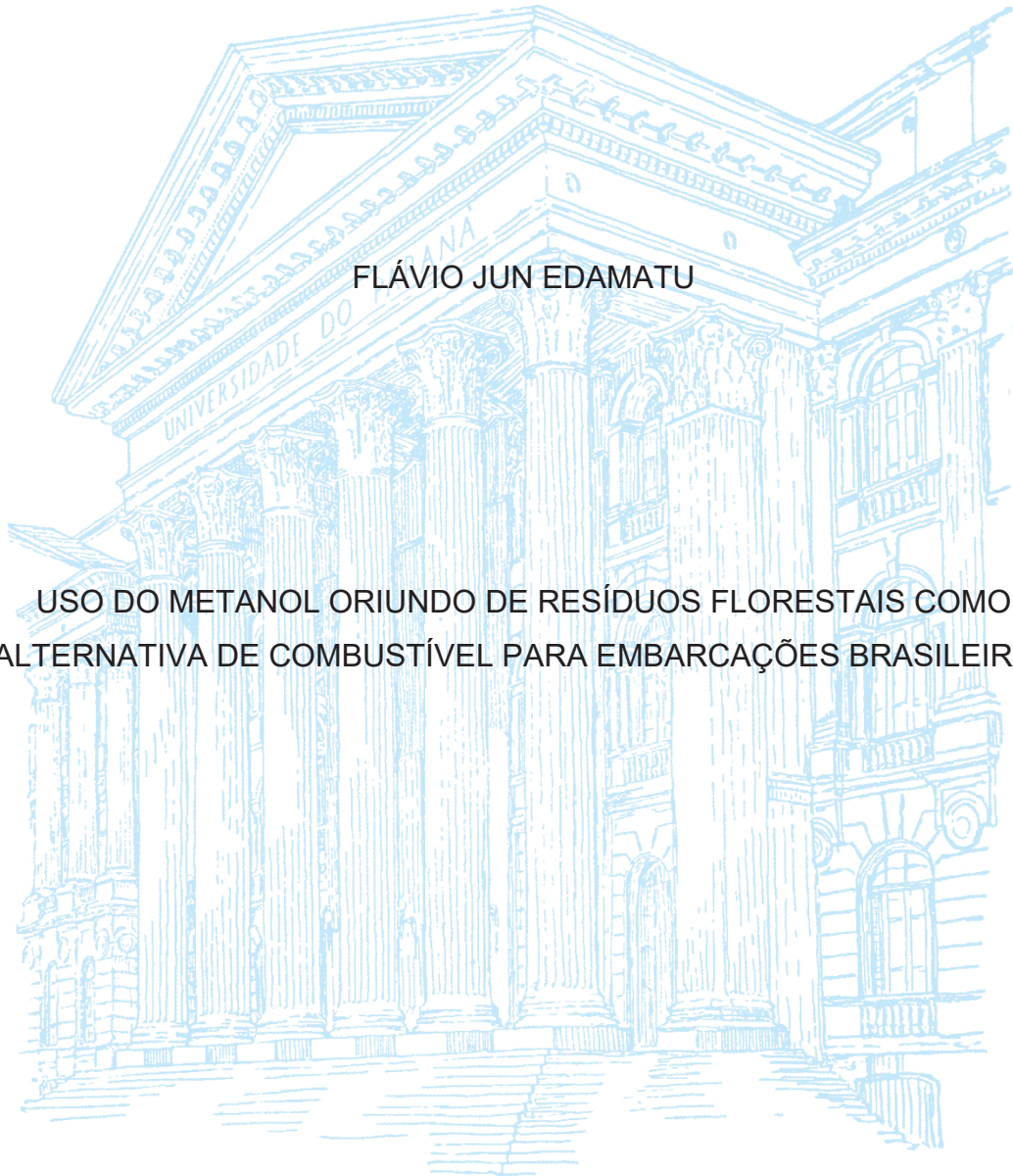


UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARANÁ

FLÁVIO JUN EDAMATU

USO DO METANOL ORIUNDO DE RESÍDUOS FLORESTAIS COMO
ALTERNATIVA DE COMBUSTÍVEL PARA EMBARCAÇÕES BRASILEIRAS



CURITIBA

2022

FLÁVIO JUN EDAMATU

USO DO METANOL ORIUNDO DE RESÍDUOS FLORESTAIS COMO
ALTERNATIVA DE COMBUSTÍVEL PARA EMBARCAÇÕES BRASILEIRAS

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Curso de Especialização em Projetos Sustentáveis e Inovações Ambientais, do Programa de Educação Continuada em Ciências Agrárias, da Universidade Federal do Paraná, como pré-requisito para obtenção do título de especialista.

Orientadora: Prof.(a) Msc. Elisa da Costa Guida

CURITIBA

2022

RESUMO

O transporte marítimo é essencial para o desenvolvimento e a prosperidade econômica das nações. Entretanto, como todas as demais atividades humanas, gera impactos ambientais e é responsável por emissões significativas de gases de efeito estufa. Está cada vez mais evidente a relação entre a emissão desses gases e as mudanças climáticas que estão ocorrendo no mundo. Reconhecendo este fato, comunidades científicas, acadêmicas e empresariais pesquisam possíveis soluções técnicas e operacionais para reduzir essas emissões. Dentre as rotas científicas estão os combustíveis marítimos alternativos. O objetivo deste estudo foi avaliar o metanol, obtido a partir de resíduos florestais, como combustível marítimo alternativo. O trabalho foi desenvolvido através de dados coletados na revisão de literatura, banco de dados e estatísticas de órgãos governamentais. O estudo concluiu que, sob condições favoráveis, até 8% das necessidades energéticas de combustíveis para o transporte aquaviário de carga e passageiros por vias interiores e por cabotagem, no Brasil, poderão ser atendidas por metanol oriundo de biomassa até 2030. Isso representaria uma demanda estimada de aproximadamente 558 milhões de litros de metanol. Nessa circunstância, a substituição dos combustíveis fósseis por metanol evitaria uma emissão de gases de efeito estufa superior a meio milhão de tCO₂e por ano. Entretanto, para que essa conjunção favorável ocorra, será necessário que seu custo de produção seja mais competitivo em relação aos demais combustíveis, bem como uma regulamentação mais rigorosa para acelerar a descarbonização do setor marítimo até 2040. Estimou-se, também, que, a partir do quantitativo de resíduos florestais projetado para 2030, há um potencial no país para a produção anual de metanol oriundo dessa matéria prima de aproximadamente 7,6 bilhões de litros, sendo, portanto, um volume substancialmente superior às necessidades estimadas.

Palavras-chave: metanol, combustíveis marítimos, transportes marítimos, biocombustíveis, gases de efeito estufa.

ABSTRACT

Maritime transportation is essential for the development and economic prosperity of nations. However, like all other human activities, it generates environmental impacts and is responsible for significant emissions of greenhouse gases. The relationship between the emission of these gases and the climate changes that are taking place in the world is increasingly evident. Recognizing this fact, scientific, academic, and business communities are researching possible technical and operational solutions to reduce these emissions. Among the scientific pathways are the alternative marine fuels. The aim of this study was to evaluate methanol, obtained from forest residues, as an alternative marine fuel. The work was developed through data collected in the literature review, database and statistics of government agencies. The study concluded that, under favorable conditions, up to 8% of fuel energy requirements for inland waterway and coastal shipping of cargo and passengers in Brazil could be met by methanol from biomass until 2030. This would represent a demand estimated at approximately 558 million liters of methanol. In this circumstance, replacing fossil fuels with methanol would avoid an emission of greenhouse gases in excess of half a million tons per year. However, for this favorable conjunction to occur, its production cost will need to be more competitive in relation to other fuels, as well as it will be indispensable a stricter regulation to accelerate the decarbonization of the maritime sector by 2040. Based on the quantity of forest residues projected for 2030, there is a potential in the country for the annual production of methanol from this raw material of approximately 7.6 billion liters, being, therefore, a volume substantially higher than the estimated needs.

Keywords: methanol, marine fuels, maritime transportation, biofuels, greenhouse gases.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1- Matéria-prima e rotas de produção de metanol renovável.....	20
Figura 2- Principais aspectos para escolha de um combustível.....	22
Figura 3- Emissões de GEE de combustíveis marítimos	24
Figura 4- Participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica	25
Figura 5- Comparação de emissões de NOx	26
Figura 6- Comparação de emissões de SOX.....	26
Figura 7- Matriz de combustíveis marítimos -2030-2050	29
Figura 8- ACV de GEE de combustíveis marítimos no Brasil.....	39
Figura 9 – Estimativa de PKM para 2030.....	46

LISTA DE TABELAS

Tabela 1- Comparação entre combustíveis marítimos alternativos.....	17
Tabela 2- Origem da energia elétrica por país	25
Tabela 3- Estimativa de quantitativo de resíduos de madeira no Brasil	31
Tabela 4- Natureza de carga e crescimento anual (2018-2060)	34
Tabela 5- PKM: 2015 a 2031.....	34
Tabela 6- Redução da intensidade energética anual para o modal aquaviário	35
Tabela 7- Dados de emissões de GEE para combustíveis marítimos.....	39
Tabela 8- Carga transportada por vias interiores, projeção para 2030.	41
Tabela 9- Carga transportada por cabotagem, projeção para 2030.....	43
Tabela 10- TKU para navegação por vias interiores, em 2030	45
Tabela 11–TKU para navegação de cabotagem, em 2030	45
Tabela 12- Intensidade energética em 2030	47
Tabela 13- Consumo de combustíveis convencionais até 2030.....	47
Tabela 14- Necessidades de ODM e OCM até 2030.	47
Tabela 15- Energia demandada pelo modal aquaviário até 2030	48
Tabela 16- Demanda projetada de biometanol até 2030.	48
Tabela 17- Potencial de produção de metanol a partir de resíduos, em 2030	49
Tabela 18-Potencial de redução de GEE, através de biometanol, até 2030	50
Tabela 19-Vantagens e limitações para adoção do metanol.....	50

LISTA DE SIGLAS

AB	—	Arqueação bruta
ACV	—	Avaliação do ciclo de vida
ANTAQ	—	Agência Nacional de Transportes Aquaviários
BGL	—	Biogás liquefeito
CTM	—	Centro de Tecnologia Mineral
DMA	—	Diesel marítimo do tipo A
DMB	—	Diesel marítimo tipo B
EEDI	—	<i>Energy efficiency design index</i>
EEOI	—	<i>Energy efficiency operational indicator</i>
EEXI	—	<i>Energy efficiency design index for existing ships</i>
EIA	—	<i>Energy Information Administration</i>
EPE	—	Empresa de Pesquisa Energética
GEE	—	Gases de efeito estufa
GNL	—	Gás natural liquefeito
HCFC	—	Hidroclorofluorcarbonetos
HFC	—	Hidrofluorcarbonetos
HFO	—	<i>Heavy fuel oil</i>
IBA	—	Indústria Brasileira de Árvores
IMO	—	<i>International Maritime Organization</i>
MAPA	—	Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento
MGO	—	<i>Marine gas oil</i>
MINFRA	—	Ministério da Infraestrutura
MME	—	Ministério de Minas e Energia
NOx	—	Óxidos de nitrogênio
OCM	—	Óleo combustível marítimo
ODM	—	Óleo diesel marítimo
PDE	—	Plano Decenal de Expansão de Energia
PKM	—	Passageiro-quilômetro
SEEMP	—	<i>Ship energy efficiency management plan</i>
SOx	—	Óxidos de enxofre
TKU	—	Tonelada quilômetro útil

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	9
2. OBJETIVOS	10
2.1 Objetivo geral	10
2.2 Objetivos específicos.....	10
3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA	11
3.1 Panorama geral do modal aquaviário.....	11
3.2 Combustíveis marítimos atualmente empregados.....	12
3.3 Regulamentações sobre emissões atmosféricas	13
3.4 Regulamentações futuras.....	16
3.5 Comparação entre combustíveis marítimos alternativos	16
3.6 Produção de metanol renovável	19
3.7 Considerações sobre a produção de metanol	21
3.7.1 Aspectos técnicos.....	22
3.7.2 Aspectos ambientais	23
3.7.3 Aspectos econômicos.....	27
3.7.4 Aspectos logísticos.....	28
4. METODOLOGIA	32
4.1 Projeção de demanda de combustíveis convencionais	32
4.1.1 Projeção de tonelada quilômetro útil transportada, em 2030.....	32
4.1.2 Projeção de passageiro quilômetro útil transportado, em 2030.....	34
4.1.3 Projeção de consumo de combustíveis em 2030	35
4.2 Projeção da demanda e potencial de produção do metanol em 2030.....	37
4.2.1 Projeção de potencial de produção de metanol em 2030.....	37
4.2.2 Projeção de metanol requerido até 2030.....	37
4.3 Projeção de redução de gases de efeito estufa em 2030.....	38
5. RESULTADOS E DISCUSSÕES	41
5.1 Estimativa da demanda de combustíveis marítimos.....	41
5.1.1 Estimativa de carga transportada por vias interiores e por cabotagem	41
5.1.2 Estimativa do índice tonelada-quilômetro (TKU)	44
5.1.3 Estimativa de passageiros por quilômetro (PKM).....	46
5.1.4 Estimativa de consumo de combustíveis até 2030	46

5.2	Estimativa da demanda e potencial de produção do metanol	48
5.2.1	Estimativa de metanol requerido em 2030	48
5.2.2	Estimativa do potencial de produção de metanol	48
5.3	Estimativa de redução de gases de efeito estufa até 2030	49
5.4	Fatores favoráveis e limitantes para o uso do metanol	50
6.	CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES	53
	REFERÊNCIAS.....	55

1. INTRODUÇÃO

Segundo a Organização Marítima Internacional (*International Maritime Organization*- IMO), o setor marítimo é responsável pelo transporte, em volume, de 90% das cargas internacionais, contribuindo para o desenvolvimento e prosperidade econômica das nações. Entretanto, como todas as demais atividades humanas, ele gera impactos ambientais e foi o responsável, no período entre 2007 e 2012, pelo lançamento médio anual de gases de efeito estufa (GEE) equivalentes a 1,1 GtCO_{2e}, o que correspondeu a cerca de 2,8% das emissões globais desses gases (IMO, 2015).

Reconhecendo a magnitude dos impactos das mudanças climáticas e a importância de uma ação mundial para lidar com a questão, a IMO estabeleceu a meta de atingir, em 2050, uma redução de 50% na emissão de GEE no transporte marítimo internacional, relativos aos níveis de 2008 (IMO, 2019). Atualmente são pesquisadas possíveis soluções técnicas e operacionais para, em conjunto, atingir esta meta. Dentre as rotas científicas estão os combustíveis alternativos. Os maiores desafios para a escolha dos novos combustíveis estão relacionados aos seus impactos ambientais, ao seu custo, aos aspectos técnicos relacionados à segurança de equipamentos, instalações e manuseio, e aos aspectos logísticos, principalmente relacionados à disponibilidade de matéria-prima necessária à produção de combustíveis em quantidade suficiente para atender ao transporte marítimo. Entre os possíveis candidatos está o metanol produzido por biomassa (DNV-GL, 2019a).

Devido à grande extensão de área agriculturável e florestas, o Brasil possui um significativo potencial de produção de resíduos (WELFLE, 2017). Em especial, os resíduos florestais se mostram bastante adequados à produção de metanol (EICHLER *et al.*, 2015).

Apesar da relevância do assunto e da experiência brasileira com a produção de biocombustíveis, há poucos estudos relacionados a combustíveis marítimos alternativos no Brasil e, principalmente, sobre metanol produzido por biomassa para esta finalidade. Caso se comprove a viabilidade desta alternativa, isso representaria benefícios ao meio ambiente e à sociedade.

2. OBJETIVOS

2.1 OBJETIVO GERAL

Avaliar o potencial do metanol, obtido a partir de resíduos florestais, como combustível marítimo alternativo para embarcações brasileiras, e estimar as reduções de emissões de GEE até 2030, caso venha a ser adotado como substituto de combustíveis de origem fóssil.

2.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1) Estimar a demanda energética de combustível requerida pelas embarcações operando no modal de transporte aquaviário por vias interiores e por cabotagem até 2030;

2) Estimar a demanda e o potencial para a produção de metanol gerado a partir de resíduos florestais até 2030;

3) Estimar a parcela da demanda energética de combustíveis fósseis que poderia ser substituída por metanol oriundo de resíduos florestais até 2030, bem como quantificar a correspondente redução na emissão de GEE, e;

4) Avaliar os fatores favoráveis e limitantes para a adoção do metanol como combustível marítimo alternativo até 2030.

3. REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Para o entendimento do metanol como potencial combustível para embarcações marítimas, buscou-se compreender o contexto atual do modal aquaviário e os combustíveis atualmente empregados para, posteriormente, comparar e conceituar os combustíveis alternativos e, mais especificamente, o caso do metanol.

3.1 PANORAMA GERAL DO MODAL AQUAVIÁRIO

Segundo dados da Agência Nacional de Transportes Aquaviários (ANTAQ), o Brasil possui um litoral com aproximadamente 7.400 km e uma extensão navegável em rios com aproximadamente 21.000 km (EPL, 2020; TERRA, 2015). Em relação aos rios, somente uma fração das vias pode ser utilizada econômica e comercialmente, uma vez que grande parte das vias necessitam de intervenções para se tornarem navegáveis. A maior concentração de vias navegáveis localiza-se na Bacia Amazônica, de modo que rios como Madeira, Negro, Solimões, Amazonas, Juruá, Trombetas, Xingu, entre outros, representam mais de 17.000 km dos 21.000 km de trechos economicamente navegáveis para o transporte de cargas e pessoas (MINFRA, 2020b).

O modal de transporte aquaviário no Brasil pode ser dividido em três categorias principais, que são definidas conforme a legislação vigente (BRASIL, 1997, 2004):

- navegação interior: é a realizada entre portos brasileiros usando exclusivamente as vias interiores, assim considerados rios, lagos, canais, lagoas, baías, angras, enseadas e áreas marítimas consideradas abrigadas;
- navegação de cabotagem: é a realizada entre portos brasileiros, utilizando exclusivamente a via marítima ou a via marítima e as vias interiores;
- navegação de longo curso: é a realizada entre portos brasileiros e portos estrangeiros.

O modal aquaviário apresenta vantagens significativas em relação aos outros devido à redução de custos logísticos em função do menor gasto energético

por tonelada de carga transportada e que envolvem, predominantemente, o transporte de granéis sólidos e líquidos, carga geral e containerizada. (TERRA, 2015).

Para avaliar a produtividade do transporte de cargas são empregados dois indicadores: a tonelada útil transportada (t) e a tonelada por quilômetro útil (TKU), que é definida como a tonelada útil transportada multiplicada pela quilometragem percorrida (ANTAQ, 2020). Do mesmo modo, para avaliar a demanda do transporte de passageiros é adotado o indicador de passageiros-quilômetro (PKM) que representa o número de quilômetros viajados por uma pessoa, num determinado período de tempo, usando um certo meio de transporte (TERRA, 2015).

Esses indicadores são muito empregados para avaliar o desempenho do transporte aquaviário ou para compará-los a outros modos de transporte, sendo úteis para o planejamento, acompanhamento do crescimento e da evolução do setor aquaviário, bem como para execução da fiscalização dessa atividade (ANTAQ, 2011, 2020).

Entretanto, apesar de suas vantagens, o modal aquaviário teve uma participação estimada de 1,7%, no transporte de passageiros, e de 11% no transporte de cargas, em TKU, para o ano de 2018, ficando atrás do modal de transporte rodoviário (66%) e ferroviário (18%) (ANTAQ, 2020; MINFRA, 2020b).

3.2 COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS ATUALMENTE EMPREGADOS

Os combustíveis marítimos podem ser classificados em duas categorias principais: óleos residuais, normalmente conhecidos como óleos combustíveis marítimos (OCM) ou *bunker*, que contêm frações pesadas da destilação e os óleos destilados, que contêm as frações leves do processo de refino (gasóleos atmosféricos principalmente) que são chamados de óleo diesel marítimo (ODM) , ou *marine gasoil* (MGO) (BR, 2019).

No Brasil, tanto o OCM como o ODM podem ser fornecidos segundo diferentes especificações técnicas que são estabelecidas pela Agência Nacional de Petróleo (ANP). No caso do OCM as principais variações são relacionadas à viscosidade cinemática para atender motores com diferentes capacidades de pré-aquecimento do combustível na instalação. No caso do ODM, eles são subdivididos

em óleo diesel marítimo do tipo A (DMA), que é um combustível destilado médio, e óleo diesel marítimo do tipo B (DMB) que é um combustível predominantemente composto de destilados médios, podendo conter pequenas quantidades de óleos residuais (ANP, 2010).

O OCM é usado em sistemas de propulsão principal de navios de grande porte, como aqueles empregados no transporte de carga por cabotagem. O ODM é usado em sistemas auxiliares (geradores de energia ou de emergência) de navios de grande porte e, também, na propulsão de embarcações de médio e pequeno porte, como aquelas empregadas para transporte de carga e de passageiros por vias interiores (BR, 2019; TERRA, 2015).

No exterior, o óleo combustível residual número 6 ou bunker C é o tipo mais comum, por isso é frequentemente usado como sinônimo para óleo bunker, sendo conhecido também como óleo combustível pesado (*heavy fuel oil* - HFO) (1 WORLD ENERGY CORPORATION, 2020). Segundo definição da IMO, HFO é um OCM que possui uma densidade a 15°C maior do que 900kg/m³, ou uma viscosidade cinemática a 50°C maior do que 180 mm²/s (IMO, 2020a).

3.3 REGULAMENTAÇÕES SOBRE EMISSÕES ATMOSFÉRICAS

Gradativamente, o setor de transportes aquaviários está se adaptando, sem comprometer a sua viabilidade econômica, para atender aos requisitos ambientais regionais e locais cada vez mais rigorosos. Assim, tem passado a considerar em seu planejamento a longo prazo a regulamentação sobre mudanças climáticas, em elaboração pela IMO (DNV-GL, 2019b).

Em 1997, a IMO realizou em Londres a conferência internacional sobre poluição atmosférica por navios, na qual foi adotado um protocolo para adicionar o Anexo VI à Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (MARPOL 73/78). O anexo VI, intitulado “Regras para a Prevenção da Poluição do Ar por Navios”, entrou em vigor em 19 de maio de 2005. No texto, foram introduzidas regras objetivas para limitar a quantidade de poluentes emitidos pelas embarcações, em especial os que representam maior risco para a saúde humana e o ambiente marinho, como os óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x) e material particulado. Atualmente, este anexo possui 87 ratificações. O

Brasil ratificou o Anexo VI em 23 de fevereiro de 2010, depositando o respectivo instrumento de aceitação junto à IMO (ZANELLA, 2018).

A nível global, o limite de SOx nos combustíveis marítimos foi reduzido para 0,5 % em 2020 (IMO, 2008; DNV-GL, 2016). Quanto ao limite para NOx, a IMO estabelece limites para a emissão desses poluentes em motores marítimos com potência superior a 130 kW, que variam em função do ano de construção da embarcação e da rotação do motor (IMO, 2008; DNV-GL, 2016).

Já no que diz respeito às reduções de GEE, foram proibidos equipamentos que contenham hidroclorofluorcarbonetos (HCFC) e hidrofluorcarbonetos (HFC) (IMO, 2008). Além disso, a IMO tornou mandatória, a partir de 2013, a adoção do Índice de Eficiência Energética de Projeto (*Energy Efficiency Design Index- EEDI*) para novos navios; e a elaboração do Plano de Gestão de Eficiência Energética (*Ship Energy Efficiency Management Plan -SEEMP*) para todos os navios (IMO, 2011; DNV-GL, 2016).

O EEDI é um índice técnico que visa promover a eficiência energética em equipamentos e motores de navios. Ela estabelece um mínimo de eficiência energética por quantidade de carga transportada e distância percorrida, sendo usualmente adotada a unidade de gramas de dióxido de carbono (CO₂) por tonelada de carga/milha náutica (MN) (IMO, 2019). A emissão de CO₂ tem relação direta com a queima de combustíveis fósseis e por isso é adotada como parâmetro:

$$EEDI = \frac{gCO_2}{t \cdot MN}$$

A taxa de redução, estabelecida para navios construídos a partir de 2025, obriga que estes tenham uma EEDI ao menos 30% menor que a média deste índice calculada para navios construídos no período entre 2000 e 2010. Em outras palavras, a emissão de GEE por unidade de carga/distância deverá ser 30 % menor, em relação ao período de 2000 e 2010, para cada tipo de navio considerado. O EEDI é um mecanismo baseado em performance, não-prescritivo, uma vez que deixa sob responsabilidade dos projetistas e fabricantes os meios pelos quais o índice será atendido (IMO, 2019).

As regras estipuladas pela IMO para controle de emissões atmosféricas visam principalmente embarcações com arqueação bruta¹ (AB) superior a 400 (AB > 400) que realizam viagens internacionais. Entretanto, para as embarcações com AB > 400 que operam exclusivamente em navegação costeira (cabotagem) e águas interiores de um determinado estado, há possibilidade para a adoção de regras alternativas estabelecidas pelas autoridades do próprio país, desde que estas sejam compatíveis e equivalentes, na medida do possível, às regras estabelecidas pela IMO (IMO, 2008).

No Brasil, as Normas da Autoridade Marítima para navegação em mar aberto (NORMAN-01) e as Normas da Autoridade Marítima empregadas na navegação interior (NORMAN-02) são documentos elaborados pela Diretoria de Portos e Costas (DPC) que definem a regularização das embarcações que operam comercialmente no transporte aquaviário. A NORMAN 01 estabelece que “todas as embarcações que operam no meio ambiente marinho deverão cumprir integralmente os requisitos da Convenção Internacional para a Prevenção da Poluição por Navios (MARPOL-73/78) e suas emendas em vigor, conforme aplicável”. Entretanto, a NORMAN 02 não é explícita em relação à Convenção (DPC, 2020a, b).

Além disso, foi autorizado no país, através da resolução ANP 58/2011, o uso experimental de frações de biodiesel no óleo diesel marítimo, testando-se o óleo diesel marítimo A2 (DMA2) e óleo diesel marítimo B2 (DMB2) (ANP, 2011). Até o momento, o uso do biodiesel na mistura com ODM não é obrigatório.

Para se adequar às regras da IMO, a ANP publicou a resolução nº 789/2019, que entrou em vigor em 1º de janeiro de 2020, reduzindo o limite máximo do teor de enxofre no OCM para 0,5% (em massa) nas embarcações que não dispuserem de sistema de limpeza de gases de escape (*scrubbers*). Para os navios dotados de *scrubbers*, o limite sobe para 3,5% (em massa) de teor de enxofre (ANP, 2019).

¹ Arqueação Bruta (AB) é a expressão do tamanho total de uma embarcação, determinada de acordo com a Convenção Internacional de Arqueação (1969), sendo função do volume de todos os espaços fechados da embarcação. A Arqueação Bruta é um parâmetro adimensional. É também denominada tonelagem bruta. Termo em inglês: gross tonnage (GT).

3.4 REGULAMENTAÇÕES FUTURAS

Embora o Acordo de Paris² não inclua o setor marítimo internacional, a IMO, como órgão regulador do setor, está compromissada em reduzir as emissões de GEE e, assim, estabeleceu metas de longo prazo a serem cumpridas em 2050 (ANDERSSON; SALAZAR, 2015). A estratégia principal envolve as limitações das emissões de GEE por unidade de trabalho de transporte, ou, em outras palavras, as limitações de emissões de GEE por tonelada de carga transportada por milha náutica percorrida. Espera-se que seja atingida uma redução média de 40 % deste índice, em 2030, comparada aos índices do setor marítimo em 2008. Adicionalmente, serão feitos esforços para que seja atingida uma redução de 70% deste índice em 2050. Paralelamente, a IMO estabeleceu a meta de reduzir em 50% a emissão de GEE do setor marítimo mundial em 2050, comparado aos níveis de 2008³ (IMO, 2019).

A IMO realizou uma sessão entre os dias 16 e 20 de novembro de 2020 (MEPC 75), onde foram apresentadas propostas para novas regulamentações mandatórias para reduzir a intensidade de carbono de navios existentes, tanto através de medidas técnicas (relacionadas à modernização de navios e seus equipamentos) bem como através de medidas operacionais. Foram aprovadas na sessão entre os dias 10 e 17 de junho de 2021 (MEPC 76), e entrarão em vigor a partir de 2023 (IMO, 2020a). As propostas incluem a criação de um novo índice técnico denominado Índice de Eficiência Energética de Navios Existentes (*Energy Efficiency Existing Ship Index -EEXI*), e de um novo índice operacional denominado Indicador de Intensidade de Carbono Operacional (*Operational Carbon Intensity Indicator- CII*) (IMO, 2020a).

3.5 COMPARAÇÃO ENTRE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS ALTERNATIVOS

Em seu relatório sobre a transição energética do setor marítimo em 2050, a DNV-GL (2020) comparou 16 tipos de combustíveis e 10 tecnologias de emprego

² Firmado em 2015, na 21ª Conferência das Partes, em Paris, é o novo marco global climático que pretende limitar o aumento da temperatura em 1,5°C e evitar que ultrapasse 2° C até o final deste século, em relação aos níveis pré-industriais.

³ Os níveis de emissão de CO₂e para 2008 foram definidos pelo Terceiro Estudo de GEE da IMO, em 2014 (IMO, 2015, p. 56–58)

de combustíveis num total de 30 cenários. Ela avaliou três possibilidades futuras: a primeira em que não haveria uma política ambiciosa de descarbonização do setor marítimo, a segunda em que a atual meta da IMO para 2050 foi considerada e, por fim, a possibilidade de que uma meta mais ambiciosa de descarbonização seria adotada, supondo que 100% dos combustíveis marítimos seriam provenientes de fontes renováveis e sustentáveis em 2040. Entre as principais conclusões do relatório, o documento cita, embora haja margem para incertezas, a amônia⁴ e o biometanol, obtido a partir de biomassa, como os combustíveis marítimos mais promissores a longo prazo. Ainda que a amônia e o biometanol sejam consideradas as opções dominantes na matriz de combustíveis marítimos em 2050, espera-se uma parcela significativa de combustíveis alternativos como o biometano líquido (bio-GNL), o biodiesel, o eletrometano (e-GNL) e o eletrodiesel (DNV-GL, 2020).

Segundo avaliação conduzida por Carvalho et al. (2020), considerando critérios técnicos, econômicos e ambientais, que incluíram disponibilidade, aplicabilidade, maturidade tecnológica, densidade energética, custo nivelado, segurança no manuseio e operação com o combustível, normatização, sustentabilidade global e sustentabilidade local, as alternativas para combustível marítimo mais promissoras são o diesel de Fischer-Tropsch (FT), os óleos vegetais diretos (*straight vegetable oil - SVO*) e hidrotratados (*hydrotreated vegetable oil-HVO*), o biometanol e o eletrodiesel.

A Tabela 1 sintetiza uma comparação entre algumas das principais alternativas aos combustíveis marítimos fósseis atualmente empregados.

Tabela 1- Comparação entre combustíveis marítimos alternativos.

Combustível	Vantagens	Limitações	Referência(s)
Amônia	- Grande potencial para a redução de emissões atmosféricas.	- Tecnologia de produção não é considerada suficientemente madura; - Custo de produção elevado; - Baixa densidade energética; - Corrosiva e altamente tóxica.	(CARVALHO <i>et al.</i> , 2020; DNV-GL, 2019b);

⁴ Obtida tanto por meio de H₂, produzido por meio de energia elétrica renovável, como também por meio de reforma do gás natural com captura e armazenamento de carbono (CCS) (DNV-GL, 2020).

Combustível	Vantagens	Limitações	Referência(s)
Bio-GNL / e-GNL ⁵	<ul style="list-style-type: none"> -A tecnologia para produção de bio-GNL é considerada muito madura e desenvolvida; -Grande potencial para redução de emissões atmosféricas; -Pode ser produzido a partir de diversos resíduos e efluentes, reduzindo seus passivos ambientais; -Podem ser misturados ao GNL de origem fóssil, para serem empregados como combustíveis <i>drop-in</i>⁶ em navios que já utilizam este combustível. 	<ul style="list-style-type: none"> - Baixa densidade energética em relação aos demais combustíveis marítimos fósseis; - Falta de infraestrutura de abastecimento com GNL; - O e-GNL apresenta elevados custos para sua produção e necessita de amadurecimento tecnológico. 	(CARVALHO <i>et al.</i> , 2020; KAILA; BEUMER, 2020; SEA-LNG, 2021);
Diesel FT	Pode produzir hidrocarbonetos sob medida, o que permite uma grande compatibilidade com os motores marítimos existentes.	<ul style="list-style-type: none"> -Tecnologia emergente, não disponível em escala comercial; -Alto custo de produção. 	(CARVALHO <i>et al.</i> , 2020; ZHOU <i>et al.</i> , 2020)
Eletrodiesel	<ul style="list-style-type: none"> -Grande densidade de energia; -Compatibilidade com os motores e com a infraestrutura existente; -Segurança; -Emissões atmosféricas muito baixas ou quase nulas. 	<ul style="list-style-type: none"> - Elevados custos de produção; - Dificuldades técnicas para produção em escala comercial. 	(CARVALHO <i>et al.</i> , 2020)
SVO	- Maturidade tecnológica	<ul style="list-style-type: none"> - Pouco interesse industrial porque é compatível apenas em motores de grande porte; -Devido à sua alta viscosidade, reduz a vida útil do motor⁷ 	(AN; NAM; UY, 2015; CARVALHO <i>et al.</i> , 2020; ZHOU <i>et al.</i> , 2020)

⁵ O bio-GNL e o e-GNL são quimicamente idênticos e possuem propriedades semelhantes ao gás natural liquefeito (GNL) e, para efeitos práticos, podem ser considerados como idênticos (CARVALHO *et al.*, 2020). O bio-GNL é obtido a partir da purificação do biogás gerado por biomassa e posterior liquefação (KAILA; BEUMER, 2020). O e-GNL é obtido a partir de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS) ou da captura direta de ar (DAC).

⁶ Combustíveis *drop-in* são aqueles que exigem baixa ou, em alguns casos, nula necessidade de adaptação de logística, abastecimento e sistemas do navio para uso dos combustíveis (CARVALHO *et al.*, 2020, p. 5).

⁷ O SVO não deve ser empregado diretamente em motores diesel marítimos, mas misturado em pequenas frações aos combustíveis usualmente empregados (AN; NAM; UY, 2015).

Combustível	Vantagens	Limitações	Referência(s)
		<ul style="list-style-type: none"> - Preocupações com sustentabilidade ambiental, especialmente quando produzido a partir de oleaginosas como soja e palma; - Competição com a demanda dos óleos vegetais na indústria alimentícia. 	
HVO ⁸	<ul style="list-style-type: none"> - Possibilidade de usar matéria prima como resíduos oleosos, gorduras animais ou sementes oleosas não comestíveis sem gerar subprodutos na reação; - Emissão até 40% menor de materiais particulados; - Pode empregar a infraestrutura já existente para a produção de combustíveis fósseis, o que poderia baratear seu custo de investimento inicial. 	<ul style="list-style-type: none"> - Similarmente ao SVO, há preocupações quanto à sustentabilidade ambiental. 	(CARVALHO <i>et al.</i> , 2020; CREMONEZ; TELEKEN; MEIER, 2021).

FONTE: o Autor (2021)

3.6 PRODUÇÃO DE METANOL RENOVÁVEL

Atualmente, a maior parte do metanol é produzido a partir da conversão catalítica do gás de síntese (CO₂ e H₂) obtido a partir da reforma do gás natural ou gaseificação do carvão (SVANBERG *et al.*, 2018). O metanol, como combustível em transportes, é apenas empregado em larga escala na China, onde há carros que são movidos com metanol produzido a partir de carvão, que é altamente poluente (DNV-GL, 2016). Entretanto é possível produzir metanol a partir de várias fontes de matéria prima renovável que incluem: resíduos de origem animal, florestais, de agricultura, de pesca, resíduos de esgotos domésticos e industriais, e

⁸ O HVO, também conhecido como diesel verde, é um fluido parafínico derivado de gorduras animais e óleos vegetais, através do processo de hidrogenação, produzindo um hidrocarboneto com 12 a 18 carbonos, com grande estabilidade química, de tamanho similar ao do óleo diesel fóssil (CREMONEZ; TELEKEN; MEIER, 2021).

cultivos comerciais em terra e no mar (SHAMSUL *et al.*, 2014). É possível, também, produzir metanol a partir de CO₂ e H₂ obtido via eletrólise (SVANBERG *et al.*, 2018).

Quanto às rotas de produção, o metanol renovável pode ser obtido através da pirólise, da gaseificação, da biossíntese, da eletrólise e de processos foto-eletriquímicos (SHAMSUL *et al.*, 2014). O rendimento do processo de gaseificação é maior do que o do processo de pirólise resultando em maior quantitativo de metanol produzido. É possível obter metanol através dos processos de biossíntese, eletrólise e foto-eletriquímicos em laboratório, mas há necessidade de maiores desenvolvimentos para produção em escala industrial (SHAMSUL *et al.*, 2014).

Algumas fontes de matéria prima e rotas de produção para geração de metanol renovável são apresentadas de modo esquematizado na Figura 1.

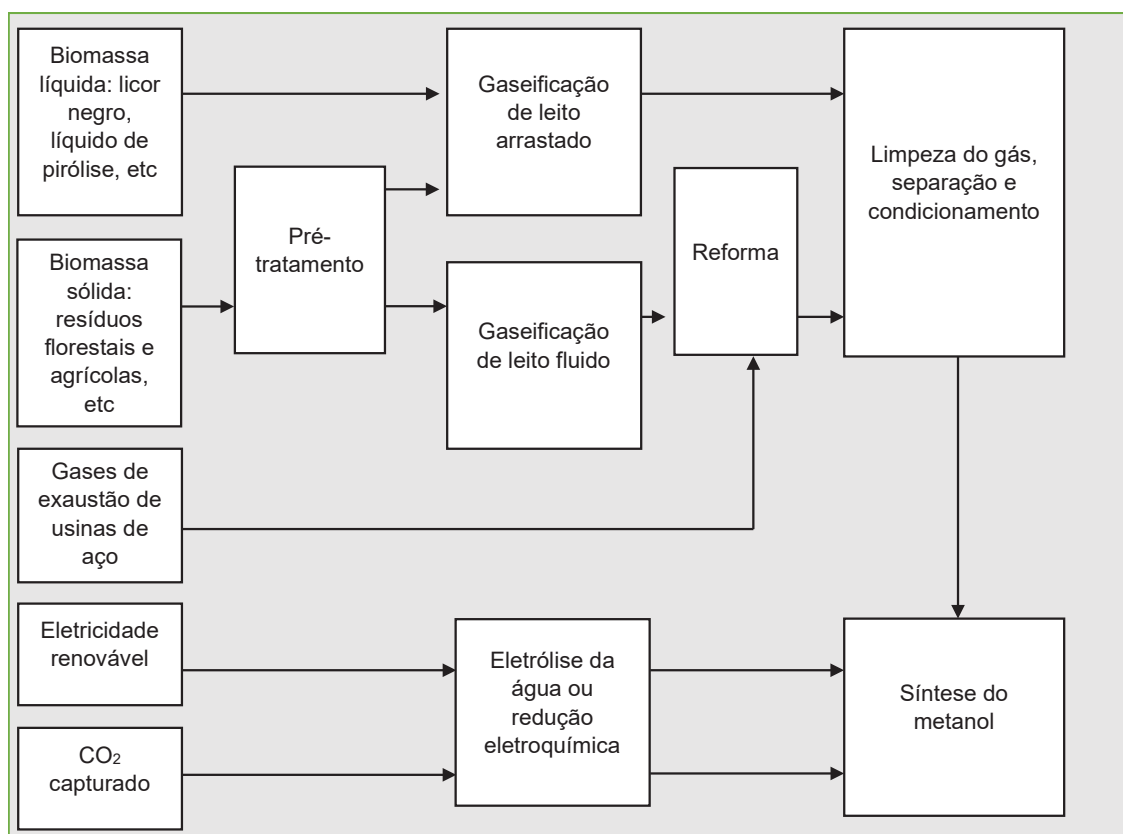


Figura 1- Matéria-prima e rotas de produção de metanol renovável.
FONTE: Svanberg *et al.*(2018, p. 1220), adaptado pelo Autor (2021).

Os processos de gaseificação em leito fluido, utilizando briquetes ou lascas de madeira, são tecnologias viáveis e estão prontas para expansão em escala comercial (SVANBERG *et al.*, 2018). O processo de gaseificação em leito arrastado é uma tecnologia em testes, que é considerada muito adequada para

resíduos líquidos ou pastosos, como o licor negro, subproduto da produção de celulose, gerando um gás de síntese de alta qualidade, adequado à produção de metanol. O processo de gaseificação é energeticamente eficiente devido ao efeito catalítico dos álcalis presentes em altas concentrações no licor negro. Essa produtividade pode ser aumentada se os líquidos de pirólise forem misturados ao licor negro (SVANBERG *et al.*, 2018).

Lundgren *et al.*(2013) avaliaram a possibilidade do aproveitamento de emissões gasosas de uma indústria siderúrgica na produção de metanol a partir de biomassa. Concluíram que a adição de gases derivados da queima de carvão aos gases de síntese do processo de gaseificação de biomassa resultou em benefícios econômicos, ambientais e melhoria da eficiência energética.

O metanol renovável pode ser produzido pela síntese catalítica de CO₂ e H₂ produzido por eletrólise. Na Islândia, há produção de metanol em escala comercial a partir de CO₂ emitido por usinas geotérmicas e hidrogênio produzido por eletricidade gerada por usinas hidrelétricas ou geotérmicas (SVANBERG *et al.*, 2018).

Foi demonstrado também que, para uma dada biomassa, a produção de metanol pode ser aumentada significativamente caso seja adicionado H₂, no processo de gaseificação, ao gás de síntese (SVANBERG *et al.*, 2018).

3.7 CONSIDERAÇÕES SOBRE A PRODUÇÃO DE METANOL

Segundo Svanberg *et al.* (2018), os principais critérios que devem ser considerados para avaliar o potencial de um combustível marítimo alternativo são os aspectos técnicos, ambientais, econômicos e de logística, sumarizados na Figura 2.

Técnicos	Ambientais	Econômicos	Logísticos
Maturidade tecnológica Sistemas de distribuição e armazenamento de combustíveis a bordo Risco e segurança	Conformidade ambiental Questões não regulatórias	Custo de investimento Custo operacional	Infraestrutura de abastecimento Disponibilidade Demanda

Figura 2- Principais aspectos para escolha de um combustível
FONTE: Svanberg et al.(2018, p. 1222), modificado pelo Autor (2021).

3.7.1 Aspectos técnicos

A tecnologia para emprego de metanol em motores pesados, de baixa rotação e dois tempos em grandes navios apresenta boa performance e já é considerada madura. Em embarcações menores, com motores de alta rotação, o metanol ainda está sendo testado em protótipos e necessita de mais pesquisas para que os motores possam ser produzidos (ou convertidos) comercialmente, para o emprego do metanol (ELLIS, 2019).

Uma desvantagem técnica do metanol é que devido sua densidade energética (energia por unidade de volume) ser menor que a de combustíveis fósseis, a embarcação necessita de um volume de armazenamento de combustível 2,5 vezes maior para manter o mesmo raio de ação (DNV-GL, 2019b). Caso seja mantido o mesmo volume de combustível, o raio de ação de embarcações operando com metanol seria aproximadamente a metade daquelas operando com o combustível convencional.

O metanol exige uma série de cuidados em seu manuseio. Uma das principais preocupações quanto ao emprego de metanol como combustível marítimo é seu baixo ponto de ignição, de apenas 12 graus Celsius. Outra preocupação é quanto à sua toxicidade, com riscos nos casos de ingestão, inalação de vapores ou ainda contato com a substância (DNV-GL, 2016; ELLIS, 2019). Por isso, a IMO trabalha na atualização do Código Internacional de Segurança para Navios Usando Gases ou Outros Combustíveis com Baixo Ponto de Ignição

(International Code of Safety for Ship Using Gases or Other Low-flashpoint Fuels-IGF Code), para permitir o emprego do metanol a bordo de navios.

Recentemente, a IMO aprovou regras interinas de segurança para o arranjo e a instalação de máquinas, equipamentos e sistemas para os navios operando com combustível álcool metil/etil, a fim de minimizar riscos aos navios, à sua tripulação e ao meio ambiente (IMO, 2020b).

3.7.2 Aspectos ambientais

O estudo conduzido pela DNV-GL (2016) comparou as emissões de GEE, NO_x e SO_x de combustíveis marítimos de origem fóssil (HFO e MGO), metanol produzido a partir de gás natural e oriundo de fontes renováveis de biomassa. Entre as principais conclusões do relatório destaca-se que, caso a produção de metanol a partir de biomassa seja realizada através do emprego de uma matriz energética limpa com grande participação de fontes de energia renováveis, suas emissões de GEE ao longo do ciclo de vida poderiam ser menores que metade daquelas resultantes de combustíveis de origem fóssil.

Além da redução na emissão de GEE, a combustão do metanol resulta em reduções significativas de emissões de SO_x, NO_x e nenhuma emissão de material particulado comparado aos combustíveis fósseis (DNV-GL, 2016).

As emissões de GEE durante o ciclo de vida do metanol são dependentes da origem da matéria prima e seu processo de conversão. No caso de obtenção de metanol a partir de resíduos florestais, através de processos de gaseificação e formação de gases de síntese, as emissões sofrem forte influência da matriz energética para geração de energia elétrica (DNV-GL, 2016).

A Figura 3 mostra a comparação da liberação de GEE para combustíveis convencionais, metanol de origem fóssil e metanol obtido a partir de resíduos florestais na Finlândia e na Rússia durante seu ciclo de vida. A diferença observada entre as emissões nesses dois países se deve a maior participação de fontes energéticas renováveis na matriz energética finlandesa em relação à russa (DNV-GL, 2016).

A emissão de CO_{2e} de metanol produzido a partir de resíduos florestais ocorre somente na coleta de resíduos, produção e transporte (poço ao tanque)⁹. A emissão de CO_{2e} resultante da combustão do biometanol (tanque ao hélice), em navios, é considerada neutra climaticamente, já que o CO₂ é capturado durante o crescimento das florestas (DNV-GL, 2016).

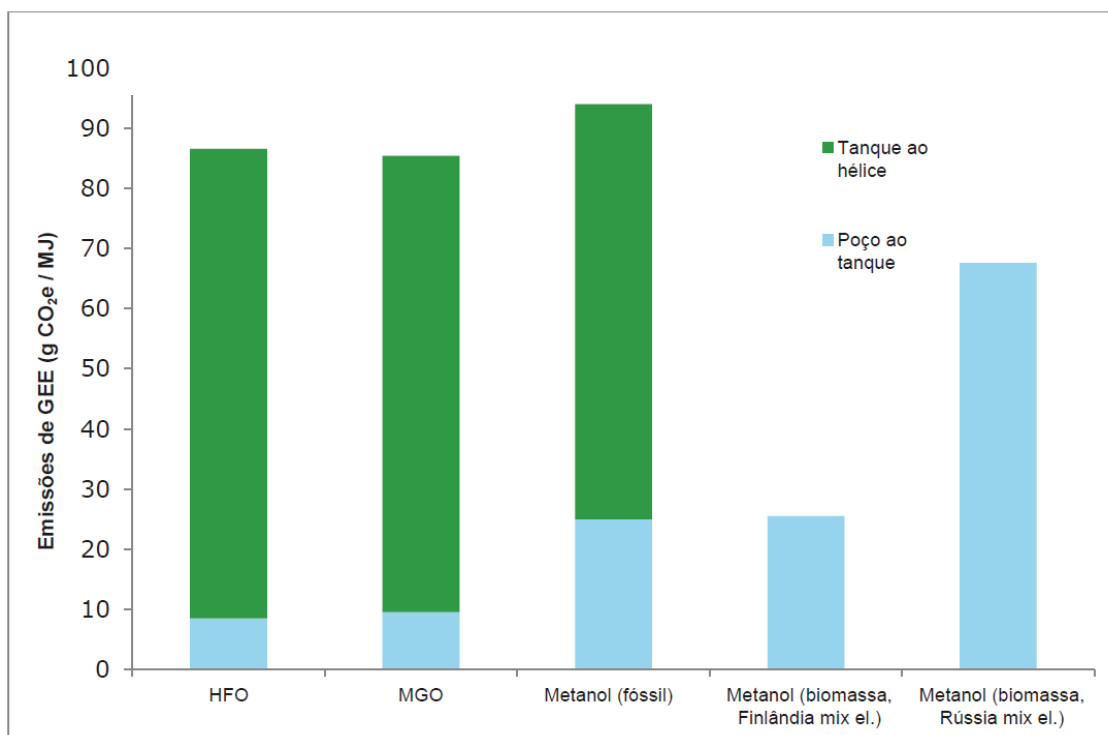


Figura 3- Emissões de GEE de combustíveis marítimos
 FONTE: DNV-GL (2016, p. 18), adaptado pelo Autor (2021).

Embora não haja dados específicos sobre a ACV de GEE, no caso de produção nacional, verifica-se que as fontes de energia renovável no Brasil possuem uma participação superior à finlandesa na geração de energia elétrica, como mostra a Tabela 2 e a Figura 4. Portanto, a emissão de GEE, no caso da produção nacional de metanol a partir de biomassa, poderá ser inferior à observada na Finlândia.

⁹ As emissões atmosféricas durante o ciclo de vida dos combustíveis marítimos ocorrem em duas fases principais: poço ao tanque (incluem as etapas de extração e coleta de matéria-prima, produção e transporte do produto) e tanque ao hélice (etapa em que ocorre a combustão nos motores de uma embarcação) (DNV-GL, 2016).

Tabela 2- Origem da energia elétrica por país

Origem da energia elétrica			
	Brasil	Finlândia	Rússia
Fonte renovável	82 %	45%	8%
Fonte não renovável	18 %	55%	92%

FONTE: IEA(2020), adaptado pelo Autor (2021).

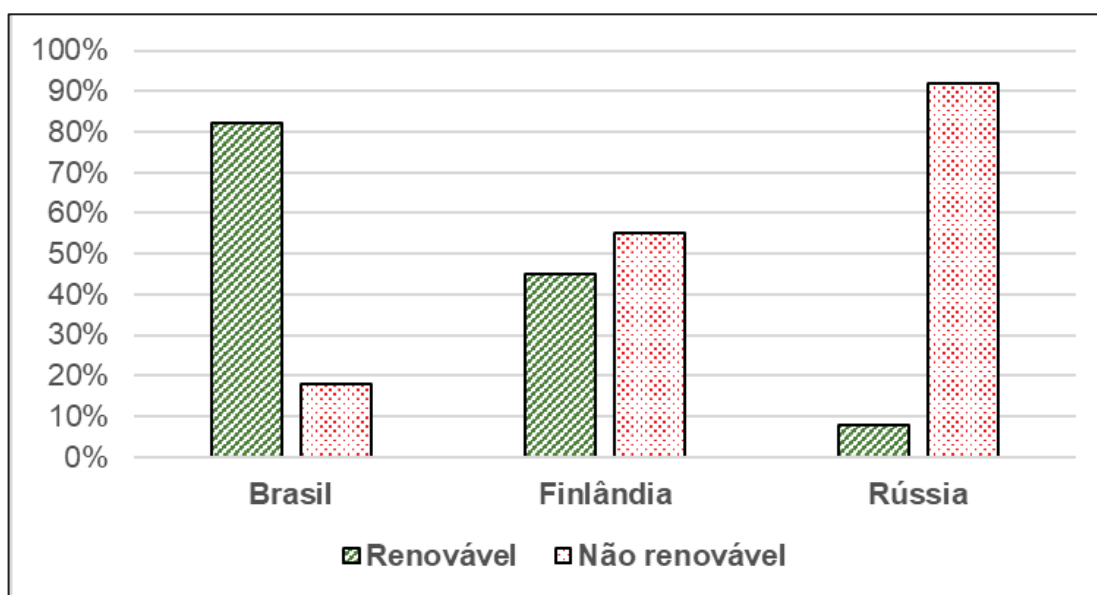


Figura 4- Participação das fontes renováveis na geração de energia elétrica

FONTE: IEA(2020), adaptado pelo Autor (2021).

A emissão de NOx do metanol, por unidade de energia, corresponde a aproximadamente 45% da emitida por combustíveis convencionais, como visualizado na Figura 5¹⁰. (DNV-GL, 2016).

¹⁰ Adotou-se, no eixo vertical, o índice 1 para a emissão de NOx empregando combustíveis marítimos fósseis (DNV-GL, 2016, p. 19).

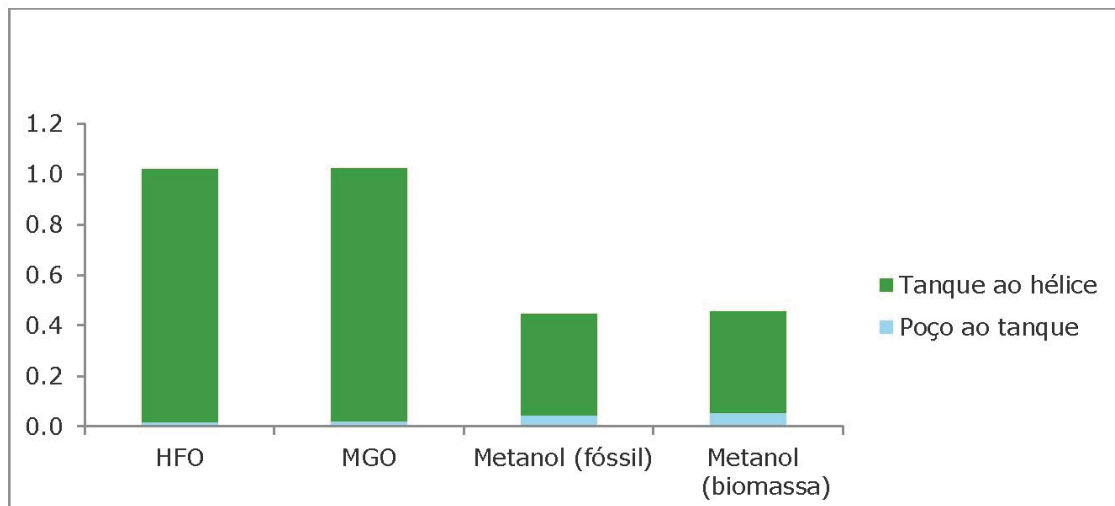


Figura 5- Comparação de emissões de NOx
 FONTE: DNV-GL(2016, p. 19), adaptado pelo Autor (2021).

O interesse no metanol como combustível está aumentando devido às regulamentações sobre o limite de emissões de SOx (EU, 2017). As emissões de SOx decorrentes da combustão de metanol são residuais devido à presença insignificante de enxofre no biometanol (BRYNOLF; FRIDELL; ANDERSSON, 2014; DNV-GL, 2016). As baixas emissões de SOx, indicadas na Figura 6, decorrem da produção do biometanol (poço ao tanque) e são reduzidas em aproximadamente 92% em relação ao HFO (BRYNOLF; FRIDELL; ANDERSSON, 2014; DNV-GL, 2016).

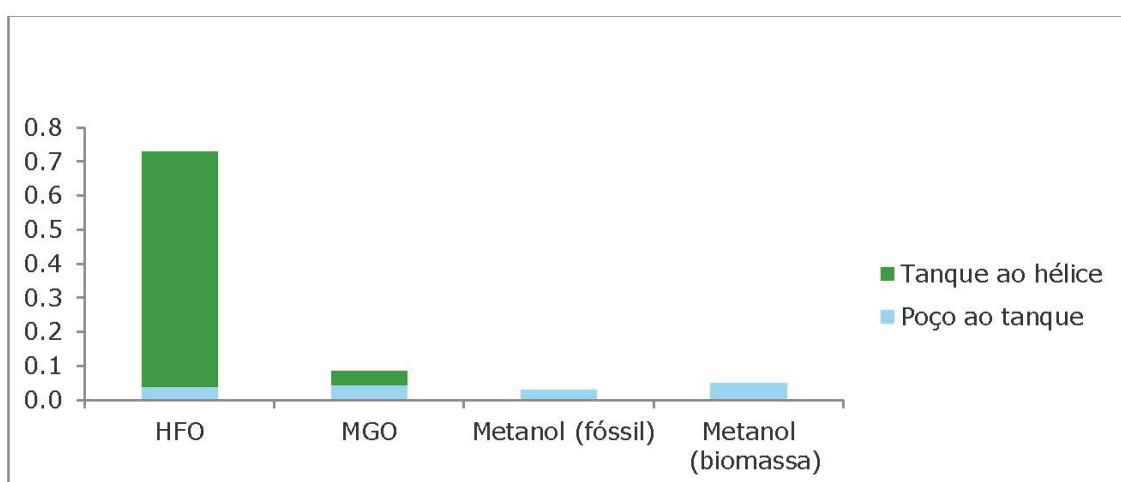


Figura 6- Comparação de emissões de SOX
 FONTE: DNV-GL (2016), adaptado pelo Autor (2021).

Quanto à possibilidade de vazamento de combustível, devido aos acidentes náuticos, o metanol apresenta propriedades que o tornam menos

impactante que o óleo combustível convencional pela razão de ser completamente miscível na água, dissolvendo-se prontamente. Além disso, ele é biodegradável, devido a diversos micro-organismos que oxidam o metanol, não sendo bioacumulável (ANDERSSON; SALAZAR, 2015; ELLIS, 2019).

A produção de metanol poderia representar uma solução para os resíduos florestais que, quando descartados inadequadamente, podem causar danos ambientais (BAUER; SELLITTO, 2019).

3.7.3 Aspectos econômicos

Historicamente, o aspecto econômico é determinante para a adoção de um combustível marítimo (BRYNOLF; FRIDELL; ANDERSSON, 2014).

Dentro do aspecto econômico, os custos operacionais e os custos de investimento são os mais relevantes (BRYNOLF; FRIDELL; ANDERSSON, 2014; ELLIS, 2019).

Os custos associados ao consumo de combustível constituem 50% ou mais do custo operacional de um navio (ANDERSSON; SALAZAR, 2015). Atualmente, o custo de produção dos combustíveis renováveis (incluindo o biometanol) são maiores que o custo de produção de combustíveis fósseis (ELLIS, 2019). Em 2014, estimou-se que tanto o eletro-metanol quanto o biometanol seriam 40% mais caros que o metanol de origem fóssil se fosse empregada eletricidade com o preço de custo (ANDERSSON; SALAZAR, 2015).

Os custos de investimento incluem a adaptação de motores, a adaptação do sistema de combustível a bordo e os sistemas de segurança necessários. Os custos necessários para adaptação ou instalação de sistemas operando com metanol em novos navios são considerados equiparáveis aos custos de instalação de catalisadores e *scrubbers* em navios que empregam o HFO e mais baixos que os custos de investimentos necessários para os navios operarem o GNL (ELLIS, 2019).

Há também os custos de adequação da infraestrutura portuária de armazenamento, distribuição e abastecimento do combustível alternativo. Assim como o HFO, o metanol permanece em estado líquido. Isto significa que somente pequenas alterações são necessárias na infraestrutura portuária atualmente

existente, resultando em investimentos significativamente menores que os necessários para operar o GNL, combustível alternativo no estado gasoso (ANDERSSON; SALAZAR, 2015).

Segundo Andersson e Salazar (2015), o custo de instalação de uma pequena unidade de abastecimento de metanol é de aproximadamente 400 mil euros¹¹ (2,48 milhões de reais) e o custo de uma barcaça de abastecimento de metanol seria de aproximadamente 1,5 milhões de euros (9,3 milhões de reais). Por outro lado, o custo de um terminal de GNL é estimado em 50 milhões de euros (310 milhões de reais) e uma barcaça de abastecimento desse combustível é estimado em 30 milhões de euros (186 milhões de reais). O metanol também permite que os investimentos sejam graduais, conforme cresce o número de usuários.

3.7.4 Aspectos logísticos

Na Europa, o abastecimento de metanol em navios é feito por meio de caminhões. Estes descarregam o combustível em uma unidade de abastecimento, dotadas de bombas instaladas em contêineres, em um cais próximo ao navio (ANDERSSON; SALAZAR, 2015). Tanques usados para armazenamento de gasolina podem ser rapidamente adaptados para armazenar metanol (SVANBERG *et al.*, 2018). Comparativamente a outros tipos de combustíveis alternativos, a adaptação da infraestrutura para o metanol não oferece maiores dificuldades (SVANBERG *et al.*, 2018).

No Brasil, o transporte terrestre de metanol deve atender ao Regulamento para o Transporte Rodoviário de Produtos Perigosos (ANTT, 2019). O transporte marítimo de metanol deve atender às normas emanadas pela Diretoria de Portos e Costas (DPC, 2020a, b).

3.7.4.1 Demanda de metanol

A DNV-GL fez uma análise com 16 tipos de combustíveis marítimos em 30 diferentes cenários. Segundo ela, o metanol se tornará um combustível preponderante, podendo atingir uma participação tão expressiva como 81% até

¹¹ Considerando a cotação do euro em reais em 17/09/2021 (€ 1,00 = R\$ 6,20) (BANCO CENTRAL DO BRASIL, 2021).

2050, se o preço da produção por biomassa for reduzido, em relação ao preço de produção de eletro-combustíveis e de combustíveis fósseis (DNV-GL, 2020). Além disso, o biometanol só terá uma participação significativa até 2030 se houver uma conjunção de fatores: uma regulamentação mais rigorosa adotada pelo IMO e pelas autoridades nacionais, para um aumento da eficiência energética em novos projetos e na operação de navios, visando a descarbonização do setor até 2040 e, também, um menor custo da produção de biometanol em relação à produção de eletro-combustíveis e combustíveis fósseis (DNV-GL, 2020).

Sob as condições acima, estima-se que até 8% do total de energia demandada pelo setor aquaviário poderia ser suprida pelo biometanol até 2030 (Figura 7) (DNV-GL, 2020).

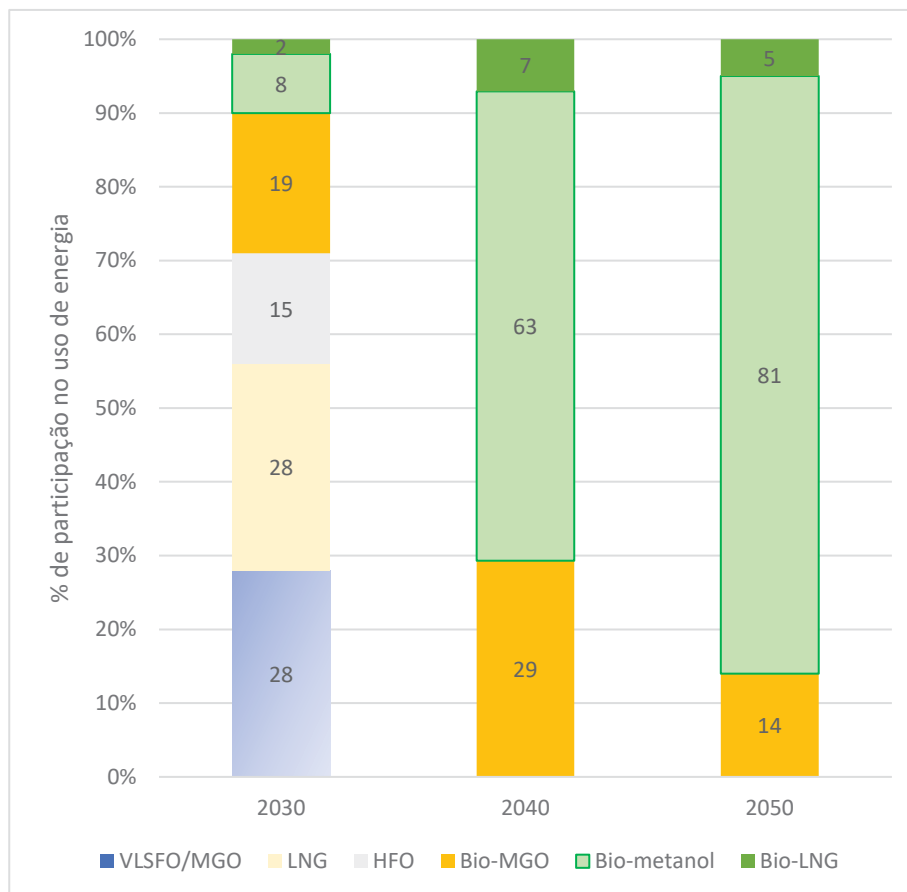


Figura 7- Matriz de combustíveis marítimos -2030-2050
 FONTE:DNV-GL(2020, p. 17), adaptado pelo Autor (2021).

3.7.4.2 Potencial de produção de metanol no Brasil

O metanol pode ser obtido a partir de várias fontes de matéria prima e vários processos, que apresentam diferentes rendimentos (SHAMSUL *et al.*, 2014).

Dentre as matérias-primas, os vegetais lenhosos, como os resíduos florestais, se destacam na produção de biometanol, pois o processo de gaseificação resulta em poucas cinzas e o gás sintético produzido possui maiores valores caloríficos (EICHLER *et al.*, 2015). Nakagawa et al. (2007) fizeram testes com pós de serragem e cascas de cedro, lascas de conífera, bambu, salgueiro, resíduos de madeira de demolição, sorgo e arroz, mostrando que materiais lignocelulósicos (madeira) e farelo de arroz produzem altos rendimentos de metanol, chegando a 55 % em peso, enquanto que a palha e a casca de arroz apresentaram rendimentos menores de, respectivamente, 36% e 39%. Hasegawa, Yokoyama e Imou (2010) concluíram que era possível obter 530 l de metanol por tonelada métrica de resíduos de madeira (com 15% de umidade).

O Brasil possui uma indústria madeireira que produz grande quantidade de resíduos lignocelulósicos como serragem, cepilho, maravalha, lenha (aparas, refilos, cascas, roletes) e pó de serra. Estes resíduos representam um passivo ambiental e financeiro, consumindo recursos para a sua disposição ou destinação final. A utilização da biomassa desses resíduos poderia produzir energia e, simultaneamente, prover uma solução quanto à sua destinação adequada (BAUER; SELLITTO, 2019).

Não há estimativas exatas sobre o quantitativo gerado de resíduos florestais e de madeira no Brasil. Considera-se que as maiores oportunidades para seu aproveitamento energético estão reunidas em setores industriais que produzem estes resíduos sem necessidade de transportá-los (ESCOBAR, 2016).

Segundo o relatório da Indústria Brasileira de Árvores (IBA), dos 52 milhões de toneladas de resíduos sólidos gerados pela atividade em 2018, cerca de 70%, ou 37 milhões de toneladas, são compostos por cascas, folhas e galhos que são deixados no próprio local de corte da árvore para proteção e recuperação do solo. Cerca de 27%, ou aproximadamente 14 milhões de toneladas, são compostos por cavacos, serragem, aparas de papel e licor negro que podem ser reaproveitados pela indústria em outras finalidades (IBA, 2019).

De acordo com Escobar (2016), há um potencial anual para geração de resíduos madeiros de aproximadamente 30 milhões de t anuais, sendo as principais fontes: a indústria madeireira (91% do total), áreas urbanas (6% do total)

e a indústria de construção civil (3% do total), com os quantitativos estimados na Tabela 3.

Tabela 3- Estimativa de quantitativo de resíduos de madeira no Brasil

Setor	Resíduos de madeira (10³ t/ ano)	%
Indústria madeireira	27.750	90,7
Construção civil	923	3,0
Áreas urbanas	1.930	6,3

FONTE: Escobar (2016, p. 36).

Segundo o artigo de Welfle (2017), o potencial previsto de resíduos florestais em 2030 será de aproximadamente 14,45 milhões de toneladas.

4. METODOLOGIA

O trabalho foi desenvolvido a partir de dados coletados na revisão de literatura obtidos a partir de bancos de dados e estatísticas de órgãos governamentais.

Foi adotada a seguinte sequência para a obtenção dos resultados:

- a) Revisão de literatura;
- b) Estimativa de demanda de combustíveis marítimos convencionais até 2030;
- c) Estimativa da demanda e do potencial de produção de metanol a partir de resíduos florestais até 2030; e
- d) Estimativa do potencial de redução de emissão de GEE a partir da substituição de combustíveis marítimos convencionais por biometanol.

A estimativa de demanda de óleos combustíveis convencionais bem como a estimativa de redução de emissão de GEE pela substituição destes combustíveis por biometanol abordaram somente o modal de transporte aquaviário por vias interiores e por cabotagem. Por falta de dados públicos para consulta, não foram incluídas as projeções para a navegação de longo curso neste trabalho.

4.1 PROJEÇÃO DE DEMANDA DE COMBUSTÍVEIS CONVENCIONAIS

Para a projeção de demanda de combustíveis convencionais foram realizadas estimativas de TKU, PKM e dos índices de intensidade energética no transporte aquaviário.

4.1.1 Projeção de tonelada quilômetro útil transportada, em 2030.

Foram coletados dados sobre o quantitativo de carga útil transportada por vias interiores e por cabotagem em 2020, a partir do anuário estatístico disponibilizado pela ANTAQ (2020), para cada grupo de mercadorias. Sobre esses quantitativos de cargas, foram estimados os incrementos nas quantidades transportadas anualmente, bem como o quantitativo previsto para cada grupo de mercadorias em 2030. Para cada grupo de mercadoria n , foi assumido que a carga transportada em 2030, tanto por vias interiores como por cabotagem, poderia ser avaliada pela Equação (1):

$$Carga\ 2030_n = Carga\ 2020_n \cdot \left(1 + \frac{C_{anual_n}}{100}\right)^{10} \quad (1)$$

Onde;

- n: grupo de mercadoria;
- Carga 2020_n: dados de carga transportada, em 2020 (t), obtidos do anuário estatístico da ANTAQ;
- Carga 2030_n: estimativa de carga a ser transportada em 2030 (t); e
- C_{anual n}: taxa anual de crescimento composto.

No caso de produtos agropecuários, petróleo e seus derivados, e veículos, a taxa C_{anual n} foi obtida através de dados do Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento (MAPA) (2020) e da Empresa de Pesquisas Energéticas (EPE) (2018, 2021). Para cada grupo de mercadoria n foi considerado que o crescimento do transporte de cargas seria proporcional ao crescimento da produção da mercadoria n entre 2020 e 2030, sendo expresso pela Equação (2):

$$C_{anual_n} = \left(\sqrt[10]{\frac{Produção\ 2030_n}{Produção\ 2020_n}} - 1 \right) \quad (2)$$

No caso de produtos minerais, a taxa C_{anual n} considerou as estimativas de aumento da produção entre 2022 e 2030, publicados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) (2011).

Nos demais casos em que os dados referentes às produções de 2020 e 2030 de determinada mercadoria não estavam disponíveis, a mercadoria foi enquadrada em uma das naturezas de carga previstas pelo Plano Nacional de Logística Portuária (PNLP), publicado pelo Ministério da Infraestrutura (MINFRA) (2020a). Assumiu-se que C_{anual n} corresponderia ao crescimento anual previsto para a respectiva natureza de carga, conforme a Tabela 4.

Tabela 4- Natureza de carga e crescimento anual (2018-2060)

Natureza da carga	Crescimento ao ano (2018-2060)
Granel sólido mineral	0,7%
Granel líquido- combustível e químico	1,5%
Granel sólido vegetal	1,6%
Contêineres	2,1%
Carga geral	1,3%

FONTE: MINFRA (2020a, p. 14), adaptado pelo Autor(2021).

A estimativa de índice de tonelada quilômetro útil transportada (TKU), em 2030, tanto para a navegação interior ($TKU_{int\ 2030}$) quanto para a cabotagem ($TKU_{cab\ 2030}$), foi feita através da Equação (3):

$$TKU_{2030} = \sum_{k=1}^n Carga\ 2030_n \times dist_n \quad (3)$$

Onde:

TKU_{2030} : tonelada quilômetro útil transportada, em 2030; e

$dist_n$: distância média percorrida por grupo de mercadoria (km).

Os dados referentes à distância média percorrida por grupo de mercadoria foram obtidas a partir de Terra (2015). Assumiu-se que a distância média percorrida se manteria a mesma entre 2012 e 2030.

4.1.2 Projeção de passageiro quilômetro útil transportado, em 2030

A projeção de PKM, para 2030, foi feita a partir de dados estimados por Terra (2015) e que são apresentados na Tabela 5.

Tabela 5- PKM: 2015 a 2031.

Ano	PKM (milhões)
2015	2069
2020	2190
2025	2293
2031	2389

FONTE: Terra (2015, p. 71), adaptado pelo Autor (2021)).

Durante esse período, considera-se que o crescimento do índice de PKM será proporcional ao crescimento demográfico nos locais servidos pela modalidade de transporte aquaviário de passageiros, sendo estimado um crescimento de

aproximadamente 0,90 % a.a. (TERRA, 2015). Portanto o índice de PKM para 2030 foi determinado pela Equação (4):

$$PKM_{2030} = PKM_{2015} \cdot (1 + \Delta_{anual_{PKM}})^{15} \quad (4)$$

Onde:

$\Delta_{anual_{PKM}}$: crescimento anual de passageiros (%);

PKM_{2015} : índice relativo ao ano de 2015; e

PKM_{2030} : índice relativo ao ano de 2030.

4.1.3 Projeção de consumo de combustíveis em 2030

Devido a melhorias na eficiência energética, considerou-se que haverá uma redução gradativa das intensidades energéticas para o transporte de carga e de passageiros. Assim, a partir de dados de intensidades energéticas, em 2012, fornecidas por Terra (2015) e adotando-se os índices de redução dessas intensidades, estimados pela EPE (2020), apresentadas na Tabela 6, foram projetadas as intensidades energéticas em 2030.

Tabela 6- Redução da intensidade energética anual para o modal aquaviário

Setor	Intensidade de energia (2012)	Redução anual
passageiros	7,37 l / 100 PKM	-0,4 % a.a.
carga (navegação interior)	7,45 l / 1000 TKU	-0,5 % a.a.
carga (cabotagem)	8,48 l / 1000 TKU	-0,5 % a.a.

FONTES: EPE (2020, p. 20) e Terra (2015, p. 104), adaptado pelo Autor(2021).

Portanto, considerou-se que a intensidade energética para o transporte de cargas, por vias interiores, em 2030, poderia ser expressa pela Equação (5):

$$Ie_{carga\ int\ 2030} = Ie_{carga\ int\ 2012} \cdot (1 + Re_{carga\ int\ a.a.})^{18} \quad (5)$$

Onde:

$Re_{carga\ int\ a.a.}$: redução de intensidade energética anual, para o transporte de carga interior (%);

$Ie_{carga\ int\ 2012}$: intensidade de energia para transporte de carga interior, em 2012 (l/1000 TKU); e

$Ie_{carga\ int\ 2030}$: intensidade de energia para transporte de carga interior, em 2030 (l/1000 TKU).

Do mesmo modo, a intensidade energética para o transporte de carga por cabotagem, em 2030, poderia ser representada pela Equação (6):

$$Ie_{carga\ cab\ 2030} = Ie_{carga\ cab\ 2012} \cdot (1 + Re_{carga\ cab\ a.a.})^{18} \quad (6)$$

Onde:

$Re_{carga\ cab\ a.a.}$: redução de intensidade energética anual, para o transporte de carga por cabotagem (%);

$Ie_{carga\ cab\ 2012}$: intensidade de energia para transporte de carga por cabotagem, em 2012 (l/1000 TKU); e

$Ie_{carga\ cab\ 2030}$: intensidade de energia para transporte de carga por cabotagem, em 2030 (l/1000 TKU).

Por fim, a intensidade energética para o transporte de passageiros, em 2030, é indicada pela Equação (7):

$$Ie_{passag\ 2030} = Ie_{passag\ 2012} \cdot (1 + Re_{passag\ a.a.})^{18} \quad (7)$$

Onde:

$Re_{passag\ a.a.}$: redução de intensidade energética anual, para o transporte de passageiros (%);

$Ie_{passag\ 2012}$: intensidade de energia para o transporte de passageiros, em 2012 (l/100PKM); e

$Ie_{passag\ 2030}$: intensidade de energia para o transporte de passageiros, em 2030 (l/100 PKM).

Assumiu-se que o ODM seria adotado para o transporte de passageiros e de carga por vias interiores, enquanto que o OCM seria adotado para o transporte de cargas por cabotagem (BR, 2019).

Consequentemente, o volume (em litros) de ODM ($V_{ODM\ 2030}$) a ser consumido, em 2030, pode ser estimado pela Equação (8):

$$V_{ODM\ 2030} = Ie_{carga\ int\ 2030} \cdot TKU_{int\ 2030} + Ie_{passag\ 2030} \cdot PKM_{2030} \quad (8)$$

Finalmente, o volume (em litros) de OCM ($V_{OCM\ 2030}$) a ser consumido, em 2030, pode ser resumido pela Equação (9):

$$V_{OCM\ 2030} = Ie_{carga\ cab\ 2030} \cdot TKU_{cab\ 2030} \quad (9)$$

4.2 PROJEÇÃO DA DEMANDA E POTENCIAL DE PRODUÇÃO DO METANOL EM 2030

4.2.1 Projeção de potencial de produção de metanol em 2030

O volume potencial de produção de metanol a partir de resíduos florestais foi avaliado segundo a (10):

$$V_{pot\ CH_3OH\ 2030} = Rendimento_{CH_3OH} \cdot Quantidade_{resíduos\ 2030} \quad (10)$$

Onde:

$Rendimento_{CH_3OH}$: corresponde ao volume de metanol produzido por unidade de peso de resíduos (l/t);

$Quantidade_{resíduos\ 2030}$: corresponde ao peso de resíduos florestais em 2030 (t); e

$V_{pot\ CH_3OH\ 2030}$: corresponde ao volume potencial de produção de metanol em 2030 (l).

4.2.2 Projeção de metanol requerido até 2030

A estimativa foi feita assumindo-se que parte das necessidades energéticas de transportes aquaviários de cargas e passageiros por vias interiores e cabotagem seria atendida pelo emprego de metanol em substituição ao ODM e OCM.

Primeiramente foi estimada a totalidade de energia necessária em ODM e OCM, considerando os volumes de combustíveis, em 2030, e suas respectivas densidades energéticas, através das Equações (11), (12) e (13):

$$Energia_{ODM\ 2030} = V_{ODM\ 2030} \cdot E_{d\ ODM} \quad (11)$$

$$Energia_{OCM\ 2030} = V_{OCM\ 2030} \cdot E_{d\ OCM} \quad (12)$$

$$Total\ de\ energia_{2030} = Energia_{ODM\ 2030} + Energia_{OCM\ 2030} \quad (13)$$

Onde:

$E_{d\ ODM}$: densidade energética do ODM (MJ/l);

$E_{d\ OCM}$: densidade energética do OCM (MJ/l);

$Energia_{ODM\ 2030}$: energia de ODM requerida para 2030 (MJ);

$Energia_{OCM\ 2030}$: energia de OCM requerida para 2030 (MJ); e

$Total\ de\ energia_{2030}$: total de energia requerida para transportes aquaviários, em águas interiores e cabotagem até 2030 (MJ).

Assumiu-se que a eficiência energética da combustão do metanol em motores seria equivalente à eficiência energética empregando combustíveis fósseis convencionais. Para estimar o quantitativo de energia a ser atendida pelo metanol, em 2030, foi empregada a Equação (14):

$$Energia_{CH_3OH\ 2030} = \%_{CH_3OH\ matriz} \cdot Total\ de\ energia_{2030} \quad (14)$$

Onde:

$\%_{CH_3OH\ matriz}$: estimativa da participação do metanol na matriz de transportes aquaviários por vias interiores e cabotagem até 2030 (%); e

$Energia_{CH_3OH\ 2030}$: energia estimada a ser atendida pelo metanol até 2030 (MJ).

Por fim, o volume correspondente de metanol pode ser deduzido pela Equação (15):

$$V_{CH_3OH\ 2030} = \frac{Energia_{CH_3OH\ 2030}}{E_{d\ CH_3OH}} \quad (15)$$

Onde:

$E_{d\ CH_3OH}$: densidade energética do metanol (MJ/l)

$V_{CH_3OH\ 2030}$: volume de metanol requerido em 2030 (l).

4.3 PROJEÇÃO DE REDUÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA EM 2030

Não foram obtidos dados relativos à ACV de GEE de combustíveis convencionais e de metanol obtido a partir de resíduos no Brasil. Na ausência de dados brasileiros, para a projeção da redução de emissão de GEE, devido à substituição de combustíveis fósseis por metanol produzido a partir de resíduos florestais, foram empregados dados europeus.

Para fins de estimativa, foi assumido que a emissão de GEE do OCM, ODM e metanol oriundo de resíduos florestais, no Brasil, seria a mesma que os determinados pela DNV-GL (2016), respectivamente, para o HFO, MGO, na Europa, e o metanol oriundo de resíduos florestais na Finlândia. Assim foram considerados os dados da Tabela 7 e da Figura 8.

Tabela 7- Dados de emissões de GEE para combustíveis marítimos

	Emissões de GEE (g CO ₂ e/ MJ)		
	OCM	ODM	Metanol (biomassa)
Poço ao tanque	8,5	9,5	25
Tanque ao hélice	77	75	0
Total	85,5	84,5	25

FONTE:DNV-GL (2016, p. 18), adaptado pelo Autor (2021).

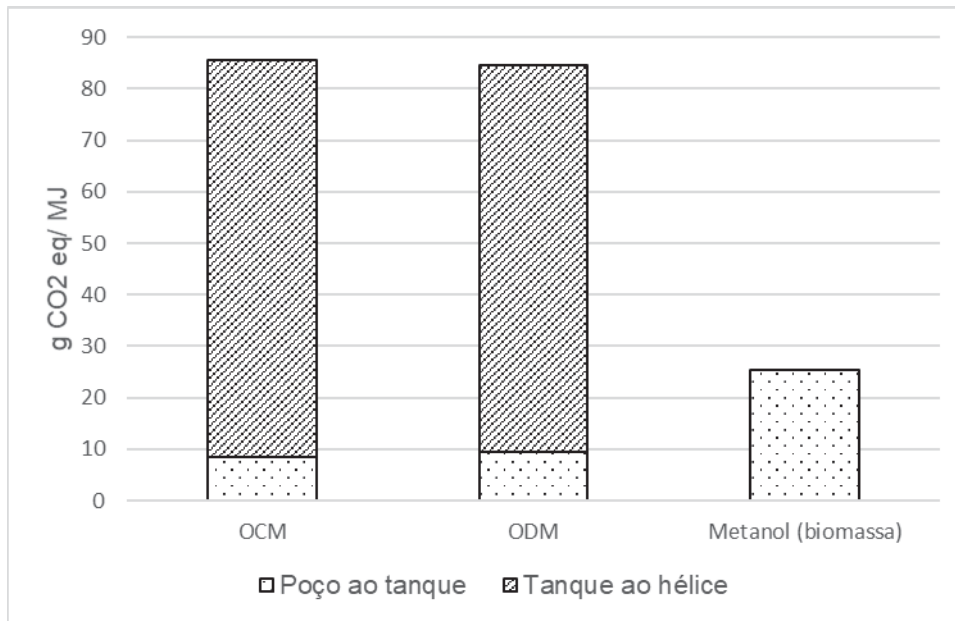


Figura 8- ACV de GEE de combustíveis marítimos no Brasil
 FONTE:DNV-GL (2016, p. 18), adaptado pelo Autor (2021).

As variações de emissões de GEE ao substituir OCM e ODM por metanol podem ser estimadas pelas Equações (16) e (17):

$$\Delta GEE_{CH_3OH-ODM} = \text{Emissão } GEE_{CH_3OH} - \text{Emissão } GEE_{ODM} \quad (16)$$

$$\Delta GEE_{CH_3OH-OCM} = \text{Emissão } GEE_{CH_3OH} - \text{Emissão } GEE_{OCM} \quad (17)$$

Onde:

Emissão GEE_{ODM} : emissões de GEE, do ODM;

Emissão GEE_{OCM} : emissões de GEE, do OCM;

Emissão GEE_{CH₃OH} : emissões de GEE, do metanol.

Considerou-se, também, que a substituição tanto do ODM como do OCM pelo metanol seria percentualmente idêntica. Portanto, a redução de emissões de GEE devido ao emprego de metanol podem ser aproximadas pelas Equações (18) e (19):

$$Red\ GEE_{CH_3OH-ODM} = \Delta GEE_{CH_3OH-ODM} \cdot \%_{CH_3OH\ matriz} \cdot Energia_{ODM\ 2030} \quad (18)$$

$$Red\ GEE_{CH_3OH-OCM} = \Delta GEE_{CH_3OH-OCM} \cdot \%_{CH_3OH\ matriz} \cdot Energia_{OCM\ 2030} \quad (19)$$

Finalmente, a redução total de GEE será o somatório das parcelas acima resultando na Equação (20):

$$Red\ total\ GEE = Red\ GEE_{CH_3OH-ODM} + Red\ GEE_{CH_3OH-OCM} \quad (20)$$

5. RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 ESTIMATIVA DA DEMANDA DE COMBUSTÍVEIS MARÍTIMOS

A demanda de combustíveis marítimos foi feita para a navegação por vias interiores e cabotagem. As estimativas referentes à navegação de longo curso não foram incluídas devido à indisponibilidade de dados que não detalhavam as distâncias percorridas no transporte de cargas exportadas ou importadas. Isso limitou a abrangência do estudo, visto que a navegação de longo curso é responsável pela maior parte das cargas transportadas pelo modal aquaviário (ANTAQ, 2021a).

5.1.1 Estimativa de carga transportada por vias interiores e por cabotagem

A Tabela 8 e a Tabela 9 sintetizam as projeções de carga a serem transportadas em 2030, através da navegação por vias interiores e cabotagem, elaboradas com o auxílio das referências citadas nas tabelas.

Itens como soja, milho, minério de ferro e insumos agrícolas, que constituem parcelas significativas das cargas transportadas, possuem contratos de longo prazo e por isso não sofreram os efeitos da pandemia de COVID-19 sobre a economia. Adicionalmente, o transporte por cabotagem de petróleo explorado no pré-sal também apresentou crescimento significativo em 2020 em relação ao ano anterior. Portanto, avaliou-se que a carga bruta transportada em 2020 poderia servir como referência para as projeções de carga para 2030 (ANTAQ, 2021b).

Tabela 8- Carga transportada por vias interiores, projeção para 2030.

Nomenclatura	Carga Bruta (2020) (t)	% crescimento anual	Carga Bruta (2030) (t)	Referência
Soja	12.573.186	2,4	15.938.406	(MAPA, 2020)
Milho	9.822.783	0,9	10.743.511	(MAPA, 2020)
Petróleo e derivados	3.827.011	2,4	4.851.313	(EPE, 2021)
Minério de ferro	1.937.357	4,1	2.895.456	(MME, 2011)
Pasta de celulose	1.686.499	2,4	2.137.892	(MAPA, 2020)
Carvão mineral	1.449.692	3,3	2.005.760	(MME, 2011)
Semirreboque baú	1.531.702	1,3	1.742.885	(MINFRA, 2020a)
Areia	884.132	4,6	1.386.226	(MME, 2011)
Aubos (fertilizantes)	802.992	2,1	988.482	(MINFRA, 2020a)

Nomenclatura	Carga Bruta (2020) (t)	% crescimento anual	Carga Bruta (2030) (t)	Referência
Contêineres	717.528	2,1	883.275	(MINFRA, 2020a)
Veículos automóveis	553.556	3,5	780.845	(EPE, 2018)
Resíduos da extração do óleo de soja	529.722	2,4	671.502	(MAPA, 2020)
Gás de petróleo	418.697	4,7	662.776	(EPE, 2021)
Plantas, palhas e forragens	526.178	1,6	616.694	(MINFRA, 2020a)
Acessórios de veículos automóveis	419.314	3,5	591.483	(EPE, 2018)
Produtos químicos orgânicos	325.156	1,5	377.357	(MINFRA, 2020a)
Bauxita	202.733	4,3	308.864	(MME, 2011)
Ferro e aço	204.539	5,1	336.359	(MME, 2011)
Etanol combustível	148.861	2,2	185.051	(MAPA, 2020)
Trigo	154.620	1,1	172.495	(MAPA, 2020)
Óleo de soja	122.642	2,4	155.467	(MAPA, 2020)
Combustíveis, óleos e produtos minerais	82.146	5,5	140.317	(EPE, 2021)
Manganês	75.374	4,3	114.832	(MME, 2011)
Açúcar	78.137	2,9	103.994	(MAPA, 2020)
Trigo mourisco	68.916	2,4	87.361	(MAPA, 2020)
Arroz	65.037	0,1	65.690	(MAPA, 2020)
Preparações alimentícias diversas	32.310	1,3	36.765	(MINFRA, 2020a)
Produtos diversos da indústria química	23.316	1,5	27.059	(MINFRA, 2020a)
Cimento	15.823	3,4	22.106	(MME, 2011)
Carga de apoio	15.427	1,4	17.728	(EPE, 2021)
Terras e pedras	10.042	4,6	15.745	(MME, 2011)
Coque de petróleo	9.911	2,1	12.200	(EPE, 2021)
Madeira	9.142	1,6	10.714	(MINFRA, 2020a)
Veículos terrestres	5.377	3,5	7.585	(EPE, 2018)
Biodiesel	4.021	4,7	6.364	(EPE, 2021)
Farinha de trigo	4.159	1,1	4.640	(MAPA, 2020)
Sementes e frutos oleaginosos	3.620	2,4	4.589	(MAPA, 2020)
Obras de couro	3.977	1,3	4.525	(MINFRA, 2020a)
Produtos hortícolas, plantas, raízes e tubérculos	3.488	1,3	3.969	(MINFRA, 2020a)
Reatores, caldeiras e máquinas	2.352	1,3	2.676	(MINFRA, 2020a)
Produtos químicos inorgânicos	2.212	1,5	2.567	(MINFRA, 2020a)
Amido, fécula e inulina	1.773	1,6	2.078	(MINFRA, 2020a)
Metais diversos	1.250	5,1	2.056	(MME, 2011)
Obras de madeira	1.121	1,3	1.275	(MINFRA, 2020a)
Sal	944	0,7	1.012	(MINFRA, 2020a)
Tintas, corantes e vernizes	502	1,3	571	(MINFRA, 2020a)

Nomenclatura	Carga Bruta (2020) (t)	% crescimento anual	Carga Bruta (2030) (t)	Referência
Alumínio e suas obras	359	4,3	548	(MME, 2011)
Tratores	170	1,3	194	(MINFRA, 2020a)
Tabaco	165	1,6	194	(MINFRA, 2020a)
Embarcações e estruturas flutuantes	127	1,3	145	(MINFRA, 2020a)
Bebidas, líquidos alcoólicos e vinagres	95	1,3	108	(MINFRA, 2020a)
Obras de cimento	54	3,4	75	(MME, 2011)
Fibras, fios, tecidos e outros artefatos	59	1,3	68	(MINFRA, 2020a)
Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	59	1,3	67	(MINFRA, 2020a)
Plásticos e suas obras	45	1,4	51	(EPE, 2021)
Gorduras e óleos animais ou vegetais	35	1,3	39	(MINFRA, 2020a)
Frutas diversas	15	1,1	16	(MAPA, 2020)
Transações especiais	13	1,3	15	(MINFRA, 2020a)
Vidro e suas obras	6	5,1	9	(MME, 2011)
Peixes	4	1,3	5	(MINFRA, 2020a)
Produtos cerâmicos	1	5,1	1	(MME, 2011)
Total	39.360.479		49.132.051	

FONTE: o Autor (2021)

Há uma grande variedade de cargas transportadas por vias interiores, porém estima-se que praticamente metade dela, em 2030, será composta por soja e milho.

Ao contrário do observado na navegação interior, na cabotagem há uma menor variedade de produtos transportados com grande predominância de três grupos de mercadorias: petróleo e derivados, a bauxita e os contêineres (ANTAQ, 2020).

Tabela 9- Carga transportada por cabotagem, projeção para 2030.

Nomenclatura	Carga Bruta (2020) (t)	% crescimento anual	Carga Bruta (2030) (t)	Referência
Petróleo e derivados	148.270.719	2,4	187.955.466	(EPE, 2021)
Bauxita	14.044.325	4,3	21.396.560	(MME, 2011)
Contêineres	15.862.794	2,1	19.527.071	(MINFRA, 2020a)
Minério de ferro	7.960.529	4,1	11.897.323	(MME, 2011)
Ferro e aço	2.509.306	5,1	4.126.490	(MME, 2011)
Madeira	1.759.365	1,6	2.062.021	(MINFRA, 2020a)
Gás de petróleo	1.037.463	3,3	1.435.410	(EPE, 2021)
Pasta de celulose	1.099.972	2,4	1.394.380	(MAPA, 2020)
Produtos químicos orgânicos	800.653	1,5	929.191	(MINFRA, 2020a)
Sal	736.285	0,7	789.479	(MINFRA, 2020a)

Nomenclatura	Carga Bruta (2020) (t)	% crescimento anual	Carga Bruta (2030) (t)	Referência
Cimento	469.809	3,4	656.337	(MME, 2011)
Água de formação	496.430	1,4	570.476	(EPE, 2021)
Etanol combustível	392.511	2,2	487.934	(MAPA, 2020)
Combustíveis, óleos e produtos minerais	262.309	5,5	448.061	(EPE, 2021)
Soda cáustica	385.247	1,5	447.095	(MINFRA, 2020a)
Coque de petróleo	172.709	2,1	212.605	(EPE, 2021)
Obras diversas de metais comuns	85.506	4,3	130.269	(MME, 2011)
Caulim	43.413	3,8	63.036	(MME, 2011)
Aubos (fertilizantes)	50.784	2,1	62.514	(MINFRA, 2020a)
Carga de apoio	31.995	1,4	36.768	(EPE, 2021)
Reatores, caldeiras e máquinas	31.803	1,3	36.187	(MINFRA, 2020a)
Biodiesel	12.315	5,9	21.848	(EPE, 2021)
Soja	16.885	2,4	21.404	(MAPA, 2020)
Trigo	16.379	1,1	18.273	(MAPA, 2020)
Plásticos e suas obras	12.108	1,4	13.914	(EPE, 2021)
Óleo de soja	9.743	2,4	12.351	(MAPA, 2020)
Produtos diversos da indústria química	5.948	1,5	6.903	(MINFRA, 2020a)
Carvão mineral	3.769	0,7	4.041	(MINFRA, 2020a)
Milho	3.403	0,9	3.722	(MAPA, 2020)
Preparações alimentícias diversas	2.514	1,3	2.861	(MINFRA, 2020a)
Consumo de bordo	1.269	1,3	1.444	(MINFRA, 2020a)
Máquinas, aparelhos e materiais elétricos	967	1,3	1.100	(MINFRA, 2020a)
Açúcar	486	2,9	647	(MINFRA, 2020a)
Veículos automóveis	87	1,3	100	(MINFRA, 2020a)
Acessórios de veículos automóveis	26	1,3	30	(MINFRA, 2020a)
Produtos cerâmicos	11	1,3	12	(MINFRA, 2020a)
Fibras, fios, tecidos e outros artefatos	10	1,3	11	(MINFRA, 2020a)
Total	196.589.848		254.773.333	

FONTE: o Autor (2021)

5.1.2 Estimativa do índice tonelada-quilômetro (TKU)

A Tabela 10 e a Tabela 11 apresentam os índices de TKU considerando-se a classificação por grupos de mercadorias e distâncias médias adotadas por Terra (2015).

No transporte de carga por vias interiores, verifica-se que os maiores índices de TKU previstos para 2030 são referentes ao transporte de soja, milho, petróleo e seus derivados, perfazendo aproximadamente 75 % do total.

Tabela 10- TKU para navegação por vias interiores, em 2030

Nomenclatura	Carga Bruta (2030) (t)	Distância média (km)	TKU (bilhões)
Soja	15.938.406	827	13
Milho	10.743.511	795	9
Petróleo e seus derivados, combustíveis e óleos minerais	5.654.407	916	5
Minério de ferro	2.895.456	421	1
Carvão mineral	2.005.760	196	0,4
Semirreboque baú	1.742.885	845	1
Veículos terrestres, automóveis e acessórios	1.379.914	257	0,4
Aubos (fertilizantes)	988.482	365	0,4
Contêineres	883.275	1.843	2
Produtos químicos orgânicos	377.357	559	0,2
Bauxita	308.864	1.013	0,3
Trigo	172.495	30	0,01
Gorduras, óleos animais ou vegetais	155.506	100	0,02
Manganês	114.832	578	0,1
Açúcar	103.994	574	0,1
Outras cargas	5.666.907	586	3
Total	49.132.051		36

FONTE: o Autor (2021)

No transporte de carga por cabotagem, os maiores índices de TKU previstos para 2030 são relacionados ao transporte de petróleo e seus derivados, contêineres e minério de ferro, correspondendo a aproximadamente 89 % do total.

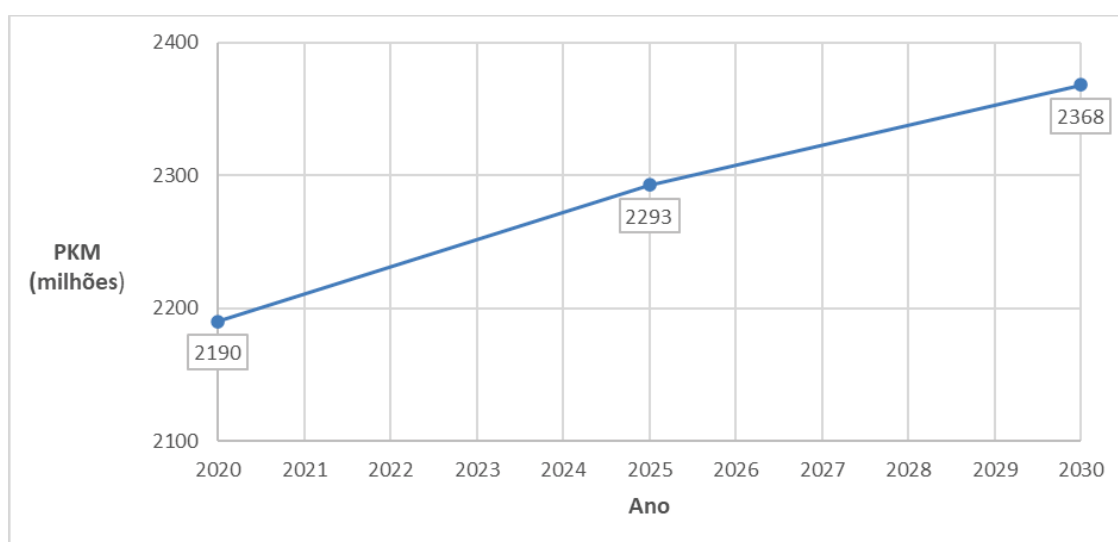
Tabela 11–TKU para navegação de cabotagem, em 2030

Nomenclatura	Carga Bruta (2030) (t)	Distância média (km)	TKU (bilhões)
Petróleo e seus derivados	190.051.542	841	160
Contêineres	19.527.071	3585	70
Minério de ferro	11.897.323	5126	61
Sal	789.479	5126	4
Madeira	2.062.021	1161	2
Pasta de celulose	1.394.380	1161	2
Soda cáustica	447.095	841	0,4
Outros cabotagem	28.604.421	964	28
Total	254.773.333		327

FONTE: o Autor (2021)

5.1.3 Estimativa de passageiros por quilômetro (PKM)

Na ausência de estatísticas consolidadas recentes da ANTAQ para o quantitativo de passageiros e índice de PKM a nível nacional, foi feita uma estimativa a partir das projeções feitas por Terra (2015), entre 2015 e 2031, que analisou as principais linhas de passageiros do país, situadas na região amazônica, na Baía de Guanabara (RJ) e em outras regiões, relacionando o incremento de passageiros ao crescimento populacional. Considerando-se que entre 2015 e 2031 haverá crescimento médio do PKM de aproximadamente 0,9%, ao ano, estimou-se, através da Equação (4), que o PKM, em 2030, seria de 2.368 milhões, conforme indicado na Figura 9.



*Figura 9 – Estimativa de PKM para 2030.
FONTE: Terra (2015), adaptado pelo Autor (2021).*

5.1.4 Estimativa de consumo de combustíveis até 2030

A estimativa de combustíveis foi realizada a partir de dados sobre intensidades energéticas, em 2012, obtidos por Terra (2015). Com a evolução de novas tecnologias, na propulsão e no casco, bem como com a otimização de procedimentos operacionais, espera-se uma melhoria de eficiência energética ao longo do tempo (EPE, 2020; TERRA, 2015). Isso resultará em uma intensidade energética menor, em 2030, como indicado na Tabela 12.

Tabela 12- Intensidade energética em 2030

Setor	Intensidade de energia (2012)	Redução anual	Intensidade de energia (2030)
Passageiros	7,37 l / 100 PKM	-0,4 % a.a.	6,73 l/100 PKM
Carga (interior)	7,45 l / 1000 TKU	-0,5 % a.a.	6,81 l/1000 TKU
Carga (cabotagem)	8,48 l /1000 TKU	-0,5 % a.a.	7,75 l/1000 TKU

FONTES: EPE (2020, p. 20) e Terra (2015, p. 104), adaptado pelo Autor (2021).

Entretanto, apesar da melhoria da eficiência energética, estima-se que ela não será suficiente para contrabalançar o crescimento de PKM e TKU no mesmo período. Portanto, espera-se um aumento substancial no consumo de combustíveis, como indicado na Tabela 13.

Tabela 13- Consumo de combustíveis convencionais até 2030

Setor	Intensidade de energia (2030)	TKU/PKM (bilhões)	Consumo total (milhões de l) (2030)
Passageiros	6,73 l/100 PKM	2,37	159,44 (ODM)
Carga (interior)	6,81 l/1000 TKU	36,32	247,25 (ODM)
Carga (cabotagem)	7,75 l/1000 TKU	326,83	2532,44 (OCM)

FONTES: Terra (2015) e EPE (2020), adaptado pelo Autor (2021)

Considerando-se o aumento de passageiros, a produção de bens e serviços, bem como o aumento da eficiência energética em razão dos aperfeiçoamentos tecnológicos e operacionais, avalia-se que a demanda será de aproximadamente 400 milhões de litros de ODM e de 2,5 bilhões de litros de OCM em 2030 (Tabela 14), com um total de aproximadamente 2,9 bilhões de litros de combustível fóssil. Julgou-se que esses valores são compatíveis aos estimados por Terra (2015), que calculou uma necessidade de aproximadamente 2,7 bilhões de litros de combustível fóssil para 2031¹².

Tabela 14- Necessidades de ODM e OCM até 2030.

	Necessidades de combustível (milhões de l) (2030)	
	ODM	OCM
Passageiros	160	—
Carga (interior)	247	—
Carga cabotagem	—	2.532
Total	407	2.532

FONTE: o Autor (2021)

¹² Cenário 1b: “análise dos planos de crescimento dos grupos de mercadorias, considerando-se aumento na eficiência energética em embarcações” (TERRA, 2015).

5.2 ESTIMATIVA DA DEMANDA E POTENCIAL DE PRODUÇÃO DO METANOL

5.2.1 Estimativa de metanol requerido em 2030

Considerando as densidades energéticas do ODM e OCM e os volumes requeridos em 2030, podemos estimar as necessidades energéticas indicadas na Tabela 15.

Tabela 15- Energia demandada pelo modal aquaviário até 2030

	ODM	OCM
Volume (milhões de l)	407	2.532
Densidade energética (MJ/l)¹³	34,5	38,3
Subtotal energia demandada (TJ)	14.031	96.992
Total energia demandada (TJ)	111.023	

FONTE: o Autor (2021)

Segundo a DNV-GL(2020), se houver uma conjunção favorável de fatores, a participação do biometanol na matriz energética do transporte marítimo poderia chegar a 8% até 2030. Assumindo-se essa participação do metanol na matriz energética do transporte aquaviário nacional, chega-se aos valores indicados na Tabela 16, indicando uma demanda projetada de 558 milhões de litros de metanol. Como mencionado anteriormente, este quantitativo está subestimado por não incluir a navegação de longo curso.

Tabela 16- Demanda projetada de biometanol até 2030.

Total de energia demandada (2030) (TJ)	111.023
8% atendimento pelo metanol (TJ)	8.882
Densidade de energia metanol (MJ/l)¹⁴	15,9
Demanda de metanol (milhões de l)	558

FONTE: o Autor (2021)

5.2.2 Estimativa do potencial de produção de metanol

Há diversos métodos para obtenção de metanol que são descritos pela literatura. O rendimento para obtenção de metanol varia conforme o processo e a qualidade do resíduo (SHAMSUL *et al.*, 2014). Adicionalmente, não há dados

¹³ Assumiu-se que as densidades energéticas do ODM e OCM seriam idênticas às densidades energéticas do MGO e HFO, respectivamente, determinados por Aronietis *et al.*(2016).

¹⁴ Determinado por Bromberg e Cheng (2010)

exatos sobre a quantidade de resíduos florestais e de madeira gerados no Brasil (ESCOBAR, 2016).

Portanto, apesar das incertezas mencionadas acima, assumiu-se que o potencial de produção anual de metanol seria o produto do rendimento obtido por Hasegawa et al.(2010) (530 l de metanol por tonelada de resíduo) pela potencial quantidade de resíduos florestais prevista por Welfle (2017) para 2030 (14,45 milhões de toneladas de resíduos florestais). Entretanto deve-se ressaltar que os resíduos florestais, além da produção de metanol, poderiam ser empregados para usos concorrentes, como, por exemplo, a produção de pellets de madeira como combustíveis (ESCOBAR, 2016). Não há como se determinar em que proporção isso se daria.

Conseqüentemente, considerando a hipótese em que a totalidade de resíduos florestais seja empregada na produção de metanol, há um potencial superior a 7,6 bilhões de litros de metanol, produzidos a partir de resíduos florestais, como indicado pela Tabela 17. Esse potencial é significativamente superior às necessidades de demanda de metanol (558 milhões de litros), em 2030.

Tabela 17- Potencial de produção de metanol a partir de resíduos, em 2030

Descrição	Valor	Referência
Rendimento para produção de CH ₃ OH a partir de resíduos	530 l/t	(HASEGAWA; YOKOYAMA; IMOU, 2010)
Quantidade de resíduos florestais e madeireiros (2030)	14,45 (milhões) t	(WELFLE, 2017)
Volume potencial de produção de CH₃OH (2030)	7.659 (milhões) l	

FONTE: o Autor (2021).

5.3 ESTIMATIVA DE REDUÇÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA ATÉ 2030

A substituição de 8% do OCM e ODM por biometanol até 2030, resultaria em uma redução de aproximadamente 536 mil toneladas de CO₂e (Tabela 18). Isso corresponderia a uma redução de aproximadamente 0,2% do total de emissões de GEE do setor de transportes em 2030 que é estimado em 224 MtCO₂e (EPE, 2021).

Tabela 18-Potencial de redução de GEE, através de biometanol, até 2030

	OCM	ODM
Demanda energética (TJ)	96.992	14.031
8% da demanda energética (TJ)	7.759	1.122
Redução da emissão de GEE (g CO ₂ e/MJ)	60,5	59,5
Subtotal de redução de GEE (t)	469.443	66.786
Total de redução de GEE (t)	536.229	

FONTE: o Autor (2021)

Esses valores são baseados em dados de emissões para a produção de combustíveis e biometanol na Europa (Finlândia) (DNV-GL, 2016). Como abordado no item 3.7.2, o Brasil, por ter uma matriz energética para geração de energia elétrica com grande participação de energias renováveis, possui potencial para produzir biometanol com menores emissões de GEE que na maioria dos outros países, inclusive a Finlândia.

5.4 FATORES FAVORÁVEIS E LIMITANTES PARA O USO DO METANOL

A partir da revisão de literatura foi elaborada a Tabela 19 que sumariza as vantagens e limitações do metanol, obtido a partir de resíduos florestais, em relação aos combustíveis marítimos de origem fóssil.

Verificou-se que há sinergia entre alguns aspectos mencionados. A regulamentação mais rigorosa quanto às emissões atmosféricas levará a um maior interesse na adoção de combustíveis alternativos como o metanol, acelerando os investimentos em pesquisas relacionadas ao emprego e à tecnologia de produção deste combustível. Por sua vez, a expansão comercial de novas tecnologias de produção poderá reduzir seu custo de produção e aumentar sua competitividade em relação a outros combustíveis (SVANBERG *et al.*, 2018).

Tabela 19-Vantagens e limitações para adoção do metanol

Aspectos	Vantagem	Limitação	Referência(s)
Maturidade tecnológica para emprego em embarcações	Tecnologia suficientemente desenvolvida para emprego em motores pesados e de baixo rotação.	Necessita de pesquisas e desenvolvimentos para emprego em motores leves e de alta rotação	(ELLIS, 2019)
Densidade energética	—	Baixa densidade energética em relação aos demais combustíveis marítimos fósseis	(DNV-GL, 2019b)

Aspectos	Vantagem	Limitação	Referência(s)
Segurança	—	Apresenta baixo ponto de ignição (12° C) e toxicidade se ingerido, inalado ou em contato	(DNV-GL, 2019b; ELLIS, 2019)
Riscos ambientais	Menor impacto em caso de acidente que ocasione vazamento de combustíveis.	—	(ANDERSSON; SALAZAR, 2015; ELLIS, 2019)
Emissões atmosféricas	As emissões atmosféricas de GEE, NOx, SOx e material particulado, durante o ciclo de vida, são significativamente menores em relação aos combustíveis fósseis.	—	(BRYNOLF; FRIDELL; ANDERSSON, 2014; DNV-GL, 2016)
Custo de produção	—	Custo de produção significativamente maior em relação aos combustíveis fósseis	(ANDERSSON; SALAZAR, 2015; ELLIS, 2019)
Custos de investimento para adaptação de motores e sistemas para o emprego de metanol, em navios	Os custos para adaptação dos equipamentos são equivalentes aos necessários para a instalação de catalisadores e <i>scrubbers</i> em navios que empregam HFO.	—	(ELLIS, 2019)
Adaptação da infraestrutura portuária	Somente pequenas alterações serão necessárias na infraestrutura portuária atualmente existente, resultando em investimentos significativamente menores que os necessários para operar combustíveis alternativos como, por exemplo, o GNL.	—	(ANDERSSON; SALAZAR, 2015)
Disponibilidade de matéria prima no Brasil	O metanol pode ser produzido a partir de diversas fontes de matérias primas. Dentre estas se destacam os resíduos florestais, que são abundantes no Brasil.	—	(BAUER; SELLITTO, 2019; EICHLER <i>et al.</i> , 2015; ESCOBAR, 2016; IBA, 2019)

Aspectos	Vantagem	Limitação	Referência(s)
Tecnologia de produção do metanol	Os processos de gaseificação em leito fluido, utilizando briquetes ou lascas de madeira, são tecnologias viáveis e estão prontas para expansão em escala comercial	O processo de gaseificação em leito arrastado é uma tecnologia em testes, que é considerada muito adequada para resíduos líquidos ou pastosos, como o licor negro.	(SVANBERG <i>et al.</i> , 2018)
Regulamentação	—	A adoção do metanol como combustível marítimo dependerá de uma regulamentação mais rigorosa a ser adotada pelo IMO e pelas autoridades nacionais, visando uma redução das emissões atmosféricas.	(DNV-GL, 2020)

Fonte: o Autor (2021).

6. CONCLUSÕES E RECOMENDAÇÕES

O metanol obtido a partir de resíduos florestais apresenta grande potencial como combustível alternativo e poderá ter participação expressiva na matriz de combustíveis marítimos até 2030, principalmente por apresentar vantagens significativas sobre os combustíveis marítimos de origem fóssil quanto aos aspectos ambientais, como a redução das emissões de GEE e de outros poluentes como NO_x, SO_x e materiais particulados.

Entretanto, para que isto ocorra, será necessária uma associação de fatores.

Primeiramente, será necessário que seu custo de produção seja mais competitivo em relação aos demais combustíveis. A tecnologia para a produção de metanol através de processos de gaseificação em leito fluido, com uso de briquetes e lascas de madeira, já está pronta para expansão em escala comercial. A tecnologia de gaseificação em leito arrastado, para aproveitamento de resíduos líquidos, como o licor negro, ainda está em aperfeiçoamento. Espera-se, com a expansão em escala comercial destas tecnologias, uma produtividade maior e uma possível redução no custo do metanol.

Adicionalmente, será necessário que sejam adotados requisitos mais rigorosos de controle de emissões atmosféricas de GEE e demais poluentes por parte da IMO e das autoridades nacionais, para que a descarbonização do setor marítimo seja acelerada e ocorra em 2040.

Caso esta conjunção favorável ocorra, estima-se que até 8% das necessidades energéticas de combustíveis para o transporte aquaviário de carga e passageiros por vias interiores e por cabotagem, no Brasil, serão atendidas por metanol oriundo de biomassa até 2030. Isso representaria uma demanda estimada de aproximadamente 558 milhões de litros de metanol. Nessa circunstância, a substituição dos combustíveis fósseis por metanol poderia evitar uma emissão de GEE superior a meio milhão de toneladas por ano.

Verificou-se, também, que, a partir do quantitativo de resíduos florestais projetado para 2030, há um potencial, no país, para a produção anual de metanol oriundo dessa matéria prima superior a 7,6 bilhões de litros, sendo, portanto, um volume substancialmente superior às necessidades estimadas.

Em continuidade a este trabalho, recomenda-se que sejam elaborados estudos sobre ACV do biometanol oriundo de resíduos florestais e combustíveis marítimos de origem fóssil, produzidos no Brasil. Os dados empregados neste trabalho são de países europeus, que possuem realidades distintas do Brasil.

Este trabalho considerou somente as necessidades energéticas e as emissões atmosféricas do modal de transporte aquaviário em águas interiores e de cabotagem do Brasil, projetadas até 2030. Sugere-se, em estudos futuros, a inclusão do modal de transporte aquaviário de longo curso.

Recomenda-se, também, que sejam realizados estudos comparativos aprofundados sobre custos de combustíveis, uma vez que este fator será fundamental para a adoção do metanol na matriz de combustíveis marítimos.

Por fim, cabe ressaltar que caso o biometanol, oriundo de resíduos florestais, venha a participar significativamente da matriz de combustíveis marítimos, isso representaria não só menores impactos ambientais, mas também benefícios econômicos, principalmente para o setor florestal, gerando empregos e renda, e contribuindo, assim, para o desenvolvimento sustentável do país.

REFERÊNCIAS

1 WORLD ENERGY CORPORATION. **Residual fuel oils. 2020**. Disponível em: <http://1worldenergy.com/residual-fuel-oil/>. Acesso em: 28 out. 2021.

AN, N. D.; NAM, T. T.; UY, D