Posteriormente, são geradas as tabelas dos recursos por tipologia de óleo para as 18 regiões do modelo, como a tabela mostrada no início desta metodologia, mas para cada

²⁶ Para os recursos não convencionais utiliza-se os valores adotados por Rochedo (2016).

²⁷ O *tight oil*, também conhecido como *light tight oil*, é um óleo extra leve produzido a partir de reservatórios de folhelho (*shale*), tais recursos representam a maior parcela da produção americana de óleo atual. No modelo, o *tight oil* é considerado um coproduto da tecnologia de *shale gas*.

uma das diferentes qualidades de óleo, ou seja, a Tabela 8 representa o somatório dos recursos contidos nas quatro novas tabelas. Para tanto, são respeitados os volumes P5, P50 e P95 de cada AU, assim como seu ambiente exploratório (onshore ou offshore) para a distribuição dos volumes de acordo com a qualidade.

Adicionalmente, os custos de produção anteriormente estimados por Rochedo (2016) são revisitados e atualizados devido à maior resolução dos recursos de óleo, aqui também são considerados os recursos não convencionais. Assim, os volumes dos recursos e seus custos são combinados para geração de uma nova curva de oferta considerando as diferentes qualidades de óleo adotadas neste trabalho, tornando viável avaliar, por exemplo, possíveis consequências relacionadas a restrições de qualidade na oferta de petróleo em cenários de longo prazo do sistema energético mundial.

3.3. Refino de petróleo

A segunda etapa da metodologia consiste em ajustar o setor de refino de petróleo do COFFEE, sendo necessário atualizar a capacidade de processamento do refino mundial considerando cargas de crus de diferentes qualidades e desagregando a capacidade de refino mundial em esquemas típicos de refinarias.

Dessa forma, com o objetivo de obter valores representativos de qualidade para os óleos típicos, todas as AUs classificadas de acordo com a descrição da seção 3.2 são agregadas por qualidade de óleo e, em seguida, são calculadas as medianas do °API e teor de enxofre de cada tipo de óleo, assumindo-os, assim, como valores padrão. Destarte, a Tabela 12 apresenta os quatro óleos típicos e seus respectivos valores de qualidade.

Tabela 12: Medianas do °API e %S das AUs analisadas

Qualidade do óleo	°API	%S
Leve	38,0	0,3
Médio Doce	30,0	0,4
Médio Azedo	30,0	1,0
Pesado	23,5	0,8

Fonte: elaboração própria

Posteriormente, são selecionados *blends* do modelo de refino Prelim para representar os rendimentos desses óleos típicos. Para tanto, procura-se selecionar correntes do Prelim que possuam °API e %S próximos aos valores medianos padrão e, também, procuram-se correntes que correspondam às qualidades de AUs expressivas em termos de volume. Ou seja, ao pesquisar uma corrente do Prelim que represente os óleos leves, verifica-se a corrente de uma AU de óleo leve que possua volume significativo de recurso e ao mesmo tempo busca-se uma corrente que possua características semelhantes ao valor mediano padrão de °API e %S das AUs de óleo leve.

Além das correntes de óleos convencionais, é selecionada uma corrente de óleo extrapesado para representar os recursos não convencionais (betume, querogênio e extrapesado) do modelo. As cinco correntes selecionadas e suas características são apresentadas na Tabela 13.

Tabela 13: Correntes representativas selecionadas

Qualidade do óleo	Corrente Prelim	°API	%S
Leve	Norway Oseberg_Statoil	39,7	0,20
Médio Doce	Brazil Lula_BG Group	29,3	0,27
Médio Azedo	Russian Export Blend_Stratiev	31,8	1,33
Pesado	MAYA_Stratiev	22,2	3,30
Extrapesado	Peace River Insitu_Alberta.ca	9,6	6,38

Fonte: elaboração própria

O modelo Prelim apresenta os cortes das curvas de destilação direta (*Straight Oil Run – SOR*) de suas correntes de acordo com os rendimentos de cada fração. A Tabela 14 apresenta os rendimentos SOR das correntes selecionadas como representativas, para o cálculo dos rendimentos de nafta são também consideradas as parcelas de *light straight run* (LSR) e para os rendimentos de resíduo atmosférico (RAT) são considerados os cortes que vão para a destilação a vácuo (*light vacuum gas oil* – LVGO, *heavy vacuum gas oil* – HVGO e *vacuum residue* – VR).

Tabela 14: Cortes volumétricos SOR Prelim

	Property	Full Crude	LSR	Naphtha	Kerosene	Diesel	AGO	RAT	LVGO	HVGO	VR	ADU	VDU
Norway	Vol Flow (bpd)	99452	10352	25040	22963	8023	8402	24905	6393	8380	9899	75%	25%
Oseberg_Statoil	Yields			36%	23%	8%	8%	25%					
Brazil Lula_BG	Vol Flow (bpd)	102092	5809	12644	18066	9143	15922	40510	15611	17313	7584	60%	40%
Group	Yields			18%	18%	9%	16%	40%					
Russian Export	Vol Flow (bpd)	100718	6383	16124	19920	8008	8771	41604	6717	10351	24444	59%	41%
Blend_Stratiev	Yields			22%	20%	8%	9%	41%					
Maya_Stratiev	Vol Flow (bpd)	100675	4075	12354	15495	8406	5134	55784	5539	8899	40773	45%	55%
Peace River	Vol Flow (bpd)	100357	285	4062	10623	5665	8623	71390	8053	14249	48798	29%	71%
Insitu_Alberta.ca	Yields			4%	11%	6%	9%	71%					

Fonte: elaboração própria a partir de dados do Prelim

Nota: *Full crude* – entrada na coluna de destilação direta. *LSR* – *Light Oil Straight Run*; *AGO* – *Atmospheric Gas Oil*; *RAT* – Resíduo Atmosférico; *LVGO* – *Light Vacuum Gas Oil*; *HVGO* – *Heavy Vacuum Gas Oil*; *VR* – *Vacuum Residue*; *ADU* – *Atmospheric Distillation Unit*; *VDU* – *Vacuum Distillation Unit*.

A fim de adicionar tais correntes no modelo de refino CAESAR²⁸ (GUEDES, 2015; GUEDES *et al.*, 2019), é necessário adequar os cortes volumétricos de acordo com as 3 campanhas²⁹ consideradas neste modelo: diesel, nafta e querosene. Portanto, são escolhidos óleos presentes no Prelim e no CAESAR, simultaneamente, para gerar gabaritos dos rendimentos para os óleos típicos, ou pelo menos são escolhidos óleos com características de °API e teor de enxofre similares nos dois modelos para formação do gabarito.

A corrente *Arab Light*, por exemplo, que corresponde a um óleo médio azedo, está presente em ambos os modelos. Portanto, seus rendimentos *Straight Oil Run* do Prelim são comparados com os rendimentos das campanhas de diesel, nafta e querosene do CAESAR (Tabela 15). Assim, os volumes do SOR são redistribuídos para cada campanha, com o objetivo de validar a conversão do modo de operação SOR do Prelim para os três modos de operação considerados no CAESAR.

²⁸ O modelo CAESAR (*Carbon And Energy Strategy Analysis for Refineries*) é um simulador de refino elaborado a partir de capacidades de unidades de processamento de refinarias e seus consumos energéticos. O modelo tem como base as cargas de entrada de refinarias, tipologia de óleo e seus modos de operação (campanhas de querosene, diesel e nafta).

²⁹ Campanhas são os modos de operação de uma unidade de destilação atmosférica, que visam otimizar a produção de um determinado produto a partir de seus rendimentos típicos (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

Tabela 15: Rendimentos da corrente *Arab Light* no Prelim e no CAESAR

	Prelim	CAESAR		
	SOR	Querosene	Diesel	Nafta
RefGas	0%	0%	0%	0%
LPG	1%	1%	1%	1%
Nafta	22%	18%	18%	23%
Querosene	22%	11%	-	-
Gasóleo	17%	36%	47%	41%
RAT	38%	36%	36%	36%

Fonte: elaboração própria com base nos rendimentos dos modelos Prelim e CAESAR

Nota: RefGas – Refinery Gas ; LPG – *liquefied petroleum gas*; RAT – resíduo atmosférico.

Dessa forma, é gerado o gabarito dos rendimentos da corrente *Arab Light* (Tabela 16), que é adotado como premissa para qualquer corrente de óleo médio azedo. Portanto, os valores percentuais de cada corte de fração da destilação (valores em negrito da Tabela 16) são usados como base para conversão do *Straight Oil Run* (do Prelim) da corrente *Russian Export Blend_Stratiev*, escolhida como representativa neste trabalho, para as campanhas do CAESAR. Os rendimentos das demais correntes são definidos da mesma forma.

Tabela 16: Formação do gabarito da corrente de óleo médio azedo

		Kerosene				Valor novo	CAESAR
De\Para		Nafta	Ker	Gasoleo	RAT		
Nafta		75%	0%	25%	0%	16.6%	18%
Ker		0%	60%	40%	0%	13.1%	11%
Gasoleo		0%	0%	80%	20%	35.1%	36%
RAT		0%	0%	20%	80%	33.8%	36%

		Nafta				Valor novo	CAESAR
De\Para		Nafta	Ker	Gasoleo	RAT		
Nafta		100%	0%	0%	0%	22.1%	23%
Ker		0%	0%	100%	0%	0.0%	0%
Gasoleo		0%	0%	80%	20%	42.7%	41%
RAT		0%	0%	20%	80%	33.8%	36%

		Diesel				Valor novo	CAESAR
De\Para		Nafta	Ker	Gasoleo	RAT		
Nafta		75%	0%	25%	0%	16.6%	18%
Ker		0%	0%	100%	0%	0.0%	0%
Gasoleo		0%	0%	80%	20%	48.2%	47%
RAT		0%	0%	20%	80%	33.8%	36%

Fonte: elaboração própria

No entanto, como o CAESAR não possui uma corrente de óleo extrapesado, é necessário utilizar o gabarito da corrente de óleo pesado. Neste caso, adota-se como premissa que parte do *pool* do gasóleo é destinada ao *pool* de resíduo atmosférico (RAT), visto que, quanto mais viscoso é o óleo, maior é sua fração de pesados.

Conforme mencionado na seção 3.1, o COFFEE possui um esquema de refino múltiplo, diferenciando as capacidades de processamento das 18 regiões do modelo, além de considerar mais dois tipos de refinarias de expansão, porém uma desagregação dos tipos de refinaria existentes é importante, visto que refinarias mais complexas são capazes de processar óleos de pior qualidade mantendo o rendimento em derivados mais nobres.

Portanto, é realizada uma revisão das capacidades do refino mundial de forma a desagregar as refinarias utilizando a base de dados da Oil & Gas Journal (2016). Como antes destacado, adota-se como premissa a distribuição das refinarias em três esquemas de refino típicos: *topping/hydroskimming*, *cracking/coking* e *hycon*. As tabelas com as

capacidades regionais de cada unidade dos esquemas de refino considerados neste trabalho encontram-se no Apêndice A.

Em seguida, o modelo CAESAR é utilizado para simular as novas capacidades de refino considerando as cinco qualidades de óleo supracitadas e os três esquemas de refino para cada uma das 18 regiões do modelo COFFEE, além de considerar dois tipos de novas refinarias para expansão, uma *cracking* e outra *hycon* para cada tipo de óleo, com cada opção apresentando resultados para os três tipos de campanha (diesel, nafta e querosene). Assim, são realizadas 280 simulações para obter os dados de entrada para o módulo de petróleo do modelo COFFEE, como os rendimentos dos derivados, consumo de utilidades e investimentos.

Além disso, na unidade de destilação e nas demais unidades de conversão, o CAESAR possui diferentes rendimentos (de nafta, querosene, gasóleo etc) dependendo de suas campanhas, como mostrado anteriormente. No COFFEE, originalmente, o querosene e o diesel encontravam-se em uma mesma faixa de corte. Assim, eram agregados em um destilado médio único, para o qual o modelo tinha liberdade de escolher o quanto se transformava em diesel e o quanto se tornava querosene. Tal escolha foi feita para simplificação do modelo (ROCHEDO, 2016). Dessa forma, o que antes era considerado como um total de destilados médios abrangendo diesel e querosene no mesmo *pool*, agora é desagregado a partir das frações que saem do CAESAR. Esta modificação possibilita, por exemplo, uma melhor representatividade do setor de aviação no COFFEE, sendo este um setor que consome um derivado de petróleo de mais difícil substituição.

Dessa forma, os novos rendimentos calculados de acordo com as novas qualidades de óleo e os diferentes esquemas de refino são utilizados no módulo de petróleo com a finalidade de representar as reais limitações do processamento de petróleo nas refinarias de petróleo dentro do COFFEE, especialmente num contexto de cenários de transição energética. A principal motivação é garantir que a diferenciação de qualidade de óleo se reflita no rendimento da refinaria em seus produtos, no consumo de utilidades, como

hidrogênio, restrições operacionais e na necessidade de investimento³⁰ em novas refinarias. Vale ressaltar que tais limitações também devem criar restrições indiretas no comércio internacional de óleo cru devido às diferentes qualidades de óleo.

3.4. Implementação dos dados no COFFEE

A terceira etapa desta metodologia consiste na implementação dos dados de qualidades de recursos de óleo e de refino no modelo IAM. Para a realização deste trabalho é utilizada a estrutura dos setores de E&P e refino do modelo global COFFEE. Em seguida, é criado um módulo de petróleo no modelo, no programa MESSAGE, para análise preliminar, o COFFEE-oil. Posteriormente, após a calibração dos dados que será mencionada adiante, este módulo é incorporado no COFFEE, onde são rodados diferentes cenários para testar os impactos da metodologia aqui proposta.

Inicialmente, são necessários ajustes das antigas classificações de recursos de óleo e das tecnologias de extração, de refino e de *trade*, utilizando como base a estrutura do modelo COFFEE.

Sendo assim, os recursos são diferenciados nas seguintes categorias: recursos descobertos, recursos não descobertos e recursos estimados para recuperação avançada de petróleo³¹ (EOR – sigla em inglês) e, também, são separados os recursos onshore e offshore. Posteriormente, um recurso alternativo da ferramenta MESSAGE, o *grade*, é utilizado para estruturar as classificações desses recursos, cada *grade* representa os volumes dos recursos (respeitando a ordenação P95, P50 e P05) e considera seus diferentes custos.

³⁰ Os custos de investimento (fixos e variáveis) dessas refinarias são obtidos a partir do modelo de refino CAESAR.

³¹ Os volumes dos recursos possíveis de serem obtidos a partir de EOR são estimados com base em fatores de recuperação adicionais em que se considera para o cálculo os volumes dos recursos descobertos e não descobertos como será apresentado adiante.

Dessa forma, os recursos que antes estavam divididos em 18 categorias, uma para cada região, conforme apresentado na Tabela 8 da seção 3.1, agora estão divididos em 27 qualidades para as 18 regiões do modelo COFFEE, sendo 24 categorias as qualidades de óleo convencional (leve, médio doce, médio azedo e pesado) e 3 categorias para as tipologias de óleo não convencional (betume, querogênio e extrapesado), conforme apresentado na Figura 18. Os volumes de recursos por categoria são apresentados no Apêndice B deste trabalho.

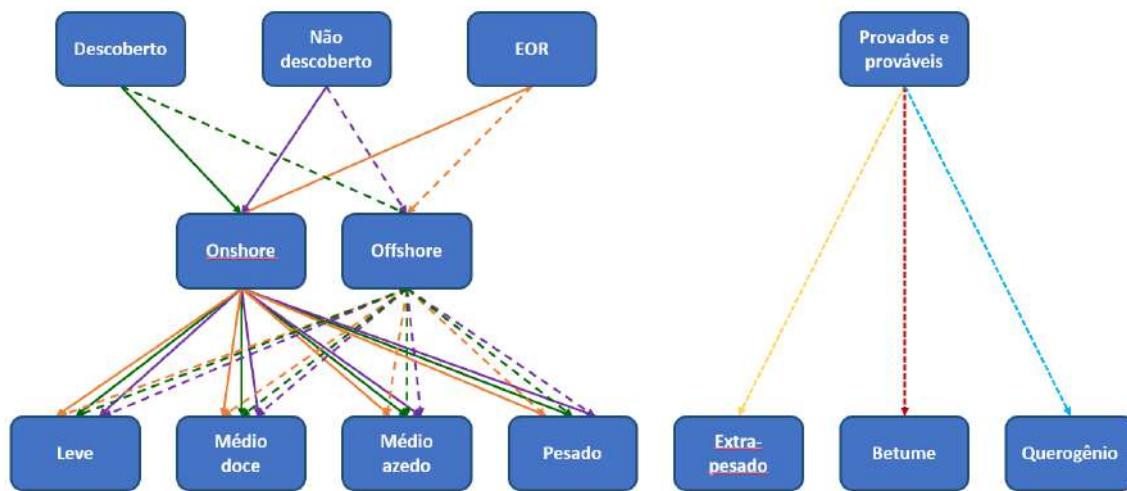


Figura 18: Fluxograma da classificação de recursos do COFFEE-oil

Fonte: elaboração própria

A seguir são descritas as premissas adotadas para diferenciar os recursos de óleo de acordo com suas qualidades. Em relação aos custos de produção de óleo, é considerada uma diferença de 5% entre as diferentes qualidades, em que os óleos médios são considerados como padrão para os custos existentes, para óleos leves é assumido um desconto de 5% no custo padrão e para óleos pesados é assumido um acréscimo de 5% no valor padrão³².

³² Os óleos pesados, como mencionados na subseção 2.1.2, são mais aromáticos e mais polares e, portanto, mais viscosos, assim, são mais difíceis de serem extraídos dos reservatórios de petróleo, o que torna sua exploração mais custosa. Dessa forma, adota-se essa premissa conservadora, com o propósito de manifestar de alguma maneira este diferencial de custo em óleos mais pesados para o modelo.

Além disso, os recursos disponíveis para a técnica de EOR com injeção de CO₂ são revistos e é adotado um fator de recuperação (FR) adicional típico para estimativa dos mesmos. O uso de EOR com injeção de CO₂ proporciona um incremento no FR de 10% a 15% do volume de óleo original *in place* (VOOIP) (KAMALI & CINAR, 2014; VUILLAUME *et al.*, 2011). Considerando o diferencial de densidade, óleos leves possuem um maior FR em comparação aos óleos médios, que por sua vez possuem um FR maior do que óleos pesados. Portanto, é assumido que óleos leves possuem um FR adicional de 15,0%, óleos médios apresentam um FR adicional de 12,5%, enquanto óleos pesados possuem um FR adicional de 10,0% do VOOIP.

As tecnologias de extração de óleo no modelo são estruturadas da mesma forma que as classificações de recursos, como apresentado na Figura 18 acima, portanto são adicionadas 27 tecnologias de extração ao modelo setorial, que consistem em transformar os recursos em óleo primário.

Dessa forma, são consideradas as capacidades instaladas de produção de óleo do ano base do modelo (2010), que são estimadas de acordo com o relatório World Oil Review (ENI, 2019), sendo tal relatório necessário, porque apresenta a produção de óleo por qualidade por região.

Ademais, são criadas restrições de produção para as quatro tipologias de óleo por região, em que a produção de óleo extrapesado é considerada na restrição de óleo pesado. Essas restrições são utilizadas para calibrar as produções dos anos de 2010, 2015 e 2020³³ do modelo, fazendo uso dos dados históricos retirados do mesmo relatório (ENI, 2019). Assim, são criadas quatro restrições de produção no modelo, em que é considerada uma folga nestes valores para reduzir os limites impostos ao modelo, evitando aumentar o seu tempo de otimização. Após 2020 o modelo tem uma maior liberdade de escolha de produção visando a minimização do custo total.

³³ Para o ano de 2020 é considerada a produção referente ao ano de 2018, por este ser o último dado disponível no relatório. O relatório mais atual, que contém as produções de 2019, foi publicado após o levantamento dos dados.

Ainda, é adotada a premissa de que o gás natural associado possui a mesma distribuição do recurso por qualidade do óleo para o cálculo da razão gás-óleo, de forma a garantir competitividade desses óleos no modelo. No entanto, como os recursos P95, P50 e P05 encontram-se disponíveis na mesma tecnologia de extração, é necessário o cálculo da média ponderada considerando a razão gás-óleo de cada um desses recursos e seus respectivos volumes, assim é definido o rendimento do coproducto de gás natural para cada tecnologia de extração de óleo.

Além disso, no processamento dos óleos não-convencionais, betume (*bitumen* ou *tar sand*) e querogênio (*kerogen* ou *oil shale*), é possível a realização de um *upgrade*, transformando-os em óleos sintéticos, em que se comportam como óleos médios doces (CHRONES & GERMAIN, 1989; MÉJEAN & HOPE, 2013).

Desta forma, são criadas tecnologias que permitem essa conversão após a extração, assumindo um rendimento de 85% e um custo adicional de 135,93 US\$/kWa (25US\$/bbl) para os dois óleos (OIL SANDS MAGAZINE, 2020; SYNCRAUDE, 2020). Porém, essa conversão ainda não é utilizada atualmente para o querogênio, devido à incapacidade do HCC em lidar com seu alto teor de nitrogenados. Sendo assim, essa tecnologia de conversão é considerada no COFFEE-oil somente a partir de 2040 (ANDREWS, 2006; STANISLAUS, MARAFI & RANA, 2010).

Sem o *upgrade*, estes recursos, após serem extraídos, se comportam como óleos extrapesados. Portanto, são criadas tecnologias que os convertem em óleo extrapesado, assumindo um rendimento de 100% e sem custo. Assim, o modelo tem duas opções de conversão dos óleos não convencionais para óleos convencionais, tais tecnologias irão definir o comportamento desses óleos no setor de refino, ou seja, se vão possuir rendimentos característicos de um óleo médio doce ou de um óleo extrapesado.

Ainda, outra modificação realizada no modelo consiste na representatividade da produção dos óleos leves de folhelho (*light tight oil*). Como mencionada anteriormente, a produção de *tight oil* é muito significante na produção de óleo norte-americana. Portanto, considera-se o *tight oil* como um coproducto na tecnologia de extração de *shale gas*. O valor da razão óleo-gás da região USA do modelo é assumido de acordo com os valores reportados pela EIA (2021), em que temos 173,6 Bbbl de *tight oil* e 1.646,1 Tcf de *shale gas* de recursos tecnicamente recuperáveis, obtendo assim uma razão óleo-gás

de 0,521 MWa/MWa. Para as demais regiões adota-se um coeficiente cem vezes menor do que o coeficiente dos Estados Unidos.

Posteriormente, são estruturadas as tecnologias de refino em que são consideradas cinco tecnologias por região do modelo, que representam as três refinarias típicas (*topping/hydroskimming*, *cracking/coking* e *hycon*) com as capacidades históricas existentes, da base de dados da OGJ (2016), e as duas novas refinarias de expansão (*cracking* e *hycon*) que possuem esquemas comuns a todas as regiões.

Sendo assim, o óleo primário da tecnologia de extração é convertido em óleo secundário a partir dos rendimentos de cada tipo de óleo (leve, médio doce, médio azedo, pesado e extrapesado). Portanto, cada tecnologia de refino possui quinze atividades de conversão que representam as combinações entre as cinco qualidades típicas de óleo e as três campanhas consideradas.

Finalmente, são criadas tecnologias de *trade* com o objetivo de restringir o comércio internacional de óleo e derivados entre as regiões do modelo, com a finalidade prática de limitar que regiões com custos muito baixos de produção, como o Oriente Médio, por exemplo, produzam todo o óleo e o exportem para regiões com custos de extração mais altos, e a finalidade de tornar também o modelo mais aderente à realidade onde questões de logística incluindo a capacidade de transporte nos estreitos³⁴ podem ter relevância.

Para isto, foi analisada a possibilidade de fazer restrições via estreitos, visto que são os principais meios de exportação de cru e derivados (EIA, 2017), porém para o escopo deste trabalho, mostrou-se mais viável adotar a premissa de capacidades de movimentação, devido à complexidade em modelar rotas marítimas específicas através dos estreitos.

Dessa forma, são utilizados os somatório dos dados de importação e exportação de cru disponibilizados pela EIA (2020) para definir a capacidade histórica de

³⁴ Estreitos são vias estratégicas para transporte marítimo de óleo e derivados, sendo de extrema importância para a segurança energética global.

movimentação de óleo de cada região do modelo. Para tanto, é necessário ajustar as regiões da EIA conforme as regiões do modelo COFFEE. Assim, considera-se como capacidade histórica o maior fluxo da série temporal de 2000 a 2016 para cada região e assume-se um crescimento na capacidade de 0,25% ao ano a partir de 2020. Nota-se que esses dados não são desagregados por qualidade de óleo, sendo isto uma limitação desse estudo.

Em relação à capacidade de movimentação de derivados, é necessário realizar um ajuste nos dados disponibilizados pela EIA (2020), visto que são apenas fornecidos dados de produção e consumo de derivados. Portanto, são selecionados os maiores valores de consumo menos produção de derivados, ou seja, importação menos exportação, de cada região da série temporal de 2000 a 2014. Posteriormente, os valores são ajustados multiplicando-os por um coeficiente, de importação mais exportação sobre importação menos exportação, calculado a partir dos dados de *trade* da IEA (2020b) referentes a 2011. As capacidades de movimentação de derivados são agregadas em derivados leves e médios e derivados pesados, visto que os navios-tanque não fazem tal distinção (FEARNLEY CONSULTANTS AS, 2006).

Posteriormente, com o objetivo de ajustar a otimização do COFFEE-oil, são utilizadas demandas regionais de óleo primário e de derivados de rodadas anteriores do modelo COFFEE. Assim, após sua calibração, o módulo de petróleo é, de fato, incorporado ao COFFEE.

A Figura 19 apresenta uma cadeia de conversão de energia genérica dos setores de E&P e refino da nova versão do COFFEE, ilustrando como se relacionam os novos níveis e tecnologias implementados no modelo.

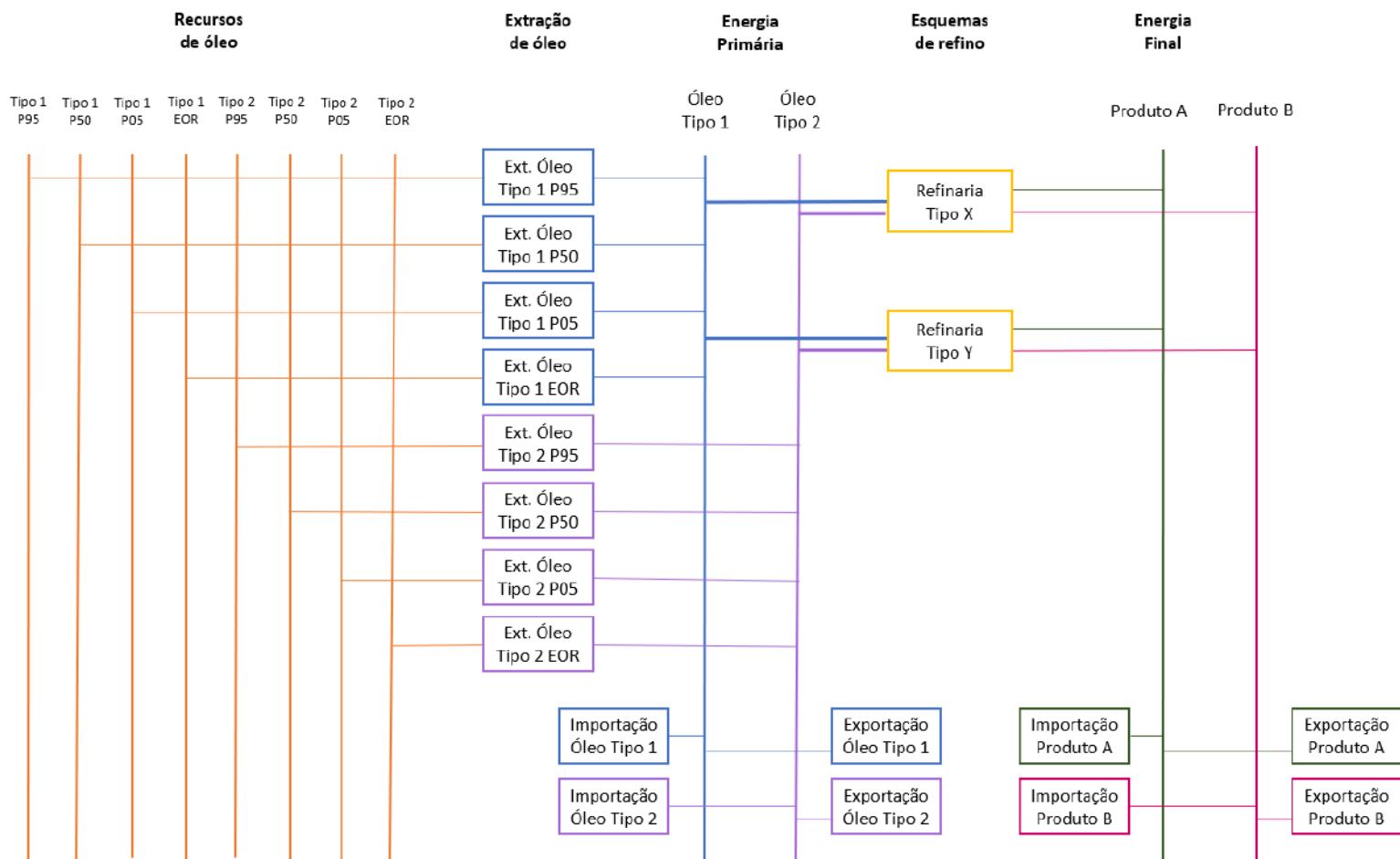


Figura 19: Cadeia de conversão de energia do setor de petróleo do COFFEE

Fonte: elaboração própria

Nota: Ext. – extração

A título de exemplificação, a Figura 19 é uma simplificação dos níveis e tecnologias adicionados ao COFFEE durante esta dissertação, que proporcionam uma melhor resolução do setor de petróleo no modelo. Os óleos Tipo 1 e Tipo 2 representam qualquer um dos óleos que são considerados neste trabalho, sendo tal terminologia utilizada como uma alegoria à entrada dos dados no modelo. Os recursos de óleo (P95, P50, P05 e EOR) também são simplificados, pois esses níveis estão divididos em onshore e offshore, como explicado anteriormente. Em sequência, os esquemas de refino também são reduzidos nesse exemplo, em que todos os esquemas podem escolher os tipos de óleos a serem utilizados. A partir dos diferentes rendimentos de refino, calculados de acordo com o tipo de óleo e o tipo de refinaria selecionados, são estipulados os diferentes volumes dos produtos finais 1 e 2, que representam as frações de diesel, querosene, gasolina, óleo combustível etc. Além disso, são representados as tecnologias de comércio internacional dos óleos e produtos genéricos. Há ainda particularidades de premissas adotadas para os óleos não convencionais, que não estão representadas na figura, mas foram explicadas ao longo deste trabalho.

3.5. Avaliação dos benefícios do maior detalhamento da cadeia de valor do petróleo no COFFEE via simulação de cenários de longo prazo

A quarta etapa desta metodologia consiste na incorporação do módulo de petróleo ao modelo COFFEE. Assim, todas as tecnologias e restrições do COFFEE-oil são devidamente implementadas no COFFEE.

Finalmente, com o propósito de entender melhor como a introdução de qualidade de óleos e desagregação do refino pode afetar a produção de cru e derivados quantitativamente e, consequentemente, testar a nova versão do modelo COFFEE, são utilizados os cenários NPi_2100, NPi_1000 e NPi_600 com base no Protocolo do ENGAGE³⁵ (FUJIMORI *et al.*, 2019; RIAHI *et al.*, 2021).

³⁵ O ENGAGE é um projeto financiado pelo Horizon 2020 da União Europeia, que busca o aprimoramento de IAMs como ferramentas para auxiliar os tomadores de decisão, a partir da construção de cenários factíveis para cumprir os objetivos do acordo de Paris (ENGAGE, 2020). Um ponto chave desse projeto

Os cenários NPi consideram a manutenção das políticas nacionais atualmente aplicadas, que estão associadas a metas de mitigação de emissões GEE. Assim, não consideram políticas adicionais no futuro. O cenário NPi_2100 corresponde a um cenário de base (*baseline*) e os cenários NPi_1000 e NPi_600 consideram orçamentos globais de carbono para o período entre 2018 e 2100 de 1000 GtCO₂ e 600 GtCO₂, respectivamente. Tais orçamentos, em uma probabilidade de 66%, correspondem a um aumento de temperatura média global menor do que 2°C até final do século em relação ao período pré-industrial, para o modelo COFFEE (RIAHI *et al.*, 2021).

Diferentemente das rodadas apresentadas por Riahi *et al.* (2021), os cenários atuais consideram o impacto de redução de demanda causado pela pandemia da COVID-19, com o objetivo de avaliar possíveis impactos nas demandas e emissão globais dos anos seguintes (LE QUÉRÉ *et al.*, 2021).

Dessa forma, a nova versão do modelo é comparada com a versão antiga, que está participando formalmente do ENGAGE, onde não se fez o detalhamento do petróleo.

Ademais, de modo a reduzir o tempo de otimização do COFFEE, opta-se por rodá-lo apenas até 2050 para esta primeira comparação, dado que alguns cenários muito restritivos em emissão podem demorar de três a quatro dias para encontrar solução. Além disso, são escolhidos os cenários sem *overshoot*³⁶, visto que cenários com *overshoot* impactam nos resultados do modelo apenas após 2050. E, também, de modo a aumentar a comparabilidade entre os resultados é utilizado o orçamento de carbono advindo da versão antiga do COFFEE dos anos de 2018 até 2050.

Na apresentação dos resultados, os cenários que se iniciam com “Old” não consideram a diferenciação da qualidade dos óleos, portanto são considerados os recursos

que se relaciona com esta dissertação está na melhoria da representatividade de recursos fósseis em um IAM auxiliando na melhor avaliação de cenários restritivos.

³⁶ Os cenários com *overshoot* permitem que a temperatura limite seja ultrapassada temporariamente ao longo da trajetória, porém são altamente dependentes de tecnologias de emissões negativas para alcançarem o orçamento de carbono desejado no ano de 2100 (IPCC, 2019; RIAHI *et al.*, 2021).

de óleo da versão anterior do modelo COFFEE, enquanto os cenários iniciados com “New” as consideram. Portanto, com o objetivo de verificar a hipótese levantada nesta dissertação de que qualidades de cru impactam na resposta do modelo, é realizada uma comparação entre os resultados Old e New, a partir da análise das produções de cru e de derivados nas regiões.

O próximo capítulo apresenta os resultados destes cenários, assim como a discussão acerca dos mesmos, de forma a avaliar quais regiões são mais impactadas por esta mudança metodológica, estimando as produções de óleo regionais, os *stranded reserves* por qualidade de óleo, o fator de utilização do refino de petróleo, as expansões de refinarias, o comércio de óleo e derivados entre as regiões, entre outros.

4. Resultados e discussão

Neste capítulo são apresentados os principais resultados obtidos nesta dissertação. Estes cenários representam uma aplicação prática da metodologia descrita no capítulo anterior. Assim, são expostos os resultados gerais da metodologia, gerados a partir da coleta de dados, que independem da escolha do modelo IAM. Em seguida, são ilustrados os resultados dos cenários implementados no COFFEE, para avaliar os impactos da nova desagregação do setor de petróleo no modelo, comparando-os com os resultados da versão anterior do COFFEE. Por fim, procede-se à discussão dos resultados aqui descritos.

4.1. Resultados gerais

A seguir são apresentados os resultados elaborados a partir da coleta de dados de qualidade dos recursos de óleo, que foram implementados na nova versão do modelo COFFEE. Como antes asseverado, estes resultados fornecem dados para qualquer IAM onde se pretende detalhar melhor a cadeia do petróleo.

A curva de oferta de óleo foi construída a partir das estimativas dos volumes de recursos de óleo por qualidade típica, presentes nas 18 regiões do modelo COFFEE, considerando seus respectivos custos de extração (Figura 20).

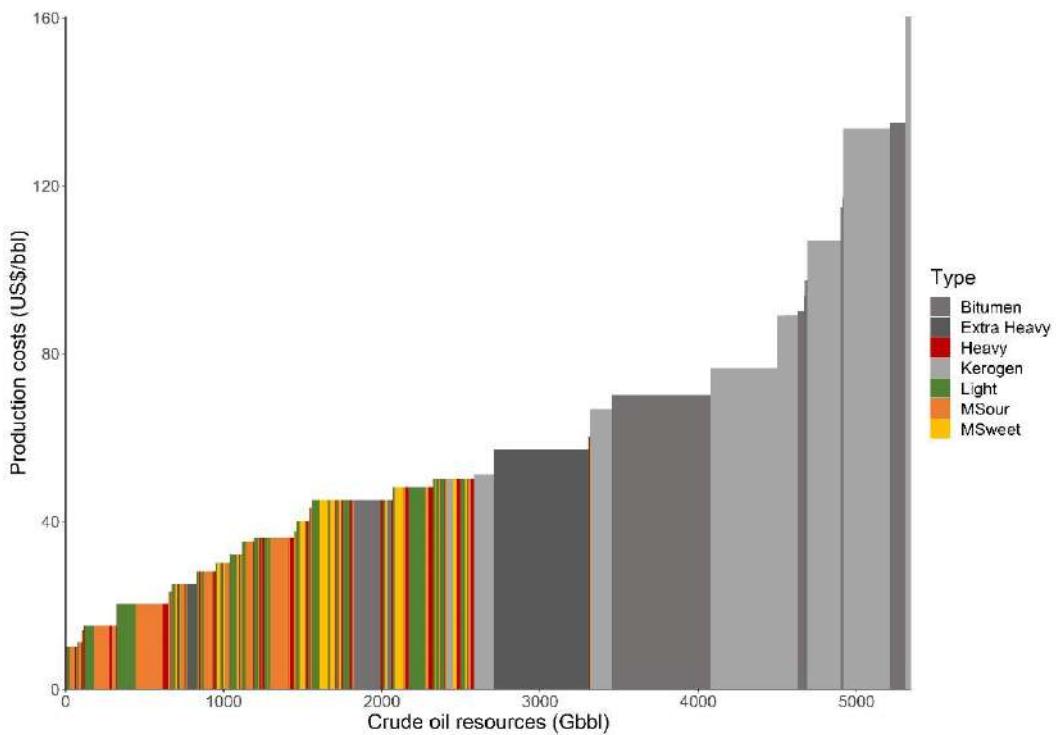


Figura 20: Curva de oferta de óleo por qualidade

Fonte: elaboração própria

Nota: MSweet – óleo médio doce e MSour – óleo médio azedo

Como se pode observar, os recursos não-convencionais representam a grande maioria das estimativas de recursos globais, correspondendo a 57% dos recursos disponíveis. Todavia, em sua maioria possuem os maiores custos de extração, na faixa de 50 a 160 dólares por barril. Em relação aos óleos convencionais, nota-se a predominância dos óleos leves e médios azedos, que equivalem a 16% e 14% dos recursos, respectivamente. Por fim, os óleos médios doces e pesados correspondem a 6% dos recursos globais cada um.

Considerando apenas os recursos convencionais, os leves representam 37%, médio doce 15%, médio azedo 33% e pesado 15%, esses valores são próximos aos valores de produção por reportados pela ENI (2019), com maiores diferenças em relação ao óleo médio azedo e ao médio doce. O primeiro apresenta uma certa diferença negativa em relação aos 45% reportados pela ENI e o médio doce uma diferença positiva em relação à participação de 7% da produção global em 2018. Contudo, como visto no capítulo 2, há grandes incertezas em relação às estimativas de recursos e a produção atual pode auxiliar

na caracterização desses óleos. Porém, não representa de fato o que pode vir a ser descoberto.

A Figura 21 apresenta a distribuição de qualidade de óleo por região, em que as 18 regiões do COFFEE foram agregadas oito macrorregiões para facilitar a visualização dos resultados. Portanto, ainda que o modelo tenha resultados das suas 18 regiões, aqui as regiões África e África do Sul são consideradas como África, as regiões América do Sul e América Central são agregadas como América Latina, sendo o Brasil representado à parte. A Europa envolve as regiões do Oeste Europeu, resto da Europa e Rússia. A Ásia-Pacífico engloba as regiões Austrália, China, Índia, Japão, Coréia e resto da Ásia. O Oriente Médio agrupa também a região do Cáspio. Enquanto os Estados Unidos e o Canadá são apresentados separadamente. Essas macrorregiões também serão utilizadas para ilustrar os resultados dos cenários do COFFEE.

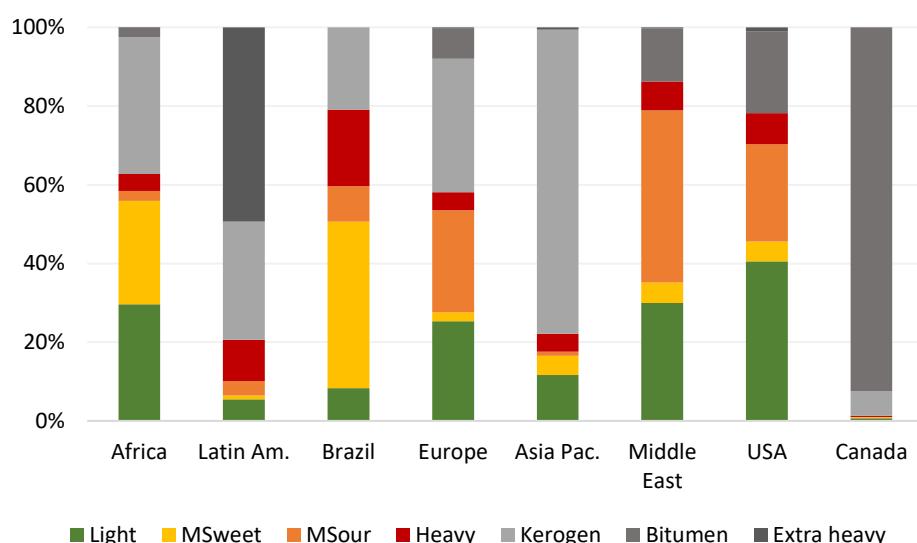


Figura 21: Distribuição regional da qualidade dos óleos

Fonte: elaboração própria

Nota: MSweet – óleo médio doce e MSour – óleo médio azedo

Em relação aos aspectos de qualidade de óleos, nota-se uma grande representatividade de não convencionais no Canadá, sobretudo, devido à concentração de areias betuminosas no país. A América Latina também apresenta uma grande parcela desses recursos em virtude dos recursos extrapesados da Venezuela e, em parte, pelo

querogênio presente na América Central e na América do Sul. A Ásia-Pacífico possui volumes significativos de querogênio, principalmente, na Austrália e na China.

No Brasil, nota-se que seu principal recurso, o óleo médio doce, está bem representado a partir da coleta de dados, o que confere uma vantagem ao país no mercado mundial de petróleo, diante das vantagens deste cru para produzir destilados de baixo teor de enxofre e da relativa menor oferta disponível em outras regiões mundiais. Na figura, os óleos médio azedo e leve do Oriente Médio também são evidenciados. Na Europa, encontram-se óleos leves advindos em sua maioria do Oeste Europeu, óleos médios azedos e o querogênio da Rússia. Por sua vez, a África apresenta, em sua maioria, óleos leves, médios doces e querogênio. Por fim, os Estados Unidos possuem, principalmente, óleos leves³⁷, médios azedos e betume.

Considerando os graus de confiança descritos no capítulo de metodologia, adotados para a estimativa de qualidade dos recursos, 50% dos recursos descobertos estimados encontram-se no grau 1, que representa o levantamento da pesquisa mais extensa por meio de agências de petróleo das regiões, artigos e o auxílio do modelo Prelim. O grau 2, correspondente às analogias onshore/offshore e mesma AU abrangendo mais de um país, representa 9% dos recursos descobertos. O grau 3, associado às características descriptivas similares entre AUs, equivale a 3% desses recursos. O grau 4, baseado na distribuição triangular dos valores reportados pela USGS, corresponde a 19% dos recursos. Por sua vez, o grau 5 representa 17% dos recursos e diz respeito ao valor mediano de qualidade do USGS. Por fim, o grau 6, de menor confiança, reflete apenas 2% dos recursos descobertos estimados, em que as AUs foram classificadas como óleos médios. Dessa forma, percebe-se que as premissas adotadas para estimativa de qualidade de óleo em sua maioria possuíram um bom embasamento teórico.

Em relação aos esquemas típicos de refino, em termos de quantidade de refinarias o esquema de refino *topping/hydroskimming* corresponde a 39% do número total de

³⁷ Nesse levantamento não são considerados os óleos leves advindos do *tight oil*, que atualmente representam a maior parcela de produção de óleo do país. Porém, como apresentado na metodologia, o *tight oil* foi incorporado como um coproduto das tecnologias de extração do *shale gas*.

refinarias, enquanto as refinarias *cracking/coking* e *hycon* representam 35% e 26%, respectivamente. Para o processamento de óleo, o que mais importa é a capacidade das unidades em refinar óleos de diferentes qualidades. Neste critério, as refinarias *hycon* passam a ser as mais relevantes, representando 40% da capacidade de processamento de refino mundial, seguida pelas refinarias *cracking/coking* que correspondem a 39% e, por fim as *topping/hydroskimming* que apresentam 21% da capacidade global.

Isso condiz com as características apresentadas na subseção 2.1.3, visto que as refinarias *topping/hydroskimming* são o esquema de refino mais básico e, portanto, possuem baixa capacidade de conversão. Enquanto as refinarias *cracking/coking* e *hycon* apresentam maior complexidade, sendo capazes de converter óleos de piores qualidades em destilados médios a leves.

Considerando as regiões do modelo, os Estados Unidos possuem a maior capacidade de refino com suas refinarias predominantemente *hycon*, em que há prioridade na produção de derivados leves como a gasolina, sendo uma exceção quando comparado ao refino mundial, que buscam mais rendimento na produção destilados médios, como o diesel e QAV. A capacidade de refino regional será ilustrada na próxima seção, em que serão apresentados os resultados dos cenários rodados no COFFEE, onde será comparado com seus fatores de utilização (FUT) escolhidos pelo modelo.

4.2. Resultados dos cenários

Nesta seção são expostos os principais resultados obtidos através das rodadas dos cenários no COFFEE, que foram elaborados a partir das premissas indicadas na seção 3.4. Os resultados são apresentados por tópicos, onde se consideram as trajetórias de emissões, a produção de óleo, as capacidades e expansões do refino e as movimentações de *trade*. Dessa forma, os cenários são ilustrados de forma conjunta para suas devidas comparações, principalmente, no que tange as mudanças de escolha da versão antiga do modelo para a versão nova, que agora considera uma maior desagregação no setor de petróleo.

4.2.1. Emissões de CO₂

A seguir são apresentadas as trajetórias emissões de CO₂ do setor energético, assim como as emissões de CO₂ do uso do solo e as emissões de CO₂ capturadas pela tecnologia de bioenergia com captura de carbono (BECCS) dos três cenários considerados neste trabalho. Estas trajetórias estão ilustradas na Figura 22, Figura 23 e Figura 24, respectivamente. Como mencionado anteriormente, os cenários “New” representam a nova versão do COFFEE, enquanto os cenários “Old” correspondem à versão antiga.

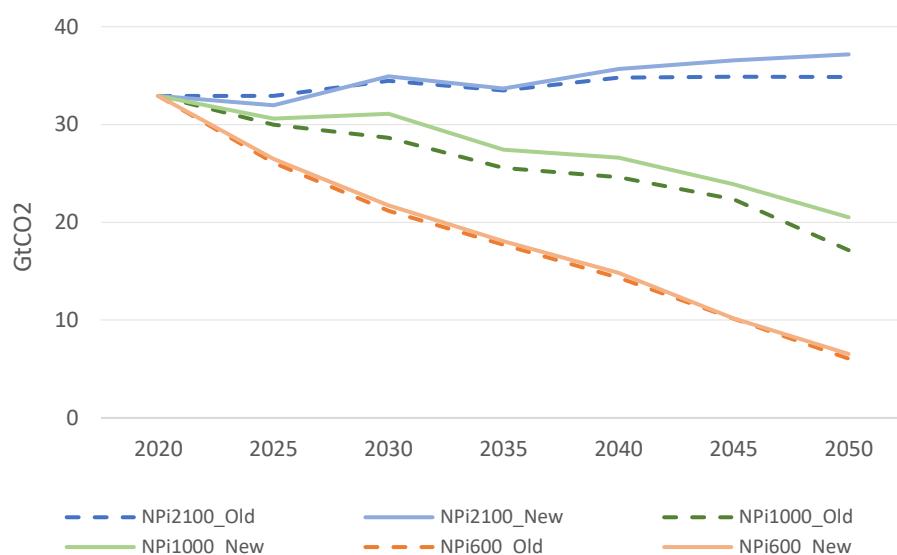


Figura 22: Trajetórias de emissões de CO₂ do setor energético

Fonte: elaboração própria

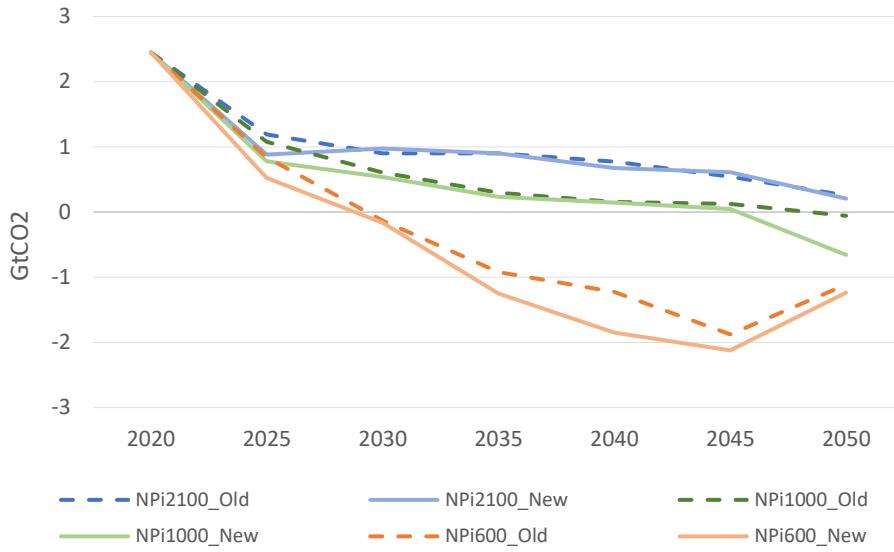


Figura 23: Trajetórias de emissões do uso do solo

Fonte: elaboração própria

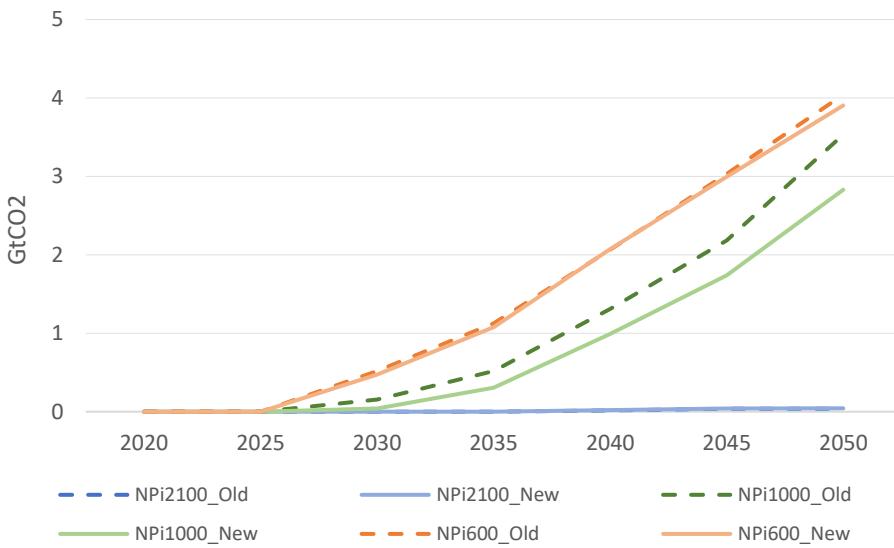


Figura 24: Trajetórias de emissões BECCS

Fonte: elaboração própria

Nota-se que as emissões de CO₂ do setor energético de uso do solo são maiores nos cenários *baseline* e menores nos cenários mais restritivos, como é de se esperar, devido ao menor orçamento de carbono dos cenários 1000 e 600. Além disso, há uma grande importância de tecnologias de emissões negativas e captura de carbono pelo uso

do solo nos cenários de transição e, consequentemente, os cenários NPi600 também demandam uma maior parcela de captura de carbono pela tecnologia BECCS e a partir de reflorestamento ou aflorestamento.

Como é possível observar, todos os pares de cenários (versão nova e versão antiga) possuem trajetórias de emissões bem próximas em termos de energia, indicando que a nova versão do modelo se comporta de forma similar na representação dos cenários, como um todo. Portanto, a proximidade entre esses resultados pode ser utilizada para estimar que não há alterações de resultados significativas nos demais setores, considerando as duas versões do modelo. Dessa forma, as próximas subseções examinam detalhadamente apenas as alterações dos resultados do setor de petróleo.

4.2.2. Produção de óleo

Os resultados apresentados a seguir correspondem à produção de óleo nos três cenários considerados neste estudo, NPi2100, NPi1000 e NPi600 dos anos de 2030 e 2050, assim como o resultado de produção acumulada no período de 2010 a 2050. Além disso, são apresentados os percentuais dos recursos extraídos em cada região. Esses valores também são comparados com as reservas provadas das regiões para a interpretação do conceito de *stranded reserves*. Ainda, são expostas as parcelas dos recursos por qualidades de óleo utilizados nos cenários da nova versão do modelo. Por fim, é ilustrado em que ponto cada cenário atingiu os recursos na curva de oferta.

A Figura 25 apresenta a produção mundial de óleo por cenário, representando quais regiões são mais afetadas ou beneficiadas pela melhor representação das qualidades de óleo no COFFEE. Além disso, devido à análise integrada, os novos esquemas de refino e as limitações no *trade* também impactaram na escolha da produção por região.

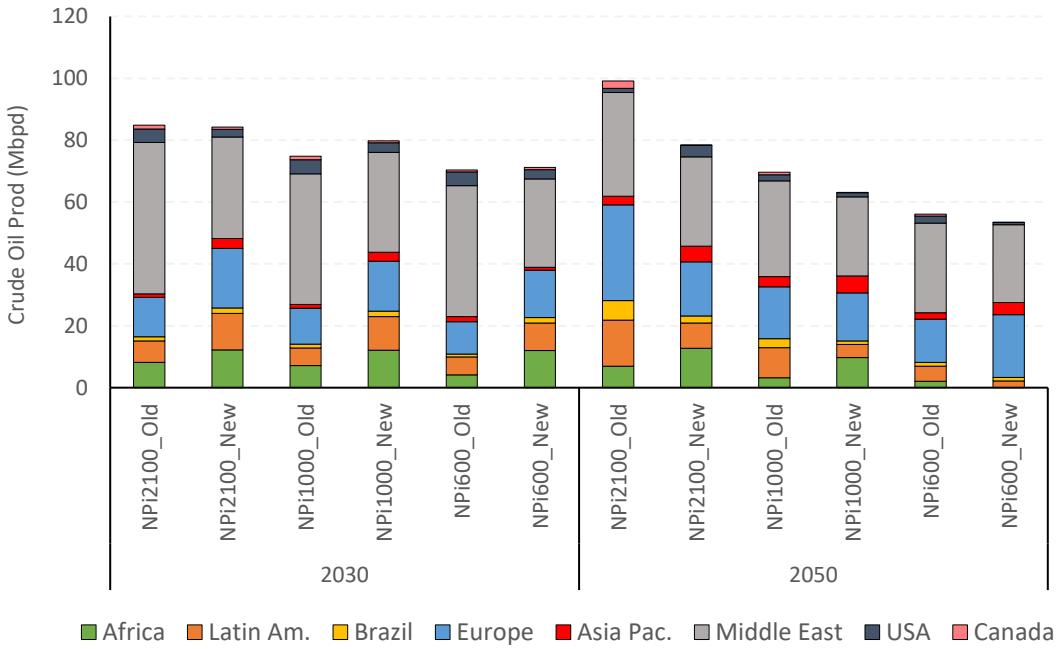


Figura 25: Produção mundial de óleo por região

Fonte: elaboração própria

De maneira geral, ao comparar as versões New e Old, nota-se que as produções de óleo de algumas regiões foram impactadas de forma mais significativa do que outras. A África apresenta um aumento na participação da produção na maioria dos cenários New em 2030 e 2050, sendo válido relembrar que essa região possui uma boa representatividade de óleos leves. Por outro lado, a região do Oriente Médio diminui consideravelmente sua presença nos cenários New em ambos os anos. Nessa região, apesar de existir oferta de óleos leves, há uma grande concentração de óleos médios azedos, que demandam uma maior utilização de hidrotratamento no refino, afetando seu uso em refinarias do tipo *hydroskimming*. Contudo, o Oriente Médio continua representando a maior parcela da produção global de óleo.

Além disso, o Canadá perde espaço nos cenários New devido à qualidade de seus recursos, em sua maioria compostos por óleos não convencionais. A Europa ganha espaço em todos os cenários New em 2030. Em contrapartida, em 2050 essa região mantém sua produção no NPi1000, diminui consideravelmente no cenário NPi12100, crescendo apenas no cenário NPi600, porém apresentando bastante relevância nesse cenário. Vale relembrar aqui que a Europa nesse caso inclui a Europa Ocidental, a Rússia e o Resto da

Europa. De fato, é na Rússia e, sobretudo, no Oeste Europeu que se verifica boa parte da produção aqui destacada. Na América Latina observa-se um aumento em 2030, porém um descréscimo em 2050. O mesmo ocorre no Brasil, mas com menor alteração, com exceção no NPi2100 em 2050 onde o descréscimo é mais aparente.

Ainda, nota-se que as produções de 2030 das versões Old e New são similares, porém com um aumento notável no cenário New com orçamento de carbono de 1000 GtCO₂ em relação ao Old. Por outro lado, em 2050 todos os cenários New apresentam uma produção relativamente menor, principalmente, o cenário *baseline* (NPi2100). Contudo, essa figura expõe apenas o resultado pontual de 2030 e 2050, sem apresentar toda a trajetória de produção de petróleo. Assim, a seguir será feita a análise da produção acumulada.

Neste caso, a produção acumulada, que será mostrada mais adiante, é similar entre os cenários Old e New, apresentando uma leve redução nos cenários New (mais intensa no cenário NPi2100 do que nos demais cenários). Tal resultado indica uma mudança temporal do perfil de produção, em que os cenários New mantêm uma produção mais alta em 2030 e reduzem em 2050, enquanto os cenários antigos fazem o oposto.

Assim, para a melhor visualização do comportamento da produção de óleo como um todo, a Figura 26 apresenta a produção acumulada (2010 a 2050) de óleo em cada cenário aqui retratado.

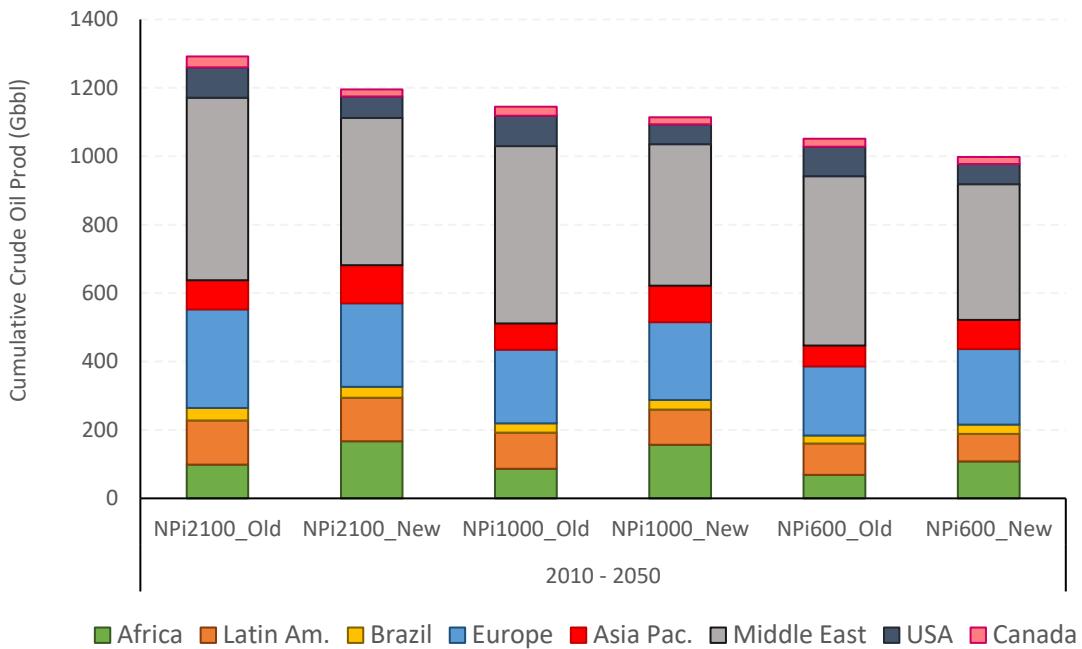


Figura 26: Produção acumulada de óleo por região

Fonte: elaboração própria

A produção acumulada de óleo demonstra que a nova versão do modelo utilizou uma menor quantidade de óleo primário do que a versão antiga, sendo 7% inferior no cenário *baseline*, 3% no intermediário e 5% no cenário mais restritivo. Esse fato está de certa forma relacionado à maior flexibilidade do refino novo. Isso ocorre porque, quando se detalha mais o modelo, ele possui mais opções de combinação entre os tipos de refinaria, tipos de óleo cru e variação de campanhas de operação, como será mostrado na próxima subseção.

Em relação às produções regionais, a África é a região que possui o maior incremento de produção, seguida pela Ásia-Pacífico. As duas regiões apresentam maiores participações em todos os cenários da nova versão do modelo. O Oeste Europeu também ganha espaço nos cenários New mais restritivos, que chega a apresentar um crescimento de 60% na produção no NPi600 comparado à versão antiga do COFFEE. Por outro lado, os Estados Unidos, o Canadá e o Oriente Médio são as regiões mais prejudicadas nesta comparação.

Observa-se também que o Brasil perde espaço no novo cenário *baseline*, porém nos cenários New mais restritivos, o país é beneficiado, apresentando um aumento de

produção de 14% no cenário com 600 GtCO₂ de orçamento de carbono quando comparado ao Old. Em contrapartida, o restante da América Latina, que possui muito recurso de óleos de pior qualidade, apresenta reduções em todos os cenários New, especialmente no NPi600, diminuindo 12% de sua produção de cru. Tal fato corrobora a importância de detalhar a qualidade da oferta de óleo bruto.

Ademais, com a intenção de comparar os impactos das produções de óleo de acordo com os recursos totais existentes em cada região, a Figura 27 apresenta a razão entre a produção acumulada até 2050 de cada região e seus recursos, em base percentual, sendo possível observar as diferenças por cenário. Por sua vez, a Figura 28 exibe a razão da produção acumulada em relação às reservas provadas³⁸ de cada região.

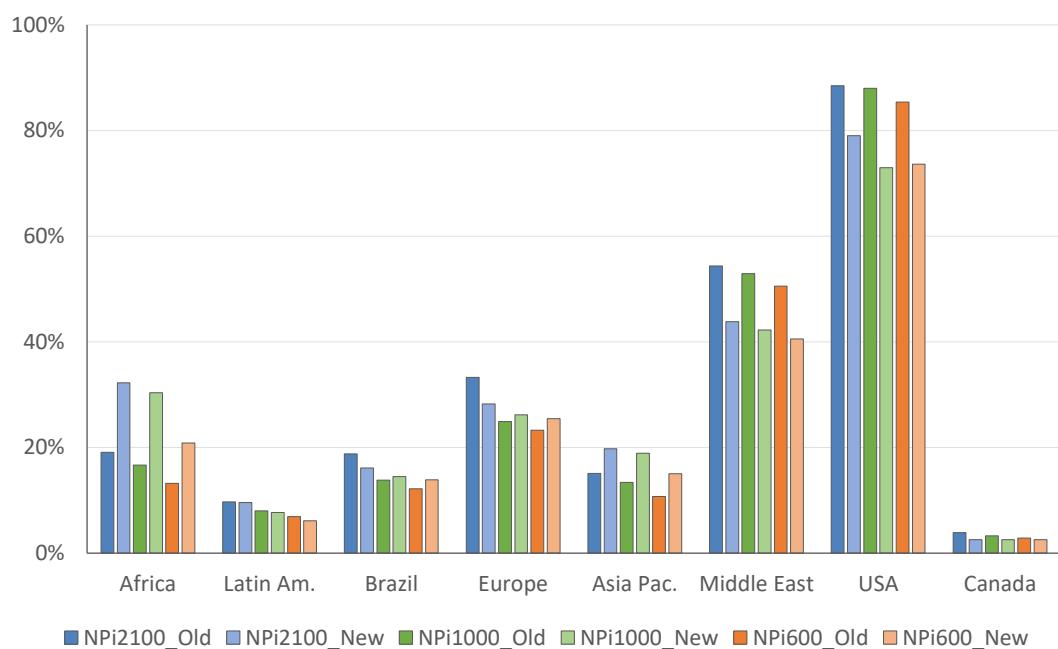


Figura 27: Utilização dos recursos por região

Fonte: elaboração própria

³⁸ Segundo às estimativas da EIA (2021c) de reservas 1P, agregadas de acordo com as regiões do COFFEE.

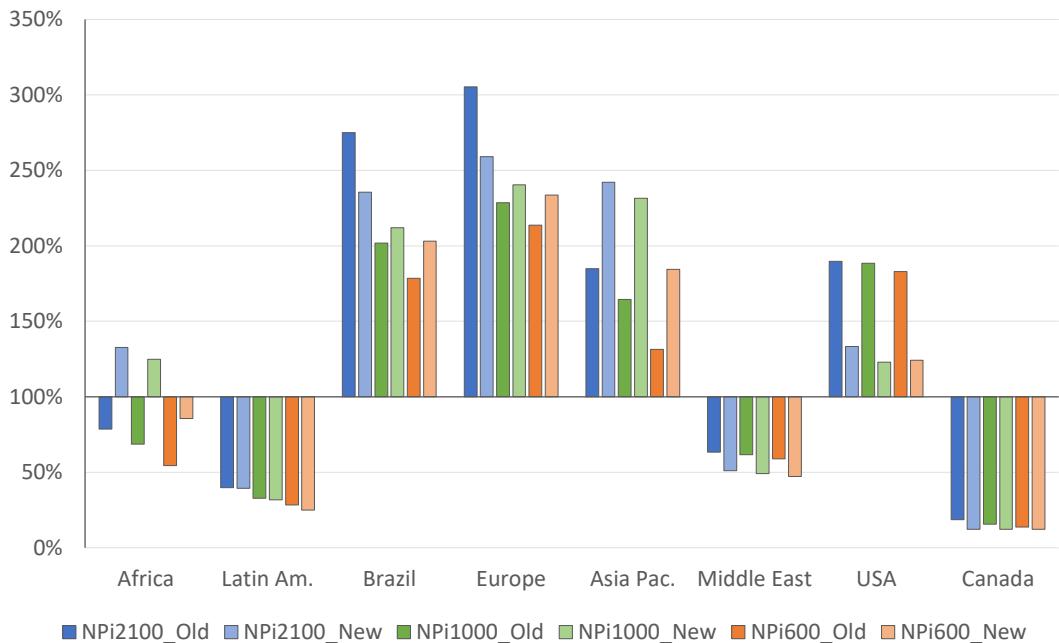


Figura 28: Utilização das reservas provadas por região

Fonte: elaboração própria

Em relação à produção de óleo por recursos, apesar da relativa representatividade dos Estados Unidos na produção global mostrada no início dessa subseção, mais de 70% de seus recursos estimados são extraídos até 2050. O Oriente Médio também apresenta uma produção significativa de seus recursos. Por outro lado, o Canadá ainda possui mais de 95% de seus recursos no subsolo no fim do horizonte de análise. A diferença ilustrada na Figura 27 para atingir 100% dos recursos representam os *stranded resources* de cada região.

De outro modo, ao comparar a produção de óleo com as reservas provadas de cada região é possível ter uma ideia quanto às possíveis *stranded reserves*. As regiões que possuem mais de 100% de suas reservas provadas extraídas (Brasil, Europa, Ásia Pacífico e Estados Unidos), não apresentam *stranded reserves*. Isso significa que os investimentos realizados para exploração e exploração destas reservas se justificam no horizonte de 2050, não necessariamente representando ativos afundados. Nesses casos, estas regiões precisarão produzir além das suas reservas 1P, ou seja, serão necessários mais investimentos para exploração e ampliação das reservas.

Ainda, as figuras indicam que uma parte desta diferença se dará pela incorporação de reservas 2P e 3P às reservas 1P, ao longo do horizonte de análise. Outra parte virá de recursos contingentes, e outra de recursos *yet-to-find*. Regiões com baixa intensidade exploratória (esforço de perfuração de poços exploratórios por km² de bacia sedimentar), como o Brasil e mesmo a África, provavelmente ainda terão que incorporar recursos não descobertos.

Por sua vez, as regiões que apresentam valores inferiores a 100% em relação às suas reservas provadas (África em um cenário, e América Latina, Oriente Médio e Canada em todos) possuem *stranded reserves* até 2050, que podem ser entendidos neste caso como ativos afundados, visto que já houve investimento aplicado a essas reservas, mas elas não serão produzidas em sua totalidade. Novamente, a África é beneficiada nos cenários New, possuindo *stranded reserves* apenas no cenário mais restritivo, porém com volume bem inferior ao apresentado pelo cenário NPi600_Old.

Ainda, com relação às qualidades de óleo consideradas nesse estudo, a Figura 29 expõe a produção global de óleo acumulada de 2010 a 2050 por qualidade. Assim, é possível uma comparação entre os cenários da nova versão do modelo para escolha das tipologias.

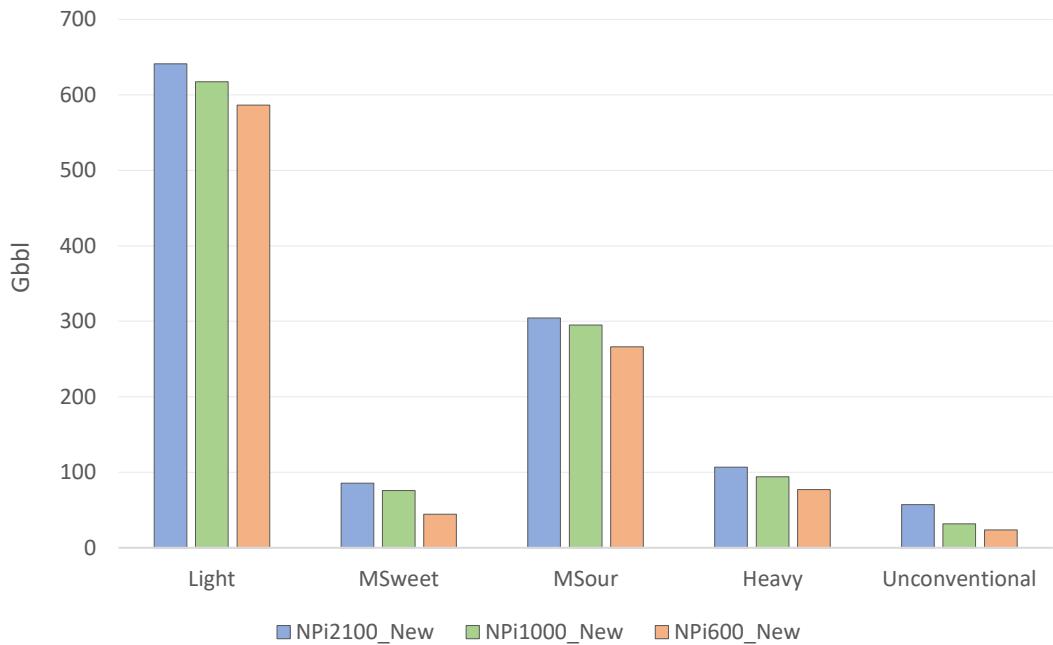


Figura 29: Produção global acumulada de óleo por qualidade

Fonte: elaboração própria

Os óleos leves possuem a maior quantidade de recursos dos óleos convencionais e, como mostrado na curva de oferta, também é o recurso mais utilizado, em que a produção em relação aos seus recursos totais varia de 75% a 68%. Em seguida, os óleos médios azedos são a segunda tipologia mais produzida, apresentando uma queda de 5% na utilização de seus recursos totais do cenário *baseline* para o cenário mais restritivo. Os óleos médios doces, por sua vez, apresentam a maior queda na produção dos convencionais (48%) entre os três cenários, sendo que 86% de seus recursos permanecem intactos no NPi600_New. Os recursos de óleos pesados, apesar de apresentarem queda na produção (28%) e na utilização de seus recursos (9%), ainda assim são bem aproveitados do que os médios doces e permanecem estáveis na participação da produção. Por fim, os recursos não convencionais permanecem praticamente intocáveis em relação aos seus recursos totais, sendo aproveitado apenas 2% do total desses recursos no cenário *baseline*. Essa questão será mais bem abordada na seção de discussão dos resultados.

Finalmente, a Figura 30 mostra o volume acumulado de recursos que cada cenário atinge na curva de oferta e seu custo ótimo de produção.

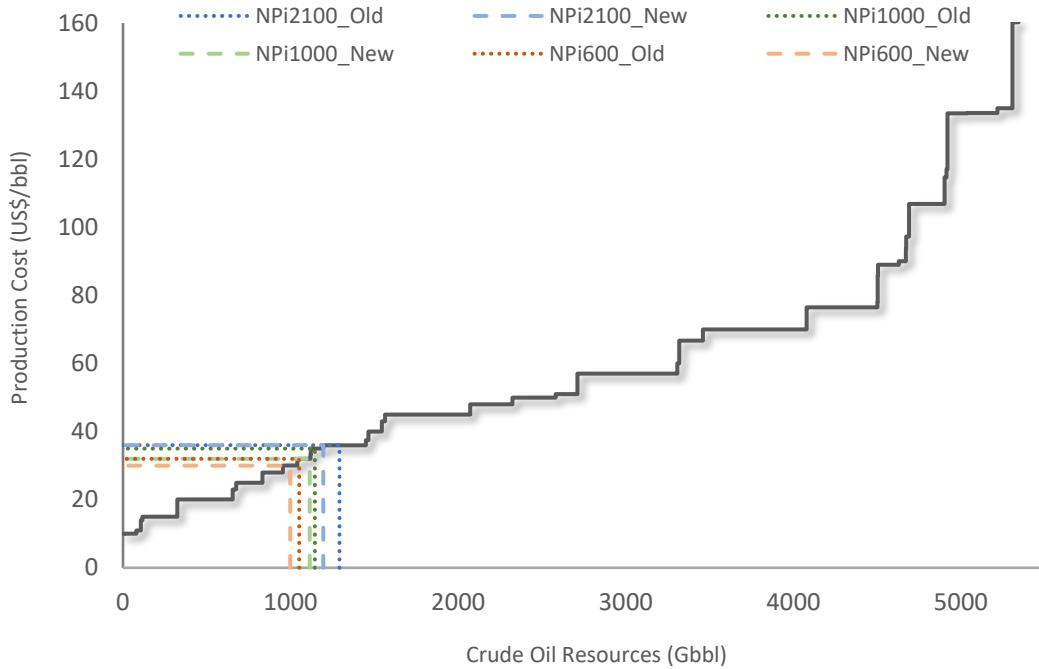


Figura 30: Volume acumulado de recursos produzidos

Fonte: elaboração própria

Nota-se que os cenários da versão nova do modelo estão sempre produzindo menos óleo do que os cenários da versão antiga do COFFEE, sendo a maior diferença percebida no cenário NPi2100 – isto é, quanto mais óleo se necessita ofertar, mais se torna relevante a questão da qualidade dos crus na representação do mundo, o que é um resultado consistente. Além disso, como consequência dos orçamentos de carbono e, portanto, da maior restrição de emissões de CO₂, os cenários NPi600 são os que menos produzem óleo, seguidos dos cenários NPi1000 e, posteriormente, pelo cenário *baseline* indicando consistência nos resultados. Porém, os resultados com relação ao custo médio de produção não podem ser extraídos diretamente da figura acima, visto que o modelo não necessariamente segue a ordem da curva ótima e, portanto, utiliza recursos mais à direita da curva. Além disso, o custo logístico das trocas comerciais não é representado na figura. Por fim, também vale ressaltar que estes são os custos marginais de produção e não o preço pago ao produtor do petróleo em si.

Apresentados os novos resultados de produção de óleo por região e os impactos devido às suas qualidades, adiante serão tratadas as modificações do setor de refino de petróleo.

4.2.3. Refino de petróleo

Os resultados de refino são relevantes para entendimento das alterações nas escolhas do modelo devido à maior ou menor flexibilidade das refinarias, tanto pela desagregação dos óleos, como pelos diferentes esquemas de refino incluídos no COFFEE. Dessa forma, será analisada a produção de derivados, a expansão do refino e os fatores de utilização das refinarias.

A Figura 31 exibe a produção de produtos líquidos por cenário, indicando uma desassociação entre o consumo de óleo cru e a produção de líquidos. Isso ocorre, principalmente, nos cenários de 1000 GtCO₂ e 600 GtCO₂ devido ao aumento da produção de biocombustíveis avançados, com e sem CCS. No caso do NPi600_New, o petróleo contribuiria com apenas cerca de 60% dos energéticos líquidos que são, historicamente, associados ao processamento de óleo.

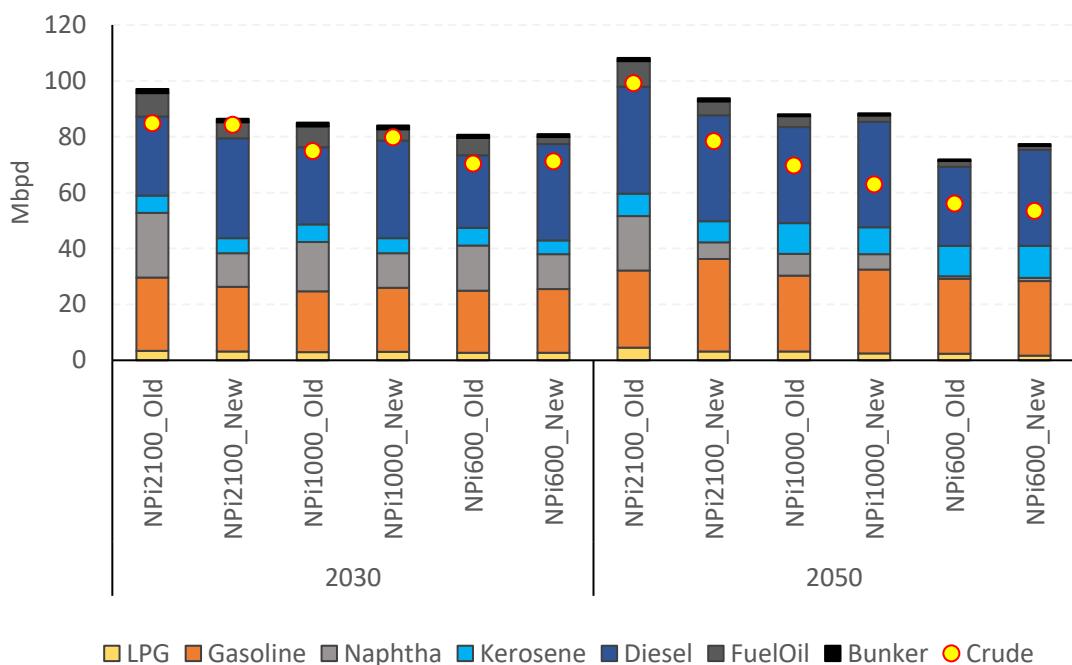


Figura 31: Produção de derivados e processamento de petróleo

Fonte: elaboração própria

A produção total de derivados apresenta maior variação entre as duas versões do modelo nos cenários *baseline*, com declínio de mais de 10% no cenário New. Por outro lado, o cenário New mais restritivo atinge uma produção 8% mais elevada em 2050.

Além disso, observa-se um maior volume de diesel e um menor volume de nafta e de óleo combustível em todos os cenários da nova versão. Tal fato pode ser explicado tanto pela maior flexibilidade do refino, ou seja, sua maior capacidade de processar diferentes crus, sob diferentes campanhas, quanto pelo melhor detalhamento tecnológico do refino. Ainda, a produção de gasolina cai no cenário base em 2030 em termos volumétricos, mas se mantém em base percentual. Nos demais resultados, a produção de gasolina cresce levemente em volume, ou se mantém. Em relação ao *bunker* e ao querosene, suas produções se mantêm praticamente iguais nos cenários Old e New, apresentando maior participação nos cenários mais restritivos no ano de 2050 – o que ratifica serem estes setores de difícil descarbonização, o que era um resultado esperado e, também, corrobora a validade do modelo construído.

Como é possível observar, a participação de líquidos sintéticos, sobretudo a partir da biomassa nos cenários mais restritivos, em substituição ao petróleo na produção de derivados é maior em todos os cenários New em 2050. Tal fato, evidenciado pelo delta da produção total de derivados e a produção de cru na figura anterior, fica mais aparente nas figuras a seguir. A Figura 32 e a Figura 33 apresentam, respectivamente, a produção de diesel e gasolina, mostrando a produção do refino e de sintéticos do carvão e da biomassa, com ou sem captura de carbono.

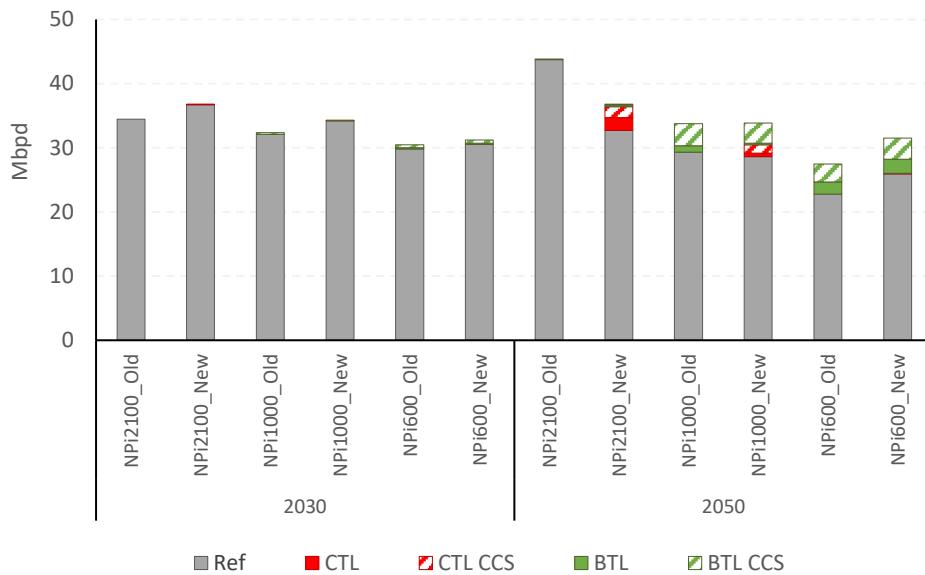


Figura 32: Produção de diesel

Fonte: elaboração própria

Nota: Ref – *Refinery*; CTL – *Coal to liquids*; BTL – *Biomass to liquids*; CCS – *Carbon Capture and Storage*

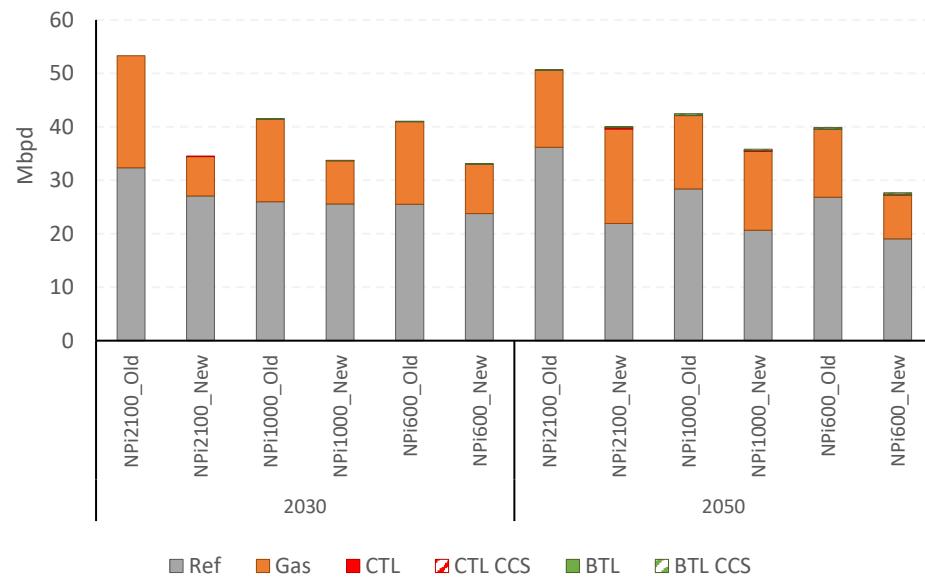


Figura 33: Produção de gasolina

Fonte: elaboração própria

Nota: Gas - *Natural Gas Liquids*

Nota-se que a produção de líquidos sintéticos aumentou na nova versão do modelo, inclusive a tecnologia de CTL (*Coal to liquids*) que não era utilizada na versão anterior, passou a ser viável e há a preferência pela tecnologia com CCS. É interessante mencionar que esses sintéticos são produzidos, principalmente, na China e na Índia.

Outro resultado relevante do refino de petróleo é sobre as suas capacidades. A Figura 34 ilustra as capacidades dos diferentes esquemas de refino considerados na nova versão do modelo, mostra as escolhas de expansões de refinarias feitas pelo modelo e, ainda, os fatores de utilização (FUT) da versão nova e da versão antiga do modelo para os diferentes cenários abordados.

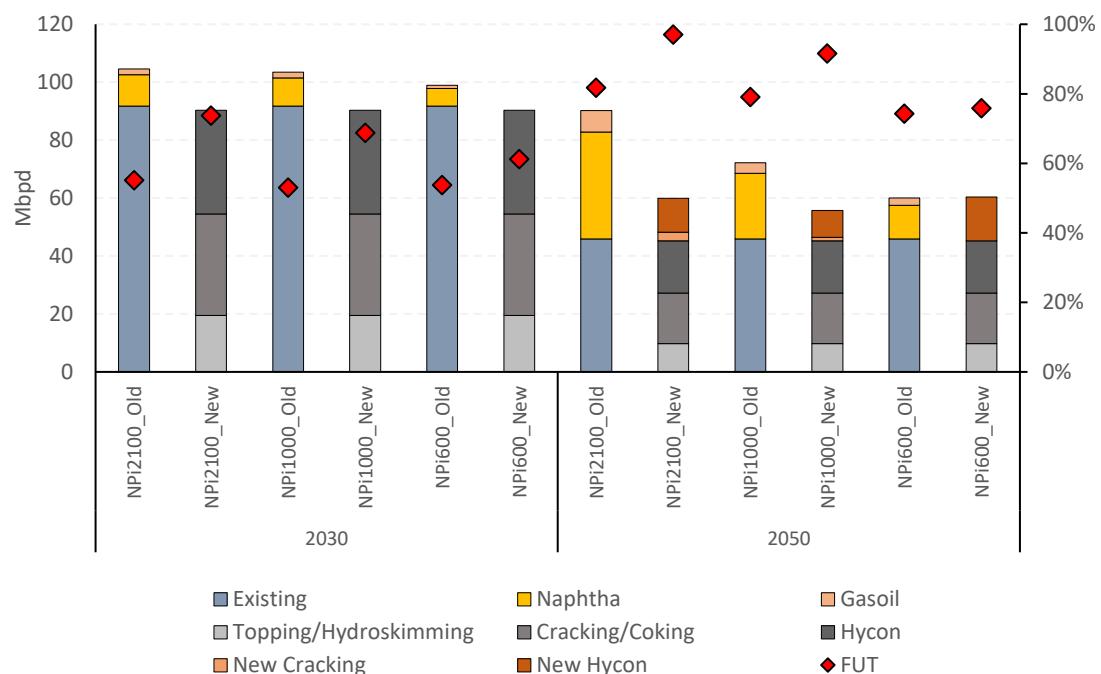


Figura 34: Capacidades das refinarias

Fonte: elaboração própria

Nota: FUT – Fator de Utilização

Nota-se que as capacidades existentes na versão antiga e nova são iguais, incluindo a redução desta capacidade histórica até 2050. Isso ocorre por características do modelo COFFEE, e suas premissas sobre a saída de tecnologias no final de sua vida útil. No entanto, fica evidente que na versão nova há uma desagregação desse total em

três esquemas típicos de refino. Além disso, as principais diferenças percebidas estão na expansão do refino e no FUT das refinarias.

Como se pode observar, a nova versão do modelo possui fatores de utilização maiores em todos os cenários, com um diferencial menor no cenário mais restritivo. Por outro lado, a expansão *greenfield* de refinarias na nova versão é bem menor: em 2030 não há expansão e em 2050 a expansão dos cenários New é praticamente um terço da expansão dos cenários Old, sempre enfatizando novas refinarias do tipo *hycon*. No entanto, no cenário mais restritivo, a expansão foi a mesma. De fato, no cenário 600, na comparação entre os cenários Old e New, a capacidade e os fatores de utilização são bem parecidos, visto que o modelo está muito mais restrito no final do horizonte temporal.

Ainda, nos cenários New houve preferência por novas refinarias *hycon*, enquanto o modelo antigo expandia refinarias focadas em nafta, que representavam opções de menor investimento. De certo modo, a refinarias *hycon* representam uma opção mais detalhada para representar esquemas de refino flexíveis. O modelo New também opta por encerrar as atividades de refinarias existentes, ao final da sua vida útil, substituindo-as por novas refinarias *hycon*. Trata-se de uma simplificação, que mereceria uma revisão em estudos futuros, que detalhasse mais a análise de refinarias, na medida em que algumas refinarias ao final de sua vida útil podem ser modificadas para se manter operando – o que se chama usualmente como *revamps* (SZKLO, ULLER & BONFA, 2012).

Com intuito de analisar os detalhes dos novos esquemas de refino de forma regional, a Figura 35 apresenta os resultados do refino por macrorregião. Nesse resultado, a África e o Oriente Médio aparecem juntos, assim como os Estados Unidos e o Canadá, que foram considerados como América do Norte e o Brasil foi incluído na América Latina.

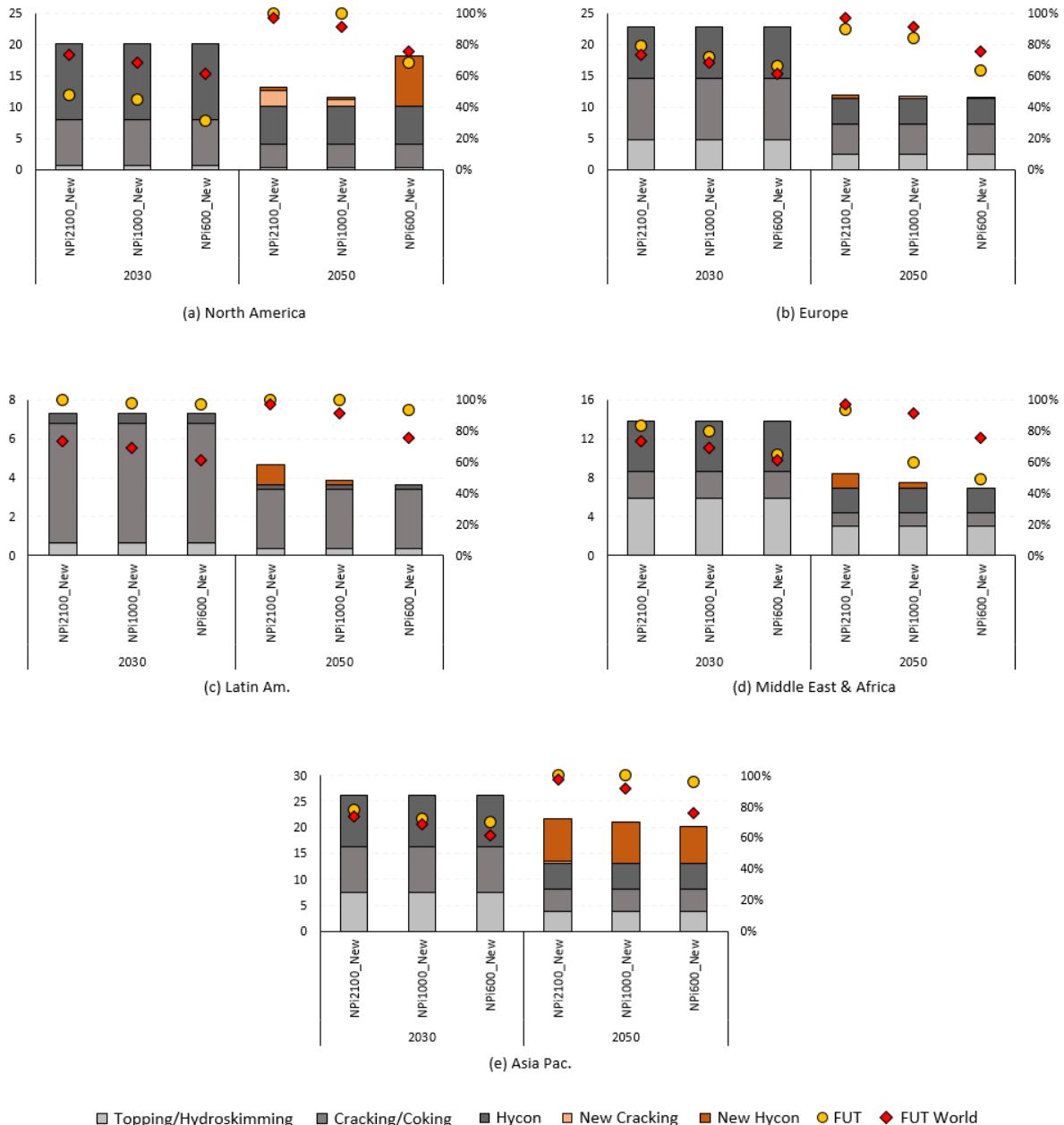


Figura 35: Resultados do refino por região

Fonte: elaboração própria

Nota: As capacidades encontram-se em Mbpd

É possível observar que a maior concentração de refinarias tipo *hycon* encontram-se na América do Norte. Quanto às suas expansões, há a preferência por novas refinarias *hycon*. Essa região é basicamente a única que possui expansão de novos esquemas tipo *cracking*, mas apenas nos cenários NPi2100 e NPi1000, sendo esses valores bem

inferiores aos de expansão de refinarias *hycon* no cenário NPi600. Esse fato condiz com o movimento de expansão da Costa do Golfo (EIA, 2021d). Ao comparar a diferença dos fatores de utilização das regiões entre os anos 2030 e 2050, nota-se um aumento significativo do FUT da América do Norte em todos os cenários. Em 2030 seu FUT regional mostra-se bem abaixo do FUT global, porém com o incremento de 2050 eles ficaram mais próximos, inclusive o FUT regional ultrapassou o FUT global nos cenários NPi2100 e NPi1000.

Em relação à Europa, nota-se a maior representatividade de refinarias *cracking/coking*, onde a capacidade desse esquema é maior do que a média global. A região apresenta uma expansão ínfima no refino (1% a 4%) e o aumento do FUT é perceptível nos cenários NPi2100 e NPi1000 entre os anos 2030 e 2050. Isso retrata o cenário do refino europeu nos últimos anos, em que a interrupção de operação de refinarias elevou o FUT das refinarias remanescentes (BP, 2020).

Por sua vez, a América Latina apresenta a menor capacidade de refino mundial, onde cerca de 80% de sua capacidade é composta por refinarias *cracking/coking*. Observa-se a expansão de novas refinarias *hycon* na região, principalmente nos cenários *baseline*. Além disso, nota-se que a região possui FUT regional maior do que o FUT global.

O Oriente Médio e a África possuem grande parte da capacidade mundial de refinarias *topping/hydroskimming*. Nota-se também a representatividade do esquema *hycon* em sua capacidade, sendo esse o único esquema que apresenta expansão na região, sobretudo nos cenários *baseline*. Essas regiões têm o FUT regional um pouco maior em 2030. Porém, em 2050, nos cenários mais restritivos, o FUT cai em torno de 30% em relação ao FUT global.

Por fim, com relação a região Ásia-Pacífico, nota-se que é a região que apresenta a maior capacidade de refinarias existentes, totalizando 28% da capacidade mundial e possuindo representatividade nos três esquemas de forma equilibrada. Também é a região que contém mais expansões, principalmente de refinarias *hycon*, considerando todos os cenários. De fato, tem sido a tônica do Sudeste Asiático, especialmente da China, o fechamento de refinarias muito simples, e a expansão de refinarias *hycon* (OHARA,

2014). Além disso, a região possui FUT regional maior do que o FUT global e apresenta incrementos no FUT regional entre 2030 e 2050.

Como os resultados de produção de óleo e do refino já foram devidamente apresentados, agora serão introduzidos os resultados sobre importação e exportação de óleo.

4.2.4. Trade

Os resultados de *trade* ajudam a avaliar alterações na comercialização de óleo entre as regiões, devido à nova limitação de movimentação de cru imposta no modelo e o impacto das demais alterações, como as tipologias de petróleo e de refinarias. Na nova versão, o COFFEE é capaz de escolher qual tipo de óleo é necessário movimentar de acordo com um montante máximo de capacidade de importação e exportação deste energético em cada região. Dessa forma, será avaliada a diferença dos volumes movimentados, serão identificados os principais exportadores e importadores e qual tipo de óleo possui maior movimentação.

A Tabela 17 apresenta o *trade* de óleo acumulado, referente ao período de 2010 a 2050, do cenário mais restritivo da nova versão do modelo, NPi600_New. A Tabela 18 expõe os resultados, do mesmo cenário, referentes à versão antiga do modelo, NPi600_Old. Em sequência a Tabela 19 exibe a diferença entre o NPi600_New e o NPi600_Old, com o objetivo de identificar as principais mudanças entre as versões. As tabelas com os resultados dos demais cenários, assim como o *trade* referente a cada qualidade de óleo por cenário, encontram-se no Apêndice C deste trabalho.

Tabela 17: *Trade* de óleo cru cenário NPi600_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	0.4	5.4	2.7	0.4	14.1		14.9	5.6	3.1	4.6		4.4		0.4	0.4	23.0	0.4	79.7	
AUS					1.2		0.8					0.4						2.4	
BRA	0.0				0.6		0.3											1.0	
CAM				0.1	1.8		9.4						0.3			2.2		13.9	
CAN	1.2						4.2	0.4	0.6	2.1	2.7	0.0				1.9		13.1	
CHN																		0.0	
CAS	0.1			1.9	0.4		0.0	1.4	7.7	16.1		6.8						34.5	
EEU	1.4	0.1			1.9			0.2			0.5			0.7	28.0			32.8	
IND																		0.0	
JPN					1.2		0.8				1.8							3.8	
KOR							0.3	0.0			1.5					0.0	1.9		
MEA	2.1	3.4	3.0	4.2	13.1	80.7	3.2	18.9	47.1	29.3	12.4		33.7		3.6	1.6	15.5	17.8	289.7
RAS						6.8		1.2	0.7	1.0								9.7	
RUS	0.0					7.3		17.6	13.0			0.1	3.2		0.3		29.1	2.9	73.6
SAF						0.3												0.3	
SAM				0.4		4.5		13.9			2.9					3.6		25.3	
USA	0.2		7.0	0.8	5.8		19.3	0.7					0.7		4.5		0.0	39.0	
XEU					0.3		0.1			0.0					0.0			0.4	
IMP	3.5	5.3	8.6	14.4	16.4	126.9	3.2	100.7	70.3	41.6	35.3	6.2	51.8	1.0	4.3	7.2	103.4	21.1	621.1

Fonte: elaboração própria

Tabela 18: *Trade* de óleo cru cenário NPi600_Old (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	XX					7.6		12.2	5.0	7.6	0.1		2.4					34.9	
AUS		XX						2.7										2.7	
BRA			XX					3.2										3.2	
CAM				XX				3.4										3.4	
CAN					XX													0.0	
CHN						XX		0.3										0.3	
CAS					0.6	XX	11.9		11.6	4.7		1.4						30.2	
EEU							XX											0.0	
IND							0.0	XX										0.0	
JPN							0.0		XX									0.0	
KOR							3.7		1.5	XX								5.2	
MEA	5.4	3.1	8.0	11.1	0.0	41.0	1.3	12.3	46.9	12.3	11.2	XX	11.7	0.2	5.6	4.4	6.7	13.1	194.2
RAS								5.0				XX						5.0	
RUS			0.9	0.8		12.3		12.3	8.6	2.3		0.9	XX			12.8	0.6	51.4	
SAF								0.0					XX					0.0	
SAM						2.6		10.9					XX			1.8		15.3	
USA													XX					0.0	
XEU								0.3						XX				0.3	
IMP	5.4	3.1	8.8	11.9	0.0	64.1	1.3	78.2	60.5	35.3	15.9	0.0	16.4	0.2	5.6	4.4	21.2	13.7	346.1

Fonte: elaboração própria

Tabela 19: Diferencial do *trade* entre os cenários NPi600 New e Old (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	0.4	5.4	2.7	0.4	6.5		2.7	0.6	-4.5	4.5		2.0		0.4	0.4	23.0	0.4	44.8	
AUS					1.2		-1.9					0.4						-0.3	
BRA	0.0				0.6		-2.8											-2.2	
CAM				0.1	1.8		6.0						0.3			2.2		10.5	
CAN	1.2						4.2	0.4	0.6	2.1	2.7	0.0				1.9		13.1	
CHN							-0.3											-0.3	
CAS	0.1			1.9	-0.2		-11.9	1.4	-3.9	11.5		5.4						4.2	
EEU	1.4		0.1		1.9			0.2			0.5				0.7	28.0		32.8	
IND							0.0											0.0	
JPN					1.2		0.0	0.8				1.8						3.8	
KOR							-3.7	0.3	-1.5			1.5					0.0	-3.4	
MEA	-3.3	0.3	-4.9	-6.9	13.1	39.7	2.0	6.7	0.2	17.0	1.3		21.9	-0.2	-2.0	-2.8	8.8	4.6	95.5
RAS						6.8		-3.8	0.7	1.0								4.7	
RUS	0.0		-0.9	-0.8		-5.0		5.4	4.4	-2.3	0.1	2.4			0.3		16.3	2.3	22.3
SAF						0.3		0.0										0.3	
SAM			0.4		1.9		3.0				2.9					1.8		10.0	
USA	0.2		7.0	0.8	5.8		19.3	0.7					0.7		4.5		0.0	39.0	
XEU					0.3		-0.3			0.0					0.0			0.0	
IMP	-1.8	2.2	-0.3	2.5	16.4	62.8	2.0	22.5	9.8	6.3	19.3	6.2	35.4	0.9	-1.4	2.8	82.1	7.4	275.0

Fonte: elaboração própria

No cenário mais restritivo da nova versão do modelo o comércio internacional representou 62% da produção acumulada, apresentando bastante relevância em relação aos recursos produzidos. Por outro lado, neste mesmo cenário da versão antiga, o *trade* representava 33% dos recursos produzidos. Como é possível observar na tabela comparativa, houve um grande diferencial de *trade* entre as versões do COFFEE, em que a nova versão incrementou significativamente suas trocas. Deste modo, apesar das novas restrições de movimentações impostas ao modelo, percebe-se que ele favoreceu ainda mais o comércio internacional, muito possivelmente pelo efeito dos tipos de óleo e dos esquemas de refino implementados ao COFFEE. Tal fato corrobora a importância de qualificar a oferta e o refino de petróleo no COFFEE, inclusive para avaliações mais cuidadosas de geopolítica de energia.

Em todos os cenários da nova versão, o Oriente Médio destaca-se como maior exportador, seguido pela África e Rússia, enquanto a China apresenta-se como maior importadora, seguida pelos Estados Unidos, Oeste Europeu e Índia. Na antiga versão do modelo, o Oriente Médio também representava o maior exportador, porém a Rússia estava à frente da África, por um volume bem maior do que a diferença atual. Quanto aos maiores importadores, o Oeste Europeu apresentava-se como maior dependente, seguido pela China, Índia e Japão.

Em relação às qualidades de óleos, no cenário NPi600_New, o óleo leve é o que possui a maior movimentação, representando 66% do *trade* acumulado, em sequência estão os óleos médios azedos, pesados, médios doces e extrapesados, como mencionado anteriormente, estes resultados encontram-se no Apêndice B. Nesta nova versão, o COFFEE precisa lidar com as diferentes qualidades de óleo produzidas por região, que interferem nos rendimentos de suas refinarias. Assim, as trocas não são realizadas apenas pela escassez de óleo em certas regiões, mas também auxiliam no melhor aproveitamento das tipologias de refino existentes em cada região devido à qualidade de óleo importada.

Com o objetivo de observar a evolução do comércio internacional, a Figura 36 apresenta a diferença entre a produção e o consumo de óleo das regiões dos anos de 2030 e 2050 dos cenários da nova versão do modelo.

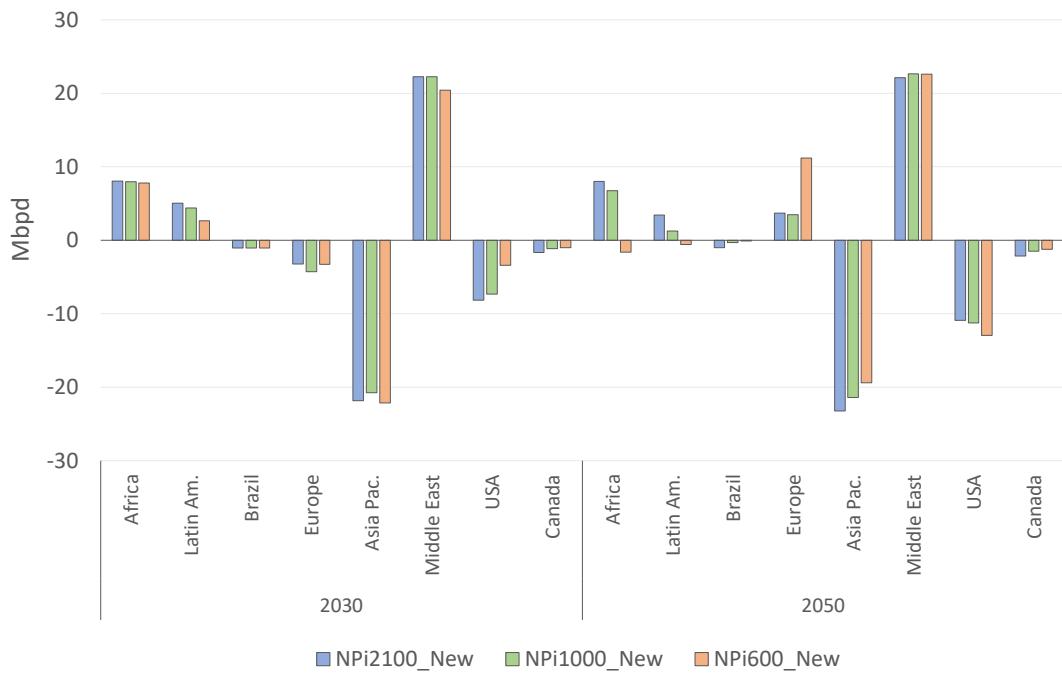


Figura 36: Diferença entre produção e consumo de óleo

Fonte: elaboração própria

Nota: Valores positivos indicam excedente de produção (exportação) e valores negativos indicam insuficiência de produção (importação).

A partir da figura acima, é possível notar com mais facilidade as regiões predominantemente importadoras e exportadoras, assim como a evolução do *trade*, de forma indireta, entre os dois anos. São importadoras líquidas as regiões que consomem mais óleo do que produzem, valores negativos da figura, e exportadoras líquidas as regiões que produzem mais óleo do que consomem, valores positivos da figura. Como a produção global é igual ao consumo global, o somatório dos volumes importados e exportados é zero.

Como podemos observar, o Oriente Médio permanece com a maior participação na exportação em todos os cenários, havendo um pequeno acréscimo em 2050 no cenário NPi600. A África, por sua vez, perde participação em 2050, inclusive possuindo um consumo de óleo maior do que a sua produção no cenário mais restritivo. O mesmo ocorre com a América Latina, havendo também uma queda significativa do diferencial no cenário NPi1000.

Por sua vez, a Europa (aqui incluindo Oeste Europeu, restante da Europa e Rússia), deixa de ser majoritariamente importadora e passa a exportar mais, devido principalmente à queda em seu consumo, que é mais significativa no cenário NPi600, em que houve também um incremento de produção. A Ásia-Pacífico mostra-se como a região de maior dependência líquida, pois além de a Índia ser grande importadora, a Coréia do Sul e o Japão não possuem recursos e, portanto, não apresentam produção. Os Estados Unidos aumentam sua dependência externa em 2050, principalmente, no cenário NPi600, além de utilizarem mais de 70% dos seus recursos. Por fim, o Canadá e o Brasil³⁹ são as regiões que apresentam menor dependência.

Finalmente, a partir da apresentação dos resultados acima, a próxima seção abrange uma discussão acerca dos mesmos.

4.3. Discussão dos resultados

Inicialmente, pode-se verificar que os diferentes orçamentos de carbono considerados nos cenários afetam diretamente as escolhas do modelo. Quanto mais restrito é o cenário de emissão de CO₂, mais limitado torna-se o modelo quanto à delimitação das soluções possíveis. Tal fato é observado neste estudo, por exemplo, nas alterações na demanda de óleo, que foram demonstradas a partir dos resultados de produção de óleo acumulado.

Além disso, a entrada de novas tecnologias, restrições e variações nos custos, podem alterar consideravelmente as respostas do modelo. Portanto, a análise dos cenários escolhidos auxilia no diagnóstico dos impactos causados pela nova desagregação do setor de petróleo no COFFEE.

Como observado nas trajetórias de emissões, as mudanças realizadas no setor de petróleo não influenciaram significativamente na resposta geral do modelo e, portanto, entende-se que não afetaram significativamente as escolhas dos demais setores. Porém,

³⁹ Possivelmente, o Brasil apresenta-se como autossuficiente em 2030 e possui grande participação de biocombustíveis em 2050.

como foi visto, o setor de petróleo apresentou diversas alterações, o que corrobora com a hipótese desta dissertação, de que as qualidades de óleo e a melhor resolução do refino impactam nas respostas dos IAMs e mesmo numa discussão mais quantitativa sobre “transição justa”, ao indicar mais apropriadamente regiões potencialmente produtoras e consumidoras de petróleo (incluindo aqui o comércio internacional de petróleo), em cenários de elevada descarbonização.

Os resultados da nova versão do COFFEE indicam um menor uso dos recursos petrolíferos, tal análise se coaduna com a encontrada por Guedes (2019), que mostrou que quanto maior o detalhamento do refino, mais eficiente é sua otimização para processar crus e obter derivados. De fato, na tese de Guedes (2019), que trata do desenvolvimento de um modelo de otimização exclusivamente de refino, após a melhoria na representatividade das refinarias, o parque de refino optou por utilizar um menor volume de óleo primário, enquanto este estudo obteve resultado similar em um IAM.

Como foi demonstrado na seção anterior, os óleos leves representam a principal escolha de produção de óleo primário do modelo em relação aos recursos totais, representando aproximadamente 55% da produção acumulada em 2050, alcançando 59% da produção de óleo global no cenário com orçamento de 600 GtCO₂, ganhando o espaço do óleo médio doce. De fato, os recursos convencionais de óleo médio doce são os menos aproveitados nos cenários, em que apenas 13% a 25% do recurso foi utilizado. Interessantemente, ao produzir grandes volumes de óleo leve (que são usualmente extremamente doces), o modelo deixa de priorizar óleo médio doce, passando a dar preferência aos óleos médios azedos, cujos custos são inferiores.⁴⁰ Em suma, o modelo com maior detalhamento consegue emular uma mistura de cargas leves e média azeda, em prol de uma minimização de custo e em detrimento dos óleos médios doces.

Ainda, os recursos de óleos pesados também representam um percentual relativamente baixo na produção total, quando comparados aos leves e os médios azedos, participando de 9% a 8% da produção. Por sua vez, o óleo médio azedo, mostra-se como

⁴⁰ Como foi observado na Figura 20, que apresenta a curva de oferta dos recursos de óleo por qualidade.

o segundo óleo mais utilizado, representando 27% da produção total do cenário NPi600, em grande parte representado pela produção do Oriente Médio, de menor custo. Novamente, a curva de oferta demonstra que os custos mais baixos são apresentados pelos óleos médios azedos e leves. Além disso, nota-se que parte dos óleos pesados também aparecem mais à esquerda da curva de oferta, apresentando custos inferiores à 20 US\$/bbl, enquanto os óleos médios doces se concentram mais à esquerda da curva com custos acima de 40 US\$/bbl.

Por fim, os recursos não convencionais representam a maior disponibilidade de óleo, porém o alto custo de extração, devido à sua dificuldade de surgência, demanda uma alta disponibilidade de calor para diminuição de sua viscosidade. Além disso, esses recursos apresentam maiores desafios para o refino, por serem mais viscosos e, também, apresentarem altos teores de impurezas, necessitando de maior disponibilidade de hidrotratamento e posterior *upgrade*, para adquirirem um maior valor no mercado.

Consequentemente, esses foram os recursos menos utilizados para a produção de óleo, representando um percentual de 5% a 2% da produção total, dependendo do cenário, sendo os óleos extrapesados mais produzidos do que o querogênio e o betume no cenário *baseline*. Considerando a versão antiga do modelo, esses recursos correspondiam ao intervalo de 16% a 7% de sua produção acumulada e na versão nova, indicando que os novos rendimentos do refino, de fato, interferiram na resposta do COFFEE. Quando não havia a desagregação das qualidades de óleo e seus rendimentos não eram refletidos no refino de petróleo, os óleos não convencionais ganhavam um pouco mais de espaço do que na atual versão do modelo.

Ademais, em relação ao volume total de óleo produzido, a queda dos cenários NPi600 em relação aos cenários *baseline* é de 19% na versão antiga do COFFEE e de 17% na versão nova, onde a produção acumulada da nova versão é de 7% a 5% inferior à versão antiga do modelo.

De forma a abordar o conceito de *stranded resources*, conclui-se os recursos mais em risco de não aproveitamento são os não convencionais, como já mencionado, na medida em que pelo menos 99% de seus recursos permanecem intocáveis no cenário mais restritivo. Ainda considerando o NPi600, os recursos não queimáveis equivalem a 87% dos óleos médios doces, 78% dos óleos pesados, 65% dos óleos médios azedos e com

uma diferença significativa das demais qualidades, os óleos leves permanecem com 32% de seus recursos no subsolo. Considerando todos os recursos convencionais, 57% tornam-se recursos afundados, já os recursos totais equivalem a 81%. Na versão antiga, 80% dos recursos totais permaneciam *stranded*. Assim, nota-se que o total de recursos afundados é semelhante nas duas versões do modelo. De fato, alteram-se as regiões que mais produzem, estando diretamente relacionadas à qualidade de óleo que elas possuem. Portanto, produtores com recursos de pior qualidade têm um maior risco associado aos *stranded resources*.

Em relação às produções de óleo das regiões, devido à maior representatividade de recursos leves, a África e o Oeste Europeu mostraram grandes vantagens em relação a versão anterior do modelo, possibilitando uma maior participação dessas regiões na produção global. Ainda, esses resultados, assim como o de *stranded reserves* demonstraram a vantagem do Brasil em relação ao restante da América Latina, em termos de qualidade de óleo.

No entanto, ao avaliar questões de justiça na transição energética, nota-se que a distribuição de recursos apresentada na seção anterior favorece certas regiões que não são dependentes da renda petrolífera, como o Oeste Europeu, porém pela questão de suas qualidades e seus custos são beneficiadas. Os países da América do Sul foram bastante afetados pelos novos resultados do modelo, evidenciando a necessidade de ponderar aspectos da *just transition* nos IAMs como um parâmetro decisório.

Ainda, temos o exemplo do Brasil, que apesar de ser um país em desenvolvimento, possui grande representatividade das renováveis em sua matriz energética, destacando-se do restante do mundo. Portanto, ao invés de retroceder e optar pelo maior uso de petróleo, garantindo mais riqueza, por ser seu “direito” devido a menor responsabilidade histórica, pode usar essa oportunidade e realizar mudanças estruturais mais cedo, como na mobilidade a partir dos biocombustíveis e da eletrificação.

Além disso, o novo setor de refino do COFFEE tem a possibilidade de escolher entre diferentes tipologias de óleo, mais esquemas de refino e, ainda, as campanhas que já eram consideradas. Assim, a partir de um maior número de combinações possíveis, o modelo é capaz de realizar um ajuste mais fino na produção de derivados e, consequentemente, isso afeta a escolha da produção de óleo primário. Dessa forma, o

modelo apresentou um maior fator de utilização e uma menor expansão na maioria dos cenários simulados, o que demonstra que o modelo está mais flexível e aproveitando melhor sua capacidade. Por outro lado, o cenário NPi600 por ser muito mais restritivo, já não promove tanta diferença entre os resultados das diferentes versões do modelo.

Em relação à produção de derivados, há uma maior importância na produção de diesel e querosene, que se destinam a setores de difícil descarbonização, pelo menos no horizonte de 2050, enquanto a gasolina e nafta apresentam-se como subprodutos. Como foi visto, há um notável incremento da produção de diesel na nova versão, variando de 6% a 11% em relação aos resultados anteriores, possuindo maior representatividade no cenário NPi600_New. Em contrapartida, a produção acumulada de querosene é afetada, apresentando uma queda de 5% a 15% na nova versão, em que a menor queda se dá no cenário mais restritivo. Porém, isso se justifica pela desagregação do *pool* de destilados médios, que anteriormente possibilitava o modelo a escolher livremente se produziria diesel ou querosene. Na nova versão, as duas correntes se encontram separadas.

Os resultados da produção de líquidos de diesel, da nova versão do modelo, introduzem a participação do diesel sintético advindo do carvão (CTL) nos cenários referência e NPi1000. Os líquidos de diesel advindos de CTL contribuem com 5,4% da produção de diesel em 2050, no cenário NPi1000, sendo 3,9% advindos de CTL com captura de carbono. É interessante mencionar que a produção de CTL é observada principalmente na China e na Índia, países que possuem grande disponibilidade de carvão. Ambas as regiões, apesar de não terem esgotado seus recursos de óleo, estão com a limitação do comércio internacional saturada.

Os líquidos de diesel advindos do petróleo apresentam uma queda de 15% na nova versão do modelo e de 23% na antiga versão, em 2050, no cenário NPi600. O decréscimo é menor na nova versão do COFFEE, devido ao maior rendimento do refino mais detalhado para produção de diesel. Os líquidos de oriundos da biomassa (BTL) contribuem com 17,5% da produção de diesel em 2050, no mesmo cenário, sendo 10,6% provenientes de BTL com CSS.

Em relação aos líquidos da gasolina, há menor participação da gasolina alternativa, a tecnologia de BTL equivale a apenas 1,4% da produção de gasolina no

cenário mais restritivo e na antiga versão o valor era de 0,8%. Há contribuição de CTL somente nos cenários NPi2100_New e NPi1000_New, de 0,7% e 0,4%, respectivamente.

A partir das diversas mudanças e maiores limitações impostas ao modelo, observa-se a redução do consumo de óleo e aumento da participação do comércio internacional na nova versão do COFFEE. De fato, apesar de a capacidade de movimentação ser mais restrita, observa-se que o modelo priorizou o comércio internacional devido à maior desagregação de óleo e esquemas de refino, que induz escolhas mais favoráveis de produção para cada região. Os óleos leves da África, por exemplo, permitiram a ganhos de exportações em relação aos óleos majoritariamente médios e azedos da Rússia.

Observa-se também que a China passou a importar mais do que o Oeste Europeu, que era o maior importador na versão antiga do modelo. A primeira possui majoritariamente óleos pesados e apenas 20% dos seus recursos totais são produzidos. Portanto, considerando que sua capacidade de refino é composta em sua maioria de refinarias *topping/hydroskimming*, entende-se sua preferência pelo comércio internacional, em que 90% de suas importações são advindas de óleo leve.

Finalmente, é válido reforçar que o resultado referente a redução da utilização de recursos de óleo é devido não apenas a nova desagregação do modelo, mas também por sua otimização considerar concorrência perfeita. Dessa forma, como o modelo não leva em conta as questões estratégicas de cada país, de segurança energética ou questões geopolíticas, incluindo aqui explicitamente ações de poder de mercado da OPEP, visando controlar produção para afetar preço, na prática podem ocorrer diferentes alocações da utilização de seus recursos. Esse aspecto pode ser mais bem explorado futuramente, a partir da criação de novas restrições no modelo COFFEE, como melhorias nas restrições de comércio internacional e utilização mínima de recursos nas regiões do modelo.

Assim, o próximo capítulo aborda as conclusões deste trabalho, suas limitações e considerações para trabalhos futuros.

5. Conclusões

Esta dissertação teve como objetivo testar a relevância de considerar diferentes qualidades de cru e tipologias de refino em um IAM, de forma a verificar os impactos dessa implementação sobre o setor de petróleo em cenários de transição energética e, por extensão, sobre a discussão de *just transition*. Dessa forma, foram incorporadas diferentes tipologias de óleo cru e esquemas típicos de refino de petróleo no IAM global COFFEE. Assim, foi elaborada uma base de dados de recursos de óleo por qualidade e das capacidades de refino por tipologia existentes para implementação no modelo. Posteriormente, a partir das modificações e premissas adotadas, foram testados os impactos na resposta do modelo.

Com o intuito de avaliar as modificações realizadas no COFFEE, são utilizados três cenários de estudos anteriores, um cenário referência e dois cenários com restrição de emissões. Dessa forma, percebe-se que a implementação das qualidades de óleo e os diferentes esquemas de refino, de fato, altera a resposta do modelo.

Assim, foi possível notar a escolha do modelo preferencialmente por óleos leves e um aumento de produção de óleo cru na África e no Oeste Europeu, que possuem majoritariamente esse tipo de recurso. Ademais, houve uma queda significativa na utilização dos óleos do Oriente Médio. Contudo, a região ainda representa a maior parcela de óleo produzida, visto que possui custos de produção bem inferiores quando comparado às demais.

Além disso, a desagregação dos esquemas de refino possibilitou o uso de um menor volume de recursos de óleo e, também, um aumento no fator de utilização das refinarias. Notou-se um maior rendimento de diesel e menor produção de óleo combustível. Ainda, a expansão de refinarias foi bem inferior às capacidades adicionadas na versão anterior do modelo e houve a preferência por novas refinarias *hycon*, de maior complexidade. Em cenários mais restritivos, o modelo fez alocações mais eficientes no parque de refino, produzindo um menor volume de óleo e um maior volume de derivados.

Ademais, observa-se um aumento significativo no comércio internacional nos resultados da versão melhorada do COFFEE (chamada New), quando comparado aos resultados da antiga versão do modelo (chamada Old). Portanto, apesar de uma maior

limitação no *trade* implementada na nova versão do modelo, há mais trocas entre as regiões. Tal fato indica que, mesmo cenários com metas de descarbonização ambiciosas e redução do consumo de petróleo, podem permanecer afetados pelo comércio internacional de cru, pelo menos até 2050. Um modelo mais desagregado é capaz de indicar melhor esse resultado, ao detalhar crus e refinarias. No entanto, em estudos futuros, também seria interessante analisar rotas específicas de movimentação, em especial os volumes comercializados via estreitos, que não puderam ser avaliados no escopo deste estudo. Ainda, pode-se considerar um percentual mínimo de produção em algumas regiões.

Apesar da inovação metodológica realizada neste trabalho, as estimativas dos recursos de petróleo possuem muita incerteza e, portanto, qualificar tais recursos pode criar viés pelas correntes de petróleo já existentes, afetando também os resultados do refino de petróleo. Ainda, as premissas de simplificação, como custo de extração e fatores de recuperação a partir de qualidades típicas, trazem limitações ao estudo. Tal fato pode ter justificado a escolha por óleos leves em detrimento de óleos médios doces.

Embora o aumento da resolução do refino de petróleo tenha possibilitado resultados melhores no COFFEE no sentido de prover mais densidade à discussão sobre o papel do petróleo na transição energética, esse aumento ainda não pode ser considerado suficiente para representar todos os aspectos relevantes da questão. Por exemplo, ainda há a necessidade de uma maior precisão das tipologias de óleos utilizados nas refinarias, que atualmente o modelo escolhe livremente. Neste momento, não é possível o *revamp* de refinarias, apenas a expansão de novas refinarias ou utilização de refinarias instaladas com flexibilidade de óleo e campanha. Ademais, é necessária uma maior integração com a petroquímica, que possibilitará o maior rendimento do petróleo em derivados de uso não energético.

Além disso, é fundamental a análise de cenários de longo prazo, até 2100, para que os efeitos dessas modificações sejam mais bem avaliados, inclusive para melhorar a análise de *stranded resources* que foi considerada apenas até 2050. Ainda, são relevantes as análises sobre os efeitos secundários que tais modificações proporcionam para os demais setores do COFFEE.

Não obstante, a partir da desagregação de petróleos e refinarias empreendidas neste estudo, foi possível a elaboração de análises mais profundas de cenários mais restritivos de longo prazo. Dessa forma, novos aspectos puderam ser levados em conta, com discussões mais assertivas sobre *stranded assets*, caminhos para transição energética e o papel do petróleo durante a transição, assim como algumas considerações sobre *just transition* com respeito à exploração de recursos de óleo.

No entanto, em relação à transição energética justa, novos cenários poderiam ser elaborados de forma a considerar aspectos de Justiça como um parâmetro de decisão do modelo, inclusive a partir de uma análise exógena, que levasse em consideração diversos aspectos dessa discussão, como alocações de emissão de GEE, que priorizam países em desenvolvimento, seja pela responsabilidade histórica, seja por critérios de equidade e justiça intergeracional.

Ainda como sugestão de aprimoramento do estudo aqui realizado, um maior detalhamento na demanda por derivados de uso não energético, em especiais os plásticos, poderia indicar que óleos de diferentes qualidades podem ser mais ou menos relevantes para a produção desses materiais, especialmente favorecendo campanhas em prol da nafta e em detrimento do diesel.

Outro aspecto relevante seria em estudos futuros analisar estratégias de adaptação de refinarias existentes à transição energética, por exemplo, através da integração com o biorefino (coprocessamento de biomassa), sendo necessário avaliar os investimentos exigidos para o projeto e se o mesmo é viável técnica e economicamente. Nesse caso, uma ideia seria rever as cargas possíveis para as refinarias simuladas e estudar com mais detalhes as unidades capazes de coprocessar correntes de biomassa.

Finalmente, além do setor de E&P e refino, poderiam ser estudados os possíveis *stranded assets* logísticos, como algumas plataformas de petróleo e dutos de transporte de óleo e gás natural, portos e navios. Ainda, poderiam ser avaliados os *stranded assets* de outros recursos fósseis (gás natural e carvão mineral), a partir do aprimoramento da representatividade destes recursos no modelo, considerando os aspectos de extração e transporte dos mesmos, como a inclusão de líquidos de gás natural, que precisam ser melhorados no modelo, e de rotas inovadoras para a cadeia do carvão.

De certo modo, a metodologia desenvolvida nesta dissertação poderia servir como base para implementação de uma melhor desagregação do setor de petróleo nos demais IAMs globais e futuras comparações com os novos resultados do COFFEE.

Referências Bibliográficas

AL ZAROONI, M., ELSHORBAGY, W. "Characterization and assessment of Al Ruwais refinery wastewater", **Journal of Hazardous Materials**, v. 136, n. 3, p. 398–405, 2006. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.jhazmat.2005.09.060>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S030438940500645X>.

ALBRIGHT, L. F. "Present and Future Alkylation Processes in Refineries", **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 48, n. 3, p. 1409–1413, 4 fev. 2009. DOI: 10.1021/ie801495p. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/ie801495p>.

ALLEN, M. R., FRAME, D. J., HUNTINGFORD, C., et al. "Warming caused by cumulative carbon emissions towards the trillionth tonne", **Nature**, v. 458, n. 7242, p. 1163–1166, 2009. DOI: 10.1038/nature08019. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/nature08019>.

ALLWOOD, J. M., ASHBY, M. F., GUTOWSKI, T. G., et al. "Material efficiency: Providing material services with less material production", **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, v. 371, n. 1986, 2013. DOI: 10.1098/rsta.2012.0496. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1098/rsta.2012.0496>.

ANDREWS, A. **Oil Shale: History, Incentives, and Policy**. . Washington D.C., [s.n.], 2006. Disponível em: <https://digital.library.unt.edu/ark:/67531/metacrs9211/>.

ANGELKORTE, G. B. **Modelagem do setor agropecuário dentro de modelo de análise integrada brasileiro**. 2019. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.

ANP. **Boletim de Recursos e Reservas de Petróleo e Gás Natural 2019**. 2020. Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/dados-estatisticos/reservas/boletim-reservas-2019.pdf>.

ARAÚJO, K. "The emerging field of energy transitions: Progress, challenges, and opportunities", **Energy Research & Social Science**, v. 1, p. 112–121, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2014.03.002>. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629614000164>.

ARVELO, F., ARMAS, I. P. "Ignition quality of residual fuel oils", **Journal of Maritime Research**, v. 2, n. 3, p. 77–96, 2005. .

BAPTISTA, L. B. **Aprimoramento do Modelo de Análise Integrada BLUES e estudo de caso para os Shared Socioeconomic Pathways**. 2020. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2020.

BERGERSON, J. A., ABELLA, J. P., MOTAZEDI, K., *et al.* **Petroleum Refinery Life Cycle Inventory Model (PRELIM)**. . [S.l: s.n]. Disponível em: <http://www.ucalgary.ca/lcaost/prelim.> , 2019

BERTRAM, C., LUERER, G., PIETZCKER, R. C., *et al.* "Complementing carbon prices with technology policies to keep climate targets within reach", **Nature Climate Change**, v. 5, n. 3, p. 235–239, 2015. DOI: 10.1038/nclimate2514. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/nclimate2514>.

BOS, K., GUPTA, J. "Climate change: the risks of stranded fossil fuel assets and resources to the developing world", **Third World Quarterly**, v. 39, n. 3, p. 436–453, 4 mar. 2018. DOI: 10.1080/01436597.2017.1387477. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/01436597.2017.1387477>.

BP. Statistical Review of World Energy 2020. . [S.l: s.n], 2020. Disponível em: www.bp.com/statisticalreview.

CALDECOTT, B, TILBURY, J., CAREY, C. **Stranded assets and Scenarios**. . [S.l: s.n], 2014. Disponível em: <https://www.smithschool.ox.ac.uk/research/sustainable-finance/publications/Stranded-Assets-and-Scenarios-Discussion-Paper.pdf>.

CALDECOTT, Ben, HARNETT, E., COJOIANU, T., *et al.* **Stranded Assets: A Climate Risk Challenge**. . [S.l: s.n], 2016. Disponível em: <https://publications.iadb.org/handle/11319/7946>.

CALVIN, K., PATEL, P., CLARKE, L., *et al.* "GCAM v5. 1: representing the linkages between energy, water, land, climate, and economic systems", **Geoscientific**

Model Development, v. 12, n. 2, p. 677–698, 2019. .

CARBON TRACKER INITIATIVE. **Unburnable Carbon**. 2020. Disponível em: <https://carbontracker.org/resources/terms-list/#unburnable-carbon>. Acesso em: 22 mar. 2021.

CARBON TRACKER INITIATIVE. **Unburnable Carbon 2013: Wasted capital and stranded assets**. 2013. Carbon Tracker & The Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment. Disponível em: <https://carbontracker.org/reports/unburnable-carbon-wasted-capital-and-stranded-assets/>.

CHRONES, J., GERMAIN, R. R. "BITUMEN AND HEAVY OIL UPGRADING IN CANADA", **Fuel Science and Technology International**, v. 7, n. 5–6, p. 783–821, 1989. DOI: 10.1080/08843758908962268. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/08843758908962268>.

CLARKE, L., JIANG, K., AKIMOTO, K., *et al.*, "Assessing Transformation Pathways". **Climate Change 2014: Mitigation of Climate Change. Working Group III contribution to the IPCC 5th Assessment Report**, United Kingdom and New York, NY, USA, Cambridge University Press, 2014. .

ĆOSIĆ, B., KRAJACIĆ, G., DUIĆ, N. "A 100% renewable energy system in the year 2050: The case of Macedonia", **Energy**, v. 48, n. 1, p. 80–87, 2012. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.06.078>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212005300>.

CUNHA, B. S. L. **Desenvolvimento de um modelo global de equilíbrio geral computável para avaliação de políticas climáticas: o papel da mudança de dieta**. 2019. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/doutorado/Bruno_Cunha._DOUTORADO-2019.pdf.

DEMIRBAS, A., ALIDRISI, H., BALUBAID, M. A. "API Gravity, Sulfur Content, and Desulfurization of Crude Oil", **Petroleum Science and Technology**, v. 33,

n. 1, p. 93–101, 2 jan. 2015. DOI: 10.1080/10916466.2014.950383. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/10916466.2014.950383>.

DOWLATABADI, H. "Integrated assessment models of climate change. An incomplete overview", **Energy Policy**, v. 23, p. 289–296, 1995. DOI: 10.1016/0301-4215(95)90155-Z. .

EIA. Assumptions to the Annual Energy Outlook 2021: Oil and Gas Supply Module. 2021a. Energy Information Administration. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/aoe/assumptions/pdf/oilgas.pdf>.

EIA. EIA Glossary. 2021b. Energy Information Administration. Disponível em: <https://www.eia.gov/tools/glossary/>. Acesso em: 10 abr. 2021.

EIA. Energy Glossary. 2021c. Energy Information Administration. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/tbldefs/pet_pri_wco_tbldef2.asp. Acesso em: 17 mar. 2021.

EIA. Gulf Coast (PADD 3) Refinery Catalytic Hydrocracking Downstream Charge Capacity. 2021d. Energy Information Administration. Disponível em: https://www.eia.gov/dnav/pet/hist/LeafHandler.ashx?n=PET&s=8_NA_8CH0_R30_5&f=A. Acesso em: 8 abr. 2021.

EIA. International: Petroleum and other liquids data. 2020. Energy Information Administration. Disponível em: <https://www.eia.gov/international/data/world/petroleum-and-other-liquids/more-petroleum-and-other-liquids-data>.

EIA. International Energy Outlook 2019 (IEO2019). Energy Information Administration. [S.l.: s.n.], 2019. Disponível em: <https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf>.

EIA. Petroleum Reserves. 2021e. Energy Information Administration. Disponível em: [https://www.eia.gov/international/data/world/petroleum-and-other-liquids-](https://www.eia.gov/international/data/world/petroleum-and-other-liquids/more-petroleum-and-other-liquids-)

EIA. U.S. Crude Oil Production to 2025: Updated Projection of Crude Types.

EIA. World Oil Transit Chokepoints. . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: https://www.eia.gov/international/content/analysis/special_topics/World_Oil_Transit_Chokepoints/wotc.pdf.

ELLISTON, B., MACGILL, I., DIESENDORF, M. "Least cost 100% renewable electricity scenarios in the Australian National Electricity Market", **Energy Policy**, v. 59, p. 270–282, 2013. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2013.03.038>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421513002164>.

ENGAGE. ENGAGE Feasibility of climate pathways. 2020. Disponível em:
<http://www.engage-climate.org>. Acesso em: 1 abr. 2021.

ENI. "World Oil Review 2018", v. 1, 2018. .

ENI. "World Oil Review 2019", v. 1, 2019. .

ERICKSON, P., LAZARUS, M., PIGGOT, G. "Limiting fossil fuel production as the next big step in climate policy", **Nature Climate Change**, v. 8, n. 12, p. 1037–1043, 2018. DOI: 10.1038/s41558-018-0337-0. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-018-0337-0>.

EXXONMOBIL. Crude oil blends by API gravity and by sulfur content. 2020. Disponível em: <https://corporate.exxonmobil.com/crude-oils/crude-trading/crude-oil-blends-by-api-gravity-and-by-sulfur-content#Sulfurcontent>. Acesso em: 15 mar. 2021.

FALKNER, R. "The Paris agreement and the new logic of international climate politics", **International Affairs**, v. 92, p. 1107–1125, 2016. DOI: 10.1111/1468-2346.12708..

FATTOUH, B., POUDINEH, R., WEST, R. **The rise of renewables and energy transition: what adaptation strategy for oil companies and oil-exporting countries?** . [S.l: s.n.], 2018. Disponível em: <https://ora.ox.ac.uk/objects/uuid:c4bee7fd-305f-4ec9-a681-6f46fb6ec07e>.

FEARNLEY CONSULTANTS AS. "Legal and Economic Analysis of Tramp Maritime Services", n. EU Report COMP/2006/D2/002, 2006. Disponível em: http://ec.europa.eu/competition/sectors/transport/reports/tramp_report.pdf.

FORSTER, P., HUPPMANN, D., KRIEGLER, E., *et al.* **Mitigation Pathways Compatible with 1.5°C in the Context of Sustainable Development Supplementary Material. In: Global warming of 1.5°C. An IPCC Special Report.** . [S.l: s.n.], 2018.

FUJIMORI, S., MASUI, T., MATSUOKA, Y. "Development of a global computable general equilibrium model coupled with detailed energy end-use technology", **Applied Energy**, v. 128, p. 296–306, 2014. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2014.04.074>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261914004371>.

FUJIMORI, S., ROGELJ, J., KREY, V., *et al.* "A new generation of emissions scenarios should cover blind spots in the carbon budget space", **Nature Climate Change**, v. 9, n. 11, p. 798–800, 2019. DOI: 10.1038/s41558-019-0611-9. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-019-0611-9>.

GAMBHIR, A., GREEN, F., PEARSON, P. "Towards a just and equitable low-carbon energy transition", **Grantham Institute**, n. 26, p. 1–18, 2018. .

GARY, J. H., HANDWERK, G. E., KAISER, M. J. **Petroleum refining: technology and economics.** [S.l.], CRC press, 2007.

GIGNAC, R., MATTHEWS, H. D. "Allocating a 2°C cumulative carbon budget to countries", **Environmental Research Letters**, 2015. DOI: 10.1088/1748-9326/10/7/075004. .

GORDON, D. **The carbon contained in global oils.** Vol. 18 ed. [S.l.], Carnegie

Endowment for International Peace, 2012. Disponível em:
https://www.jstor.org/stable/resrep12756#metadata_info_tab_contents.

GRITSEVSKYI, A., ENOVICH, N. "Modeling uncertainty of induced technological change", **Energy Policy**, v. 28, p. 907–921, 2000. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0301-4215\(00\)00082-3](https://doi.org/10.1016/S0301-4215(00)00082-3).

GUEDES, F. P. D. C. **A multi-regional optimization model for the Brazilian oil refining industry**. 2019. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019.

GUEDES, F. P. D. C. **Avaliação de alternativas para redução do uso final de energia no setor de refino de petróleo brasileiro e estimativa de custos de abatimento de emissões de gases de efeito estufa**. 2015. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2015.

GUEDES, F., SZKLO, A., ROCHEDO, P., *et al.* "Climate-energy-water nexus in Brazilian oil refineries", **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 90, p. 102815, 1 nov. 2019. DOI: [10.1016/j.ijggc.2019.102815](https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2019.102815).

HEALY, N., BARRY, J. "Politicizing energy justice and energy system transitions: Fossil fuel divestment and a “just transition”", **Energy Policy**, v. 108, p. 451–549, 2017. DOI: [10.1016/j.enpol.2017.06.014](https://doi.org/10.1016/j.enpol.2017.06.014).

HÖHNE, N., DEN ELZEN, M., ROGELJ, J., *et al.* "Emissions: world has four times the work or one-third of the time", **Nature**, v. 579, 2020..

HOROWITZ, C. A. "Paris agreement", **International Legal Materials**, v. 55, n. 4, p. 740–755, 2016..

HUPPMANN, D., KRIEGLER, E., KREY, V., *et al.* "IAMC 1.5°C Scenario Explorer and Data hosted by IIASA", **Integrated Assessment Modeling Consortium & International Institute for Applied Systems Analysis**, 2019. DOI: [10.5281/zenodo.3363345](https://doi.org/10.5281/zenodo.3363345). Disponível em: data.ene.iiasa.ac.at/iamc-1.5c-explorer.

IAMC. **The common Integrated Assessment Model (IAM) documentation**. 2020. IAMC Wiki. Disponível em:

https://www.iamcdocumentation.eu/index.php/IAMC_wiki.

IEA. "The Future of Petrochemicals : Towards more sustainable plastics and fertilisers", **International Energy Agency**, 2018. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-future-of-petrochemicals>.

IEA. The Oil and Gas Industry in Energy Transitions. International Energy Agency. [S.l: s.n.], 2020a. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/the-oil-and-gas-industry-in-energy-transitions>.

IEA. World Energy Balances 2020. International Energy Agency. Paris, [s.n.], 2020b. Disponível em: <https://www.iea.org/subscribe-to-data-services/world-energy-balances-and-statistics>.

IEA. World Energy Outlook 2019. 2019. International Energy Agency. Disponível em: <https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2019>.

IMPÉRIO, M. Nexo entre poluição atmosférica de impacto local e mudanças climáticas globais em um modelo de avaliação integrada para o Brasil. 2020. Universidade Fereral do Rio de Janeiro, 2020.

IPCC. Annex I: Glossary [van Diemen, R. (ed.)]. In: Climate Change and Land: an IPCC special report on climate change, desertification, land degradation, sustainable land management, food security, and greenhouse gas fluxes in terrestrial ecosystems. . [S.l: s.n.]. , 2019

IPCC. Summary for Policymakers. In: Global Warming of 1.5°C. . [S.l: s.n.]. , 2018

JAKOB, M., SORIA, R., TRINIDAD, C., *et al.* "Green fiscal reform for a just energy transition in Latin America", **Economics**, v. 13, n. 1, 2019. .

JOSHI, J. B., PANDIT, A. B., KATARIA, K. L., *et al.* "Petroleum Residue Upgradation via Visbreaking: A Review", **Industrial & Engineering Chemistry Research**, v. 47, n. 23, p. 8960–8988, 3 dez. 2008. DOI: 10.1021/ie0710871. Disponível em: <https://doi.org/10.1021/ie0710871>.

KAISER, M. J. "A review of refinery complexity applications", **Petroleum Science**, v. 14, n. 1, p. 167–194, 2017. DOI: 10.1007/s12182-016-0137-y. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s12182-016-0137-y>.

KAMALI, F., CINAR, Y. "Co-Optimizing Enhanced Oil Recovery and CO₂ Storage by Simultaneous Water and CO₂ Injection", **Energy Exploration & Exploitation**, v. 32, n. 2, p. 281–300, 2014. DOI: 10.1260/0144-5987.32.2.281. Disponível em: <https://doi.org/10.1260/0144-5987.32.2.281>.

KANITKAR, T., JAYARAMAN, T., D'SOUZA, M., *et al.* "Carbon budgets for climate change mitigation-a GAMS-based emissions model", **Current Science**, 2013. .

KOBERLE, A. D. C. **Implementation of land use in an energy system model to study the long term impacts of bioenergy in Brazil and its sensitivity to the choice of agricultural greenhouse gas emission factors**. 2018. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

KRIEGLER, E., LUDERER, G., BAUER, N., *et al.* "Pathways limiting warming to 1.5°C: A tale of turning around in no time?", **Philosophical Transactions of the Royal Society A: Mathematical, Physical and Engineering Sciences**, 2018. DOI: 10.1098/rsta.2016.0457. .

LE QUÉRÉ, C., PETERS, G. P., FRIEDLINGSTEIN, P., *et al.* "Fossil CO₂ emissions in the post-COVID-19 era", **Nature Climate Change**, v. 11, n. 3, p. 197–199, 2021. DOI: 10.1038/s41558-021-01001-0. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/s41558-021-01001-0>.

LENFERNA, G. A. **Can we equitably manage the end of the fossil fuel era?** **Energy Research and Social Science**. [S.l.], Elsevier Ltd. , 1 jan. 2018

LÖFFLER, K., HAINSCH, K., BURANDT, T., *et al.* "Designing a model for the global energy system-GENeSYS-MOD: An application of the Open-Source Energy Modeling System (OSeMOSYS)", **Energies**, v. 10, n. 10, 2017. DOI: 10.3390/en10101468. Disponível em: www.mdpi.com/journal/energies.

LUDERER, G., LEIMBACH, M., BAUER, N., *et al.* "Description of the REMIND model (Version 1.6)", 2015. DOI: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.2697070>. .

MANLEY, D., CUST, J. F., CECCHINATO, G. "Stranded Nations? The Climate Policy Implications for Fossil Fuel-Rich Developing Countries", **OxCarre Policy Paper 34**, p. 25, 2017. DOI: <http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.3264765>. .

MATTHEWS, H. D. "Quantifying historical carbon and climate debts among nations", **Nature Climate Change**, 2016. DOI: 10.1038/nclimate2774. .

MATTHEWS, H. D., GILLETT, N. P., STOTT, P. A., *et al.* "The proportionality of global warming to cumulative carbon emissions", **Nature**, v. 459, n. 7248, p. 829–832, 2009. DOI: 10.1038/nature08047. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/nature08047>.

MCCOLLUM, D. L., WILSON, C., PETTIFOR, H., *et al.* "Improving the behavioral realism of global integrated assessment models: An application to consumers' vehicle choices", **Transportation Research Part D: Transport and Environment**, v. 55, p. 322–342, 1 ago. 2017. DOI: 10.1016/j.trd.2016.04.003. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.trd.2016.04.003>. Acesso em: 15 mar. 2021.

MCGLADE, C. E. **Uncertainties in the outlook for oil and gas**. 2013. University College London - UCL, 2013.

MCGLADE, C., EKINS, P. "The geographical distribution of fossil fuels unused when limiting global warming to 2°C", **Nature**, v. 517, p. 187–190, 2015. DOI: 10.1038/nature14016. .

MÉJEAN, A., HOPE, C. "Supplying synthetic crude oil from Canadian oil sands: A comparative study of the costs and CO₂ emissions of mining and in-situ recovery", 2013. DOI: 10.1016/j.enpol.2013.05.003. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.05.003>.

MESSNER, S., STRUBEGGER, M. **User's Guide for MESSAGE III**. . IIASA Working Paper. IIASA, Laxenburg, Austria: WP-95-069, [s.n.], 1995.

MEYER, L. H., ROSER, D. "Climate justice and historical emissions", **Critical**

Review of International Social and Political Philosophy, v. 13, n. 1, p. 229–253, 1 mar. 2010. DOI: 10.1080/13698230903326349. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/13698230903326349>.

MILLAR, R. J., FUGLESTVEDT, J. S., FRIEDLINGSTEIN, P., *et al.* "Emission budgets and pathways consistent with limiting warming to 1.5 °C", **Nature Geoscience**, v. 10, n. 10, p. 741–747, 2017. DOI: 10.1038/ngeo3031. Disponível em: <https://doi.org/10.1038/ngeo3031>.

MOHR, S. H., WANG, J., ELLEM, G., *et al.* "Projection of world fossil fuels by country", **Fuel**, v. 141, p. 120–135, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2014.10.030>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0016236114010254>.

MORSE, L. L. **Análise do crescimento do volume recuperável provado de campos de petróleo**. 2006. Universidade Fedelral do Rio de Janeiro, 2006.

MOSS, J., KATH, R. "Historical emissions and the carbon budget", **Journal of Applied Philosophy**, 2019. DOI: 10.1111/japp.12307..

MULDERS, F. M. M., HETTELAR, J. M. M., VAN BERGEN, F. "Assessment of the global fossil fuel reserves and resources for TIMER", **TNO Built Environment and Geosciences, Utrecht, The Netherlands**, p. 98, 2006. .

MUNDACA, G. "How much can CO₂ emissions be reduced if fossil fuel subsidies are removed?", **Energy Economics**, v. 64, p. 91–104, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2017.03.014>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0140988317300804>.

NEWELL, P., MULVANEY, D. "The political economy of the 'just transition'", **The Geographical Journal**, v. 179, n. 2, p. 132–140, 1 jun. 2013. DOI: <https://doi.org/10.1111/geoj.12008>. Disponível em: <https://doi.org/10.1111/geoj.12008>.

NORDHAUS, W. "Evolution of modeling of the economics of global warming: changes in the DICE model, 1992–2017", **Climatic Change**, v. 148, p. 623–640, 2018.

DOI: 10.1007/s10584-018-2218-y..

O'CONNOR, P. "Energy transitions", 2010..

O'NEILL, B. C., KRIEGLER, E., EBI, K. L., *et al.* "The roads ahead: Narratives for shared socioeconomic pathways describing world futures in the 21st century", **Global Environmental Change**, v. 42, p. 169–180, 2017. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2015.01.004>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959378015000060>.

OCDE. **Investing in Climate, Investing in Growth.** [S.l: s.n.], 2017.

OEI, P.-Y., BURANDT, T., HAINSCH, K., *et al.* "Lessons from Modeling 100% Renewable Scenarios Using GENeSYS-MOD ", **The Energy Journal**, v. Volume 9, n. 1, p. 103–120, jan. 2020. DOI: 10.5547/2160-5890.9.1.poei. Disponível em: <http://www.iaee.org/en/publications/eeparticle.aspx?id=306>.

OHARA, A. P. **Possíveis destinos para o excedente de petróleo brasileiro: um estudo sobre o mercado chinês.** 2014. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2014. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publicações/mestrado/Amanda_Paiva_Ohara.pdf.

OIL & GAS JOURNAL. **2016 Worldwide Refining Capacity Summary.** 2016. Disponível em: <https://www.ogj.com/ogj-survey-downloads/worldwide-refining/document/17299884/2016-worldwide-refining-capacity-summary>.

OIL SANDS MAGAZINE. **Bitumen Upgrading Explained.** 2020. Disponível em: <https://www.oilsandsmagazine.com/technical/bitumen-upgrading>.

OWEN, N. A., INDERWILDI, O. R., KING, D. A. "The status of conventional world oil reserves—Hype or cause for concern?", **Energy Policy**, v. 38, n. 8, p. 4743–4749, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2010.02.026>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421510001072>.

PARSON, E. A., FISHER-VANDEN, K. **INTEGRATED ASSESSMENT MODELS OF GLOBAL CLIMATE CHANGE.** *Annu. Rev. Energy Environ.* [S.l:

s.n.], 1997. Disponível em: www.annualreviews.org.

PATT, A. G., VAN VUUREN, D. P., BERKHOUT, F., *et al.* "Adaptation in integrated assessment modeling: where do we stand?", **Climatic Change**, v. 99, n. 3, p. 383–402, 2010. DOI: 10.1007/s10584-009-9687-y. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10584-009-9687-y>.

PODOBNIK, B. **Global Energy Shifts**. [S.l.], Temple University Press, 2006. Disponível em: <http://www.jstor.org/stable/j.ctt14bs7mx>.

POPP, A., CALVIN, K., FUJIMORI, S., *et al.* "Land-use futures in the shared socio-economic pathways", **Global Environmental Change**, v. 42, p. 331–345, 1 jan. 2017. DOI: 10.1016/j.gloenvcha.2016.10.002. .

PYE, S., BRADLEY, S., HUGHES, N., *et al.* "An equitable redistribution of unburnable carbon", **Nature Communications**, v. 11, n. 1, p. 1–9, 2020. DOI: 10.1038/s41467-020-17679-3. Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1038/s41467-020-17679-3>.

QIAN, K., EDWARDS, K. E., DECHERT, G. J., *et al.* "Measurement of Total Acid Number (TAN) and TAN boiling point distribution in petroleum products by electrospray ionization mass spectrometry", **Analytical Chemistry**, v. 80, n. 3, p. 849–855, 2008. DOI: 10.1021/ac701868v. Disponível em: <https://pubs.acs.org/sharingguidelines>.

RIAHI, K., BERTRAM, C., HUPPMANN, D., *et al.* "Long-term economic benefits of stabilizing warming without overshoot—the ENGAGE model intercomparison, 15 January 2021, PREPRINT (Version 1)", **Available at Research Square**, 2021. DOI: [<https://doi.org/10.21203/rs.3.rs-127847/v1>]. .

RIAHI, K., DENTENER, F., GIELEN, D., *et al.*, "Chapter 17: Energy pathways for sustainable development". **Global Energy Assessment: Toward a Sustainable Future**, [S.l.], Global Energy Assessment Writing Team. Cambridge University Press and IIASA, 2012. p. 1203–1306.

ROCHA, M., KRAPP, M., GÜTSCHOW, J., *et al.* **Historical Responsibility for Climate Change-from countries emissions to contribution to temperature increase.** Climate Analytics and Potsdam Institute for Climate Impact Research. [S.l: s.n.], 2015.

ROCHEDO, P. R. R. **Development of a global integrated energy model to evaluate the Brazilian role in climate change mitigation scenarios.** 2016. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2016.

ROELFSEMA, M., VAN SOEST, H. L., HARMSEN, M., *et al.* "Taking stock of national climate policies to evaluate implementation of the Paris Agreement", **Nature Communications**, v. 11, p. 2096, 2020. DOI: 10.1038/s41467-020-15414-6. .

ROGELJ, J., POPP, A., CALVIN, K. V, *et al.* "Scenarios towards limiting global mean temperature increase below 1.5 °C", **Nature Climate Change**, v. 8, n. 4, p. 325–332, 5 abr. 2018. DOI: 10.1038/s41558-018-0091-3. Disponível em: <http://www.nature.com/articles/s41558-018-0091-3>.

ROGELJ, J., SHINDELL, D., JIANG, K., *et al.* **Mitigation pathways compatible with 1.5°C in the context of sustainable development, in “Special Report on Global Warming of 1.5°C (SR15)”.** . Geneva, [s.n.]. Disponível em: <http://www.ipcc.ch/report/sr15/>., 2018

ROGNER, H.-H. "An assessment of world hydrocarbon resources", **Annual review of energy and the environment**, v. 22, n. 1, p. 217–262, 1997. .

SAVARESI, A. "The Paris Agreement: a new beginning?", **Journal of Energy & Natural Resources Law**, v. 34, n. 1, p. 16–26, 2016. .

SAWARKAR, A. N., PANDIT, A. B., SAMANT, S. D., *et al.* "Petroleum residue upgrading via delayed coking: A review", **Canadian Journal of Chemical Engineering**, v. 85, n. 1, p. 1–24, 2007. DOI: 10.1002/cjce.5450850101. Disponível em: chrome-extension://dagcmkpagjlhakfdhnbomgmjdpkdklff/enhanced-reader.html?pdf=https%3A%2F%2Fbrxt.mendeley.com%2Fdocument%2Fcontent%2F72679213-063e-3a90-97d3-a499b3acc14f. Acesso em: 19 mar. 2021.

SCHAFFITZEL, F., JAKOB, M., SORIA, R., *et al.* "Can government transfers make energy subsidy reform socially acceptable? A case study on Ecuador", **Energy Policy**, v. 137, p. 111120, 2020. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2019.111120>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421519307074>.

SCHLUMBERGER. **Oilfield Glossary**. 2021. Disponível em: <https://www.glossary.oilfield.slb.com>. Acesso em: 10 abr. 2021.

SEARS, R. A. "Energy Futures: Oil and the Oil Industry", **Brown J. World Aff.**, v. 26, p. 41, 2020. .

SHARMINA, M., EDELENBOSCH, O. Y., WILSON, C., *et al.* "Decarbonising the critical sectors of aviation, shipping, road freight and industry to limit warming to 1.5–2°C", **Climate Policy**, v. 21, n. 4, p. 455–474, 21 abr. 2021. DOI: 10.1080/14693062.2020.1831430. Disponível em: <https://doi.org/10.1080/14693062.2020.1831430>.

SMIL, V. **Energy transitions: history, requirements, prospects**. [S.l.], ABC-CLIO, 2010.

SMITH, S. **Just transition: A report for the OECD**. . [S.l: s.n.], 2017. Disponível em: <https://www.oecd.org/environment/cc/g20-climate/collapsecontents/Just-Transition-Centre-report-just-transition.pdf>.

SORRELL, S., SPEIRS, J. "Hubbert's Legacy: A Review of Curve-Fitting Methods to Estimate Ultimately Recoverable Resources", **Natural Resources Research**, v. 19, n. 3, p. 209–230, 2010. DOI: 10.1007/s11053-010-9123-z. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s11053-010-9123-z>.

SOVACOOL, B. K. "How long will it take? Conceptualizing the temporal dynamics of energy transitions", **Energy Research & Social Science**, v. 13, p. 202–215, 2016. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2015.12.020>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629615300827>.

SPE. Guidelines for Application of the Petroleum Resources Management

System. . [S.l: s.n.], 2011.

SPE. Guidelines for the Evaluation of Petroleum Reserves and Resources. . [S.l: s.n.], 2001. Disponível em: <https://www.spe.org/industry/docs/Guidelines-Evaluation-Reserves-Resources-2001.pdf>.

SPEIGHT, J. G. The chemistry and technology of petroleum. [S.l.], CRC press, 2014.

SPEIRS, J., MCGLADE, C., SLADE, R. "Uncertainty in the availability of natural resources: Fossil fuels, critical metals and biomass", **Energy Policy**, v. 87, p. 654–664, 2015. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2015.02.031>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421515001044>.

STANISLAUS, A., MARAFI, A., RANA, M. S. "Recent advances in the science and technology of ultra low sulfur diesel (ULSD) production", **Catalysis Today**, v. 153, n. 1, p. 1–68, 2010. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.cattod.2010.05.011>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920586110003299>.

STEG, L., SHWOM, R., DIETZ, T. "What drives energy consumers?: Engaging people in a sustainable energy transition", **IEEE Power and Energy Magazine**, v. 16, n. 1, p. 20–28, 2018. .

STRATIEV, D., DINKOV, R., NIKOLAEV, N., *et al.* "Evaluation of impact of crude oil quality on refinery profit", **Erdoel Erdgas Kohle**, v. 126, n. 1, p. 17–21, 2010.

STRECK, C., KEENLYSIDE, P., VON UNGER, M. "The Paris Agreement: A New Beginning", **Journal for European Environmental & Planning Law**, v. 13, n. 1, p. 3–29, 2016. .

SYNCRUDE. Economic Value. 2020. Syncrude Canada Ltd. Disponível em: <https://www.syncrude.ca/sustainability/economic-value/>.

SZKLO, A., ULLER, V. C., BONFA, M. H. P. Fundamentos do Refino de Petróleo. . [S.l.], Editora Interciência. , 2012

TAGLIAPIETRA, S. "The impact of the global energy transition on MENA oil and gas producers", **Energy Strategy Reviews**, v. 26, p. 100397, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.esr.2019.100397>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X19300902>.

THOMAS, J. E. **Fundamentos da Engenharia de Petróleo**. [S.l.], Editora Interciência, 2001.

UNFCCC. "Paris agreement, decision 1/CP.17", **United Nations Framework Convention on Climate Change, Paris**, 2015. .

USGS. **World Oil and Gas Resource Assessments 2000**. 2000. U.S. Geological Survey. Disponível em: https://www.usgs.gov/centers/cersc/science/world-oil-and-gas-resource-assessments?qt-science_center_objects=0#qt-science_center_objects.

VAN BEEK, L., HAJER, M., PELZER, P., *et al.* "Anticipating futures through models: the rise of Integrated Assessment Modelling in the climate science-policy interface since 1970", **Global Environmental Change**, v. 65, n. October, p. 102191, 2020. DOI: [10.1016/j.gloenvcha.2020.102191](https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2020.102191). Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.gloenvcha.2020.102191>.

VAN DE GRAAF, T., "Battling for a Shrinking Market: Oil Producers, the Renewables Revolution, and the Risk of Stranded Assets". **The Geopolitics of Renewables**, [S.l.], Springer, Cham, 2018. . DOI: https://doi.org/10.1007/978-3-319-67855-9_4.

VAN SLUISVELD, M. A. E., HERRERAS MARTÍNEZ, S., DAIOGLOU, V., *et al.* "Exploring the implications of lifestyle change in 2 °C mitigation scenarios using the IMAGE integrated assessment model", **Technological Forecasting and Social Change**, v. 102, p. 309–319, 2016. DOI: [10.1016/j.techfore.2015.08.013](https://doi.org/10.1016/j.techfore.2015.08.013). Disponível em: <http://dx.doi.org/10.1016/j.techfore.2015.08.013>.

VAN SOEST, H. L., VAN VUUREN, D. P., HILAIRE, J., *et al.* "Analysing interactions among Sustainable Development Goals with Integrated Assessment Models", **Global Transitions**, v. 1, p. 210–225, 2019. DOI:

<https://doi.org/10.1016/j.glt.2019.10.004>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2589791819300179>.

VAN VUUREN, D. P., LOWE, J., STEHFEST, E., *et al.* "How well do integrated assessment models simulate climate change?", **Climatic Change**, v. 104, n. 2, p. 255–285, 2011. DOI: 10.1007/s10584-009-9764-2..

VEERKAMP, C. J., DUNFORD, R. W., HARRISON, P. A., *et al.* "Future projections of biodiversity and ecosystem services in Europe with two integrated assessment models", **Regional Environmental Change**, v. 20, n. 3, p. 103, 2020. DOI: 10.1007/s10113-020-01685-8. Disponível em: <https://doi.org/10.1007/s10113-020-01685-8>.

VENNESTRØM, P. N. R. et al. "Beyond petrochemicals: The renewable chemicals industry", **Angewandte Chemie - International Edition**, v. 50, p. 10502–10509, 2011. DOI: 10.1002/anie.201102117..

VOGT, E. T. C., WECKHUYSEN, B. M. "Fluid catalytic cracking: recent developments on the grand old lady of zeolite catalysis", **This journal is Cite this: Chem. Soc. Rev.**, v. 44, p. 7342, 2015. DOI: 10.1039/c5cs00376h. Disponível em: www.rsc.org/chemsocrev.

VUILLAUME, J. , AKERVOLL, I., and P. B. "CO₂ Injection Efficiency, Synthesis of Conceptual Chalk Model: Incremental Oil Recovery and CO₂ Storage Potential", **Brazil Offshore**, p. SPE-143531-MS, 2011. DOI: <https://doi.org/10.2118/143531-MS>..

VUUREN, D. P. van, SOEST, H. van, RIAHI, K., *et al.* "Carbon budgets and energy transition pathways Related content Negative emissions-Part 2: Costs, potentials and side effects", **Environmental Research Letters**, v. 11, n. 075002, 2016. DOI: 10.1088/1748-9326/11/7/075002. Disponível em: <https://secure.iiasa.ac.at/>.

WARD, J. W. "Hydrocracking processes and catalysts", **Fuel Processing Technology**, v. 35, n. 1, p. 55–85, 1993. DOI: [https://doi.org/10.1016/0378-3820\(93\)90085-I](https://doi.org/10.1016/0378-3820(93)90085-I). Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/037838209390085I>.

WEC. **World Energy Scenarios 2019.** World Energy Council publications. [S.l]: s.n., 2019. Disponível em: https://www.worldenergy.org/assets/downloads/Scenarios_Report_FINAL_for_website.pdf.

WEYANT, J. "Some contributions of integrated assessment models of global climate change", **Review of Environmental Economics and Policy**, v. 11, n. 1, p. 115–137, 2017. DOI: 10.1093/reep/rew018. .

WILKINSON, J., "Reserve and resource definition: dealing with uncertainty". In: DORE, A. G., SINDING-LARSEN, R. B. T.-N. P. S. S. P. (Org.), **Quantification and Prediction of Hydrocarbon Resources**, [S.l.], Elsevier, 1996. v. 6. p. 71–76. DOI: [https://doi.org/10.1016/S0928-8937\(07\)80008-7](https://doi.org/10.1016/S0928-8937(07)80008-7). Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0928893707800087>.

WILSON, C., KRIEGLER, E., VAN VUUREN, D. P., *et al.* **Evaluating Process-based integrated assessment models of climate change mitigation.** [S.l.], JSTOR, 2017.

YORK, R., BELL, S. E. "Energy transitions or additions?: Why a transition from fossil fuels requires more than the growth of renewable energy", **Energy Research & Social Science**, v. 51, p. 40–43, 2019. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.erss.2019.01.008>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2214629618312246>.

ZHU, Y., ROMAIN, C., WILLIAMS, C. K. "Sustainable polymers from renewable resources", **Nature**, v. 540, p. 354–362, 2016. DOI: 10.1038/nature21001. .

ZOTIN, M., MAGALAR, L., BAPTISTA, L. B. C. S., *et al.* "The material dimensions of carbon mitigation pathways". 2020. **Anais [...] [S.l.]**, IAMC, 2020.

ZOTIN, M. Z. **O PAPEL DA CHINA NA TRANSIÇÃO ENERGÉTICA GLOBAL: ESTADO, INDÚSTRIA E RECURSOS.** 2018. Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2018.

Apêndice A – Capacidades dos Esquemas de Refino

Este Apêndice apresenta os dados referentes às capacidades dos três esquemas de refino consideradas neste trabalho, em que são apresentadas as capacidades de todas as unidades de processamento por região em mil de barris por dia. Ainda, são apresentadas as capacidades das refinarias de expansão, comuns a todas as regiões.

Primeiramente, a Tabela A.1 apresenta o significado das siglas de cada unidade.

Tabela A.1: Siglas das unidades de processamento

Sigla	Nomenclatura
UDA	Unidade de Destilação Atmosférica
UDV	Unidade de Destilação a Vácuo
DSF	Desasfaltação a Propano
FCC	<i>Fluid Catalytic Cracking</i>
RFCC	<i>Resid Fluid Catalytic Cracking</i>
ALQ	Unidade de Alquilação
URC	Reforma Catalítica
CTB	Craqueamento Térmico Brando
HCC	Hidrocraqueamento Catalítico
CR	Coqueamento Retardado
HDS G	Hidrodesulfurização de Gasolina
HDT N	Hidrotratamento de Nafta
HDT Q	Hidrotratamento de Querosene
HDT D	Hidrotratamento de Diesel
HDT I	Hidrotratamento de Instáveis
LUB	Unidade de Lubrificantes
UGH	Unidade de Geração de Hidrogênio

Fonte: Adaptado do modelo CAESAR.

Tabela A.2: Capacidades dos esquemas *topping/hydroskymming* (kbpd)

	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CAS	CHN	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU
UDA	2097	0	135	274	80	550	3730	2314	1778	696	275	3287	1103	1590	0	268	545	795
UDV	84	0	6	34	33	71	70	499	27	0	20	48	110	411	0	25	130	117
DSF	18	0	4	1	0	4	0	109	8	0	0	15	2	73	0	1	37	9
FCC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RFCC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ALQ	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0
URC	198	0	3	34	0	53	26	291	15	12	40	147	114	168	0	15	43	86
CTB	12	0	4	7	67	10	0	83	0	0	0	0	21	20	0	0	0	3
HCC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CR	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
HDS G	3	0	0	0	0	0	52	21	0	0	0	0	0	0	0	3	28	29
HDT N	247	0	3	71	0	70	1	428	39	22	36	171	88	198	0	6	59	85
HDT Q	0	0	0	17	0	26	0	41	0	17	80	3	31	0	0	0	0	0
HDT D	8	0	0	15	0	30	45	376	0	0	0	0	90	97	0	0	59	120
HDT I	113	0	0	19	0	0	107	263	3	0	0	82	34	219	0	0	50	16
LUB	7	0	1	0	0	4	0	28	3	0	0	2	4	13	0	1	40	4
UGH	140	0	28	17	0	0	1456	3128	0	126	0	336	2192	504	0	392	787	227

Fonte: elaboração própria

Nota: A Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH) está em mil metros cúbicos por dia.

Tabela A.3: Capacidades dos esquemas *cracking/coking* (kbpd)

	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CAS	CHN	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU
UDA	578	448	1900	1899	918	566	3279	6237	2075	2090	0	1200	880	3139	416	2332	6469	607
UDV	144	110	805	968	274	279	136	2490	419	754	0	347	210	1311	167	1634	2878	270
DSF	16	5	24	84	36	13	24	76	26	37	0	4	7	117	7	52	276	6
FCC	102	135	506	444	258	111	661	1553	295	488	0	191	241	274	83	499	2291	91
RFCC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ALQ	10	16	6	138	31	2	7	165	0	32	0	25	16	16	6	70	499	3
URC	147	106	21	302	136	111	226	999	22	392	0	119	121	472	63	121	1076	128
CTB	0	0	0	80	10	0	0	65	0	24	0	0	0	55	0	76	0	0
HCC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
CR	25	0	115	191	18	110	182	265	161	20	0	18	5	124	27	144	797	36
HDS G	3	0	43	26	173	46	158	624	0	401	0	0	31	42	0	196	1782	42
HDT N	90	146	11	984	107	124	69	1557	12	450	0	112	126	383	77	117	1503	120
HDT Q	0	6	28	0	40	0	0	552	31	498	0	8	25	0	36	5	308	5
HDT D	0	184	200	37	257	0	187	2075	79	747	0	22	186	64	61	46	2034	40
HDT I	55	10	12	30	97	103	69	854	11	440	0	220	69	1017	30	423	1088	121
LUB	5	0	19	29	3	11	15	62	5	11	0	2	1	46	8	20	23	1
UGH	98	1044	3500	6653	4060	602	756	16506	3128	14400	0	162	1036	2380	420	4642	22814	784

Fonte: elaboração própria

Nota: A Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH) está em mil metros cúbicos por dia.

Tabela A.4: Capacidades dos esquemas *hycon* (kbpd)

	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CAS	CHN	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU
UDA	185	107	0	168	1012	0	2611	6708	905	1136	2688	4885	2402	730	88	323	11182	692
UDV	32	38	0	119	340	0	545	3148	368	421	490	1471	770	374	35	151	5475	214
DSF	4	5	0	0	30	0	3	138	0	16	83	68	46	38	0	0	266	10
FCC	0	0	0	24	234	0	589	658	214	286	368	167	186	92	26	72	3264	94
RFCC	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
ALQ	0	0	0	1	40	0	26	75	85	19	49	51	12	1	3	3	641	0
URC	36	26	0	18	219	0	301	995	14	197	355	450	295	135	15	36	2252	107
CTB	0	0	0	0	0	0	0	106	0	0	0	0	33	0	0	8	0	0
HCC	50	30	0	45	235	0	576	1506	166	71	339	626	377	104	12	67	2186	50
CR	26	0	0	0	43	0	250	74	8	30	19	72	67	31	0	50	1934	24
HDS G	0	0	0	0	72	0	189	329	0	285	352	0	0	42	0	3	3313	0
HDT N	50	49	0	21	185	0	377	1277	29	213	204	622	382	260	0	10	2573	51
HDT Q	29	6	0	0	85	0	62	385	0	245	391	291	61	0	0	0	1086	0
HDT D	13	50	0	20	179	0	651	1271	0	442	412	574	314	0	0	18	2530	151
HDT I	0	0	0	0	181	0	153	745	0	265	277	195	289	98	24	0	1630	0
LUB	0	0	0	0	0	0	18	63	0	9	70	15	53	21	0	0	156	1
UGH	1518	1680	0	840	7280	0	13076	2166436	0	9974	41219	40048	12443	4914	986	532	87245	213

Fonte: elaboração própria

Nota: A Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH) está em mil metros cúbicos por dia.

Tabela A.5: Capacidades das refinarias de expansão (kbpd)

Tipo	New Cracking	New Hycon
UDA	23	33
UDV	4	6
DSF	0	0
FCC	3	1
RFCC	0	0
ALQ	1	1
URC	6	5
CTB	0	0
HCC	0	5
CR	1	0
HDS G	8	12
HDT N	6	3
HDT Q	0	0
HDT D	7	3
HDT I	1	0
LUB	0	0
UGH	114	233

Fonte: elaboração própria

Nota: A Unidade de Geração de Hidrogênio (UGH) está em mil metros cúbicos por dia.

Apêndice B – Recursos de Óleo por Qualidade

Tabela B.1: Recursos de óleo leve

CATEGORIES	Light Oil (Gbbl)											
	Resources (Discovered)						Resources (Undiscovered)				EOR	
	Onshore			Offshore			Onshore		Offshore		Onshore	Offshore
GRADES	P95	P50	P5	P95	P50	P5	P95	P50	P95	P50	P50	P50
A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	
AFR	5.7	15.0	29.4	4.2	12.9	25.1	2.5	3.0	1.8	2.6	27.7	23.3
AUS	0.0	0.1	0.1	0.8	2.4	5.3	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	4.3
BRA	0.0	0.0	0.0	0.1	2.6	8.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	5.5
CAM	0.5	1.6	3.6	0.8	4.1	15.6	0.1	0.1	0.2	0.3	3.0	10.5
CAN	0.1	0.3	0.6	0.1	0.5	1.2	0.2	0.1	0.2	0.2	0.7	1.2
CAS	1.1	3.0	6.3	2.4	7.9	18.1	0.2	0.3	0.6	0.7	5.4	14.8
CHN	0.5	2.2	5.3	0.0	0.0	0.0	0.9	1.2	0.0	0.0	5.1	0.0
EEU	0.3	1.4	3.1	3.7	31.2	69.8	0.0	0.0	0.2	0.1	2.4	52.6
IND	0.1	0.2	0.5	0.4	1.1	2.0	0.0	0.0	0.2	0.1	0.4	1.9
JAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEA	11.3	36.7	79.8	1.2	3.9	8.3	5.1	7.5	0.5	0.8	70.2	7.4
RAS	0.5	1.4	2.7	1.2	3.8	8.0	0.4	0.3	0.9	1.0	2.7	7.4
RUS	1.9	5.3	11.3	0.9	3.8	8.8	0.6	0.7	0.3	0.5	9.9	7.1
SAF	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAM	1.1	4.1	10.2	0.3	1.3	3.1	0.7	0.6	0.2	0.2	8.4	2.5
USA	3.6	3.9	5.4	0.3	1.6	2.9	2.0	1.8	0.0	0.0	8.3	2.4
XEU	0.1	0.6	1.3	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.0

Fonte: elaboração própria

Tabela B.2: Recursos de óleo médio doce

CATEGORIES	Medium Sweet Oil (Gbbl)											
	Resources (Discovered)						Resources (Undiscovered)				EOR	
	G			H			I		J		K	L
	Onshore		Offshore			Onshore		Offshore		Onshore	Offshore	
GRADES	P95	P50	P5	P95	P50	P5	P95	P50	P95	P50	P50	P50
AFR	1.7	4.4	7.8	8.5	21.8	39.7	0.7	0.9	3.6	4.4	7.0	35.5
AUS	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5
BRA	0.0	0.0	0.0	3.0	16.5	36.0	0.0	0.0	0.8	0.8	0.0	26.0
CAM	0.0	0.0	0.0	0.2	1.3	3.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	2.2
CAN	0.0	0.0	0.1	0.1	0.3	0.6	0.0	0.0	0.1	0.1	0.1	0.5
CAS	0.2	0.6	1.2	2.1	7.5	15.7	0.1	0.1	0.5	0.7	1.0	12.0
CHN	0.5	1.4	2.9	0.0	0.0	0.0	0.9	0.8	0.0	0.0	3.0	0.0
EEU	0.1	0.2	0.4	0.0	1.6	4.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	2.7
IND	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
JAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEA	0.1	0.2	0.4	0.4	1.5	3.2	0.0	0.0	0.2	0.3	0.3	2.5
RAS	0.1	0.4	1.1	0.7	2.4	4.9	0.1	0.1	0.6	0.6	0.8	4.2
RUS	0.1	0.2	0.3	0.4	1.7	3.8	0.0	0.0	0.1	0.2	0.3	2.8
SAF	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAM	0.2	0.7	1.4	0.1	0.3	0.7	0.1	0.1	0.1	0.0	1.2	0.6
USA	0.5	0.5	0.7	0.0	0.2	0.4	0.2	0.2	0.0	0.0	1.0	0.3
XEU	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

Fonte: elaboração própria

Tabela B.3: Recursos de óleo médio azedo

CATEGORIES	Medium Sour Oil (Gbbl)											
	Resources (Discovered)						Resources (Undiscovered)				EOR	
	M			N			O		P		Q	R
	Onshore			Offshore			Onshore		Offshore		Onshore	Offshore
GRADES	P95	P50	P5	P95	P50	P5	P95	P50	P95	P50	P50	P50
AFR	0.3	0.6	1.2	0.5	1.7	3.9	0.1	0.1	0.2	0.4	1.1	3.1
AUS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRA	0.0	0.0	0.0	0.0	2.1	9.9	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	5.5
CAM	0.1	0.2	0.5	0.7	3.4	7.9	0.0	0.0	0.2	0.2	0.4	5.6
CAN	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0
CAS	0.7	1.9	3.9	0.1	0.3	0.5	0.2	0.2	0.0	0.0	3.1	0.4
CHN	0.2	0.6	1.3	0.1	0.2	0.4	0.3	0.3	0.1	0.1	1.2	0.4
EEU	0.2	0.6	1.2	0.0	4.8	10.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.9	7.1
IND	0.1	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0
JAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEA	23.4	64.4	120.1	5.6	15.3	29.1	10.6	13.2	2.5	3.1	105.3	25.3
RAS	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RUS	13.2	36.3	73.4	0.5	1.3	2.8	4.1	4.9	0.1	0.2	60.0	2.2
SAF	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAM	1.0	3.4	7.7	0.0	0.6	5.7	0.6	0.5	0.0	0.1	6.0	2.9
USA	2.3	2.5	3.4	0.2	1.0	1.8	1.2	1.1	0.0	0.0	4.8	1.4
XEU	0.0	0.1	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0

Fonte: elaboração própria

Tabela B.4: Recursos de óleo pesado

Heavy Oil (Gbbl)												
CATEGORIES	Resources (Discovered)						Resources (Undiscovered)				EOR	
	S			T			U		V		W	X
	Onshore			Offshore			Onshore		Offshore		Onshore	Offshore
GRADES	P95	P50	P5	P95	P50	P5	P95	P50	P95	P50	P50	P50
	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L
AFR	1.2	2.3	3.7	0.6	2.2	4.3	0.5	0.5	0.3	0.4	3.3	3.1
AUS	0.0	0.0	0.0	0.1	0.3	0.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4
BRA	0.0	0.0	0.0	2.5	8.0	15.8	0.0	0.0	0.6	0.4	0.0	10.9
CAM	1.2	3.4	6.1	2.9	9.3	18.9	0.3	0.2	0.8	0.6	4.5	13.0
CAN	0.1	0.2	0.3	0.1	0.3	0.7	0.1	0.1	0.1	0.1	0.3	0.5
CAS	0.0	0.2	0.6	0.1	0.3	0.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.3	0.5
CHN	0.7	2.3	5.1	0.4	1.0	2.1	1.3	1.3	0.6	0.5	4.2	1.8
EEU	0.0	0.2	0.4	0.0	7.7	17.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	10.0
IND	0.0	0.1	0.2	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	0.0
JAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEA	3.8	12.2	25.6	0.2	0.8	1.7	1.7	2.5	0.1	0.2	18.4	1.2
RAS	0.0	0.0	0.0	0.1	0.5	1.1	0.0	0.0	0.1	0.1	0.0	0.8
RUS	0.2	0.5	0.8	0.0	0.1	0.2	0.1	0.1	0.0	0.0	0.6	0.1
SAF	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAM	3.5	9.5	18.9	0.1	4.9	14.7	2.2	1.4	0.1	0.7	14.2	8.2
USA	0.7	0.8	1.1	0.1	0.3	0.6	0.4	0.4	0.0	0.0	1.4	0.4
XEU	0.1	0.2	0.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.2	0.0

Fonte: elaboração própria

Tabela B.5: Recursos de óleo não convencionais

CATEGORIES	Unconventional Oil (Gbbl)					
	1		2		3	
	Kerogen		Bitumen		Extra Heavy Oil	
GRADES	P95	P50	P95	P50	P50	P50
M	N	O	P	Q	R	
AFR	38.1	141.5	1.8	11.3	0.0	0.1
AUS	17.5	121.0	0.0	0.0	0.0	0.0
BRA	5.3	35.8	0.0	0.0	0.0	0.0
CAM	13.1	71.2	0.0	0.3	0.0	0.2
CAN	8.8	41.3	170.4	582.0	0.0	0.0
CAS	0.0	0.0	42.0	90.3	0.1	2.7
CHN	32.2	170.3	0.0	0.5	0.7	2.0
EEU	12.4	39.5	0.2	0.2	0.2	2.6
IND	3.8	6.3	0.0	0.0	0.0	0.0
JAP	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
KOR	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
MEA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
RAS	28.9	56.1	0.4	0.1	0.0	0.0
RUS	74.6	161.5	28.4	37.5	0.0	0.0
SAF	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
SAM	54.4	260.2	0.0	0.0	57.9	595.2
USA	0.0	0.0	0.0	16.5	0.0	0.8
XEU	1.6	4.7	0.0	0.0	0.0	0.0

Fonte: elaboração própria

Apêndice C – Resultados do Comércio Internacional de Óleo

Tabela C.1: *Trade* de óleo leve cenário NPi600_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X		3.5	2.7	0.4	12.3		9.6	4.7	2.8	4.6		4.4		0.4	0.4	17.5	0.4	63.6
AUS		X				1.2		0.5					0.3						2.0
BRA		X																	0.0
CAM			X		0.1	1.8		3.1									2.2		7.3
CAN				X				2.8		0.3									3.1
CHN					X														0.0
CAS					1.9	0.4	X			7.5	15.4								25.2
EEU	1.4		0.1			1.9		X								0.7	26.3		30.4
IND								X											0.0
JPN						1.2			X										1.2
KOR									X										0.0
MEA		2.7	2.4	4.2	11.2	76.1	2.1	7.6	11.4	24.4	5.9	X	18.3		1.9	1.6	15.5	14.2	199.4
RAS						6.8		0.7				X							7.5
RUS						5.6		5.3				X					28.2		39.1
SAF						0.3						X							0.3
SAM						4.1		3.7				X					1.8		9.5
USA					5.8	0.8	4.9	6.5							4.2	X	0.0		22.2
XEU						0.3										X			0.3
IMP	1.4	2.7	6.1	12.8	14.5	116.9	2.1	39.7	16.1	35.0	25.9	0.0	23.0	0.0	2.3	6.8	91.4	14.6	411.2

Fonte: elaboração própria

Tabela C.2: *Trade* de óleo médio doce cenário NPi600_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X X	0.4	0.6			0.8		0.3	0.3	0.3							5.5		8.1
AUS		X X																	0.0
BRA			X X																0.0
CAM				X X													0.0		0.0
CAN		0.2			X X					0.4							1.9		2.6
CHN					X X														0.0
CAS						X X		0.1	0.2				3.2						3.6
EEU							X X	0.2			0.5					1.8		2.4	
IND								X X											0.0
JPN									X X										0.0
KOR										0.0	X X								0.0
MEA											X X		0.4						0.4
RAS								0.7	1.0			X X							1.7
RUS											0.1		X X				0.9		1.0
SAF												X X							0.0
SAM													X X			1.5			1.5
USA								0.1						0.4	X X			0.5	
XEU										0.0				0.0	X X			0.0	
IMP	0.0	0.6	0.6	0.0	0.0	0.8	0.0	0.3	1.8	1.5	0.0	0.6	3.6	0.0	0.0	0.4	11.6	0.0	21.71

Fonte: elaboração própria

Tabela C.3: *Trade* de óleo médio azedo cenário NPi600_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X X		1.3					2.7	0.7									4.7	
AUS		X X											0.0					0.0	
BRA			X X															0.0	
CAM				X X				1.4										1.4	
CAN					X X			0.2		0.2	2.1							2.6	
CHN						X X												0.0	
CAS							X X		1.3		0.7		3.5					5.6	
EEU								X X										0.0	
IND									X X									0.0	
JPN									0.8	X X			1.8					2.6	
KOR									0.3		X X		1.5					1.9	
MEA	2.1	0.6	0.6		1.9	4.7	1.1	8.4	35.7	4.9	6.5	X X	14.9		1.7		3.6	86.7	
RAS												X X						0.0	
RUS	0.0					1.7		12.3	13.0				3.2	X X	0.3		2.9	33.5	
SAF													X X					0.0	
SAM								3.7						X X				3.7	
USA				1.2		0.9		10.6	0.6					X X				13.3	
XEU															X X			0.0	
IMP	2.1	0.6	1.9	1.2	1.9	7.3	1.1	39.3	52.4	5.1	9.4	0.0	25.0	0.0	2.0	0.0	0.0	6.5	155.9

Fonte: elaboração própria

Tabela C.4: *Trade* de óleo pesado cenário NPi600_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	XX					1.0		2.3											3.3
AUS		XX						0.3											0.3
BRA	0.0		XX			0.6		0.3											1.0
CAM				XX				4.9							0.3				5.2
CAN					XX			1.1											1.1
CHN						XX													0.0
CAS	0.1						XX	0.0			0.0		0.0						0.1
EEU								XX											0.0
IND									XX										0.0
JPN										XX									0.0
KOR											XX						0.0	0.0	
MEA	0.2						2.9					XX	0.1						3.2
RAS								0.5											0.5
RUS								0.1											0.1
SAF																			0.0
SAM					0.4		6.6												6.9
USA	0.2						2.2						0.7						3.1
XEU							0.1												0.1
IMP	0.0	0.5	0.0	0.0	0.0	1.9	0.0	21.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.1	1.0	0.0	0.0	0.0	0.0	25.0

Fonte: elaboração própria

Tabela C.5: *Trade* de óleo extrapesado cenário NPi600_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	XX																	0.0	
AUS		XX																0.0	
BRA			XX															0.0	
CAM				XX														0.0	
CAN		1.0			XX							2.7	0.0					3.7	
CHN						XX												0.0	
CAS							XX											0.0	
EEU								XX										0.0	
IND									XX									0.0	
JPN										XX								0.0	
KOR											XX							0.0	
MEA												XX						0.0	
RAS													XX					0.0	
RUS														XX				0.0	
SAF															XX			0.0	
SAM					0.4							2.9					0.4	3.7	
USA																		0.0	
XEU																		0.0	
IMP	0.0	1.0	0.0	0.4	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.4	0.0	7.4	

Fonte: elaboração própria

Tabela C.6: *Trade* de óleo total cenário NPi1000_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	XX	0.4	4.6	0.3	1.8	15.7		17.5	4.1	3.3	4.6		4.7		0.4	1.1	61.7	0.3	120.3
AUS		XX				1.7		0.8	0.3										2.8
BRA		XX						0.3	0.6										1.0
CAM			XX		0.1	2.5		10.6						0.6			4.4		18.2
CAN		0.8			XX	0.7		5.9	0.5	0.6	1.9	2.3	0.1				2.9		15.8
CHN						XX													0.0
CAS		0.0			1.0	1.4	XX	2.3	1.6	7.2	9.2		7.3				1.8		31.9
EEU						1.9		XX	0.1			0.5					3.8	0.0	6.3
IND								XX											0.0
JPN								1.8	XX										1.8
KOR									0.0	XX			1.4					0.0	1.4
MEA	1.7	3.6	3.8	3.6	16.9	71.5	0.9	21.4	44.5	37.6	25.2	XX	31.7		3.3		5.3	18.6	289.6
RAS						8.8		1.4	1.4	1.0		XX							12.6
RUS			2.2	0.1		9.4		18.0	13.9		0.1	2.0	XX	2.9		27.7	2.9	79.3	
SAF						0.3						XX							0.3
SAM		0.8		0.4	1.8	8.0		12.0			2.9	2.6		XX	5.5				34.0
USA				6.8	1.1	4.7		17.3	1.5				1.7		3.5	XX	0.4		36.9
XEU						0.4		0.1		0.0						XX			0.4
IMP	1.7	5.5	10.6	11.1	22.6	126.9	0.9	107.6	70.3	49.8	40.9	5.9	49.8	2.3	6.5	4.6	113.0	22.3	652.6

Fonte: elaboração própria

Tabela C.7: *Trade* de óleo leve cenário NPi1000_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X		2.5	0.3	1.8	12.3		9.5	2.9	2.9	4.6		4.7		0.4	1.1	54.2	0.3	97.4
AUS		X				1.7		0.5	0.3										2.4
BRA		X																	0.0
CAM			X		0.1	2.5		2.9									3.1		8.7
CAN				X		0.1		2.1		0.3							1.0		3.5
CHN					X														0.0
CAS					1.0	1.4	X			7.0	8.3		1.1						18.8
EEU						1.9		X								0.1	0.0		2.0
IND								X											0.0
JPN									X										0.0
KOR										X									0.0
MEA	2.8	3.8	3.1	13.9	66.8		7.6	8.5	32.9	17.3	X	20.7		1.7		4.7	15.0	198.9	
RAS						8.8		0.9				X							9.8
RUS						5.6		5.3					X			26.8			37.7
SAF						0.3							X						0.3
SAM						5.2		1.4						X		1.8			8.4
USA					5.8	0.4	4.7	5.8							3.1	X	0.4		20.2
XEU						0.4											X		0.4
IMP	0.0	2.8	6.3	9.2	17.1	111.6	0.0	36.0	11.7	43.2	30.2	0.0	26.5	0.0	2.1	4.2	91.8	15.7	408.3

Fonte: elaboração própria

Tabela C.8: *Trade* de óleo médio doce cenário NP1000_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X X	0.4	1.2			3.4		2.1		0.4							7.5		15.0
AUS		X X																	0.0
BRA			X X																0.0
CAM				X X													0.5		0.5
CAN		0.2			X X					0.5	0.2						1.9		2.8
CHN					X X														0.0
CAS						X X				0.1	0.2						1.8		7.9
EEU							X X			0.1			0.5				3.6		4.3
IND								X X											0.0
JPN									X X										0.0
KOR										0.0	X X								0.0
MEA											X X						0.6		1.5
RAS										0.7	1.0								1.7
RUS						0.9						0.1					0.9		1.9
SAF													X X						0.0
SAM						1.4											1.7		3.2
USA										0.1							0.4	X X	0.5
XEU											0.0							X X	0.0
IMP	0.0	0.6	1.2	0.0	0.0	5.7	0.0	2.1	1.6	1.8	0.0	0.6	6.7	0.0	0.0	0.4	18.5	0.0	39.2

Fonte: elaboração própria

Tabela C.9: *Trade* de óleo médio azedo cenário NP1000_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X X		1.0					3.5	0.2									4.6	
AUS		X X							0.1									0.1	
BRA			X X															0.0	
CAM				X X				1.6										1.6	
CAN					X X			2.3		0.1	1.9		0.1					4.4	
CHN						X X												0.0	
CAS							X X	2.3	1.5		0.9		0.4					5.1	
EEU								X X										0.0	
IND									X X									0.0	
JPN									1.8	X X								1.8	
KOR											X X		1.4					1.4	
MEA	1.7	0.8		0.4	3.1	4.7	0.9	10.9	36.0	4.7	7.8	X X	10.1		1.5		3.7	86.3	
RAS									0.6			X X						0.6	
RUS			2.2	0.1		2.9		12.3	13.9			2.0	X X	2.9			2.9	39.2	
SAF												X X						0.0	
SAM								3.7					X X					3.7	
USA				1.0	0.7			10.7	1.4				X X			X X		13.7	
XEU															X X			0.0	
IMP	1.7	0.8	3.2	1.5	3.8	7.6	0.9	47.3	55.4	4.8	10.6	0.0	14.0	0.0	4.4	0.0	0.0	6.6	162.7

Fonte: elaboração própria

Tabela C.10: *Trade* de óleo pesado cenário NP1000_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	XX					0.0		2.3	1.0										3.3
AUS		XX						0.3											0.3
BRA			XX					0.3	0.6										1.0
CAM				XX				6.0						0.6			0.8		7.4
CAN					XX			1.6											1.6
CHN						XX													0.0
CAS		0.0					XX	0.0	0.0		0.0								0.1
EEU								XX											0.0
IND									XX										0.0
JPN										XX									0.0
KOR											XX							0.0	0.0
MEA								2.9				XX							2.9
RAS								0.5	0.0				XX						0.5
RUS								0.4						XX					0.4
SAF															XX				0.0
SAM		0.8			1.4			6.9											9.1
USA								0.8						1.7					2.5
XEU								0.1										XX	0.1
IMP	0.0	0.8	0.0	0.0	1.4	0.0	0.0	22.2	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	2.3	0.0	0.0	0.8	0.0	29.2

Fonte: elaboração própria

Tabela C.11: *Trade* de óleo extrapesado cenário NPi1000_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X																	0.0	
AUS		X																0.0	
BRA			X															0.0	
CAM				X														0.0	
CAN		0.6				X	0.6					2.3						3.5	
CHN						X												0.0	
CAS							X											0.0	
EEU								X										0.0	
IND									X									0.0	
JPN										X								0.0	
KOR											X							0.0	
MEA												X						0.0	
RAS													X					0.0	
RUS														X				0.0	
SAF														X				0.0	
SAM				0.4	0.4	1.4						2.9	2.6				2.0	9.7	
USA																		0.0	
XEU																		0.0	
IMP	0.0	0.6	0.0	0.4	0.4	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2	2.6	0.0	0.0	0.0	2.0	0.0	13.2	

Fonte: elaboração própria

Tabela C.12: *Trade* de óleo total cenário NPi2100_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	XX	0.4	4.6	0.5	1.2	16.8		17.6	4.7	3.4	4.6		4.9		0.4	1.0	65.5	0.3	125.7
AUS		XX			0.7	1.5		0.8	0.1	0.4			0.1				0.1	3.7	
BRA			XX					0.3	0.6									1.0	
CAM				XX	0.1	3.2		10.6						0.3			4.8		19.1
CAN	0.7				XX	1.3		3.8	0.5	2.6	2.1	2.3					2.1		15.3
CHN						XX													0.0
CAS				0.9	3.2	XX	2.2	1.7	8.7	7.6			4.1				1.8		30.1
EEU					3.2		XX	0.1				0.5					3.4		7.3
IND								XX											0.0
JPN							0.3	0.6	XX	0.1									1.1
KOR									0.0	XX			1.5				0.0	1.5	
MEA	1.7	4.0	3.8	3.8	14.0	69.2	0.7	20.3	40.3	39.5	27.7	XX	35.2		3.3		5.3	19.8	288.6
RAS						8.3		1.2	2.2	1.1			XX						12.8
RUS				0.2	0.6	8.3		18.3	18.3	0.0		0.1	3.3	XX	2.4		24.0	4.6	80.1
SAF						0.3								XX					0.3
SAM		1.6	5.9	0.4	7.8	6.0		10.6				2.9	4.0		0.8	XX	6.8		46.8
USA				6.3	0.9	4.7		18.9	1.2					0.7		3.6	XX	0.4	36.6
XEU						0.9		0.1			0.0					0.0	XX	1.0	
IMP	1.7	6.6	14.3	11.1	26.1	126.9	0.7	105.1	70.3	55.7	42.0	5.8	53.2	1.0	6.8	4.6	113.7	25.1	670.9

Fonte: elaboração própria

Tabela C.13: *Trade* de óleo leve cenário NPi2100_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	XX		2.4	0.5	0.9	13.3		9.4	3.5	2.9	4.6		4.7		0.4	1.0	58.0	0.3	101.6
AUS		XX			0.7	1.5		0.5		0.4			0.1				0.1	3.3	
BRA			XX															0.0	
CAM				XX	0.1	2.2		2.9									4.4	9.7	
CAN					XX	0.6		0.9		2.2								3.7	
CHN						XX												0.0	
CAS					0.9	3.1	XX			8.5	6.9		0.1					19.5	
EEU						3.2		XX										3.2	
IND								XX										0.0	
JPN									XX									0.0	
KOR										XX								0.0	
MEA		2.9	3.8	3.0	10.4	64.5		7.6	7.8	35.5	19.7	XX	23.0		1.7		4.7	15.3	199.9
RAS						8.3		0.8		0.1			XX					9.2	
RUS					0.6	5.6		5.3		0.0			XX			23.1	0.0	34.7	
SAF						0.3							XX					0.3	
SAM						4.6							XX			1.8		6.4	
USA					5.8	0.2	4.7	5.8							3.2	XX	0.4	20.1	
XEU						0.9										XX		0.9	
IMP	0.0	2.9	6.2	9.3	13.8	113.0	0.0	33.1	11.4	49.6	31.2	0.0	27.9	0.0	2.1	4.2	91.9	16.0	412.4

Fonte: elaboração própria

Tabela C.14: *Trade* de óleo médio doce cenário NPi2100_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X X	0.4	1.2		0.3	3.5		2.1		0.5			0.2				7.5		15.7
AUS		X X																	0.0
BRA			X X																0.0
CAM				X X													0.5		0.5
CAN		0.2			X X					0.5	0.2						2.1		3.0
CHN					X X														0.0
CAS						X X			0.1	0.2			3.6				1.8		5.6
EEU							X X		0.1		0.5						3.4		4.0
IND								X X											0.0
JPN									X X										0.0
KOR										0.0	X X								0.0
MEA					0.5							X X	0.4				0.7		1.5
RAS									0.7	1.0			X X						1.7
RUS					0.2						0.1	0.9	X X				0.9		2.1
SAF													X X						0.0
SAM						0.9								X X		1.5			2.4
USA									0.1						0.4	X X			0.5
XEU										0.0					0.0	X X			0.0
IMP	0.0	0.6	1.2	0.7	1.2	3.5	0.0	2.1	1.6	1.9	0.0	0.6	5.1	0.0	0.0	0.4	18.2	0.0	37.0

Fonte: elaboração própria

Tabela C.15: *Trade* de óleo médio azedo cenário NPi2100_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X X		1.0					3.4	0.2									4.6	
AUS		X X								0.1								0.1	
BRA			X X															0.0	
CAM				X X				1.0										1.0	
CAN					X X			1.4		0.2	2.1							3.7	
CHN						X X												0.0	
CAS							X X	2.2	1.6		0.7		0.5					4.9	
EEU								X X										0.0	
IND									X X									0.0	
JPN								0.3	0.6	X X	0.1							1.1	
KOR											X X		1.5					1.5	
MEA	1.7	0.9		0.3	3.6	4.7	0.7	9.7	32.5	4.0	8.0	X X	11.9		1.6		4.5	84.0	
RAS									1.5			X X						1.5	
RUS						2.7		12.6	18.3			2.4	X X	2.4			4.6	42.9	
SAF												X X						0.0	
SAM								3.7					X X					3.7	
USA				0.5	0.7			10.7	1.1					X X				12.9	
XEU															X X			0.0	
IMP	1.7	0.9	1.0	0.7	4.3	7.4	0.7	45.1	55.8	4.2	10.8	0.0	16.2	0.0	4.0	0.0	9.1	161.9	

Fonte: elaboração própria

Tabela C.16: *Trade* de óleo pesado cenário NPi2100_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X X							2.8	1.0									3.7	
AUS		X X						0.3										0.3	
BRA		X X						0.3	0.6									1.0	
CAM			X X		1.0			6.7						0.3				8.0	
CAN				X X				1.6										1.6	
CHN						X X												0.0	
CAS						0.0	X X	0.0	0.0			0.0						0.1	
EEU								X X										0.0	
IND									X X									0.0	
JPN										X X								0.0	
KOR											X X						0.0	0.0	
MEA		0.2						2.9				X X						3.2	
RAS								0.5					X X					0.5	
RUS								0.4						X X				0.4	
SAF																		0.0	
SAM		0.9			0.2			6.9							0.7	X X		8.7	
USA								2.4						0.7		X X		3.1	
XEU						0.0		0.1									X X	0.1	
IMP	0.0	1.1	0.0	0.0	0.2	1.0	0.0	24.9	1.6	0.0	0.0	0.0	0.0	1.0	0.7	0.0	0.0	30.6	

Fonte: elaboração própria

Tabela C.17: *Trade* de óleo extrapesado cenário NPi2100_New (Gbbl)

FROM / TO	AFR	AUS	BRA	CAM	CAN	CHN	CAS	EEU	IND	JPN	KOR	MEA	RAS	RUS	SAF	SAM	USA	XEU	EXP
AFR	X																	0.0	
AUS		X																0.0	
BRA			X															0.0	
CAM				X														0.0	
CAN		0.5				X	0.6						2.3					3.4	
CHN						X												0.0	
CAS							X											0.0	
EEU								X										0.0	
IND									X									0.0	
JPN										X								0.0	
KOR											X							0.0	
MEA												X						0.0	
RAS													X					0.0	
RUS														X				0.0	
SAF														X				0.0	
SAM		0.6	5.9	0.4	6.7	1.4							2.9	4.0		0.1	3.6	25.7	
USA																		0.0	
XEU																	X	0.0	
IMP	0.0	1.1	5.9	0.4	6.7	2.0	0.0	0.0	0.0	0.0	5.2	4.0	0.0	0.1	0.0	3.6	0.0	29.1	

Fonte: elaboração própria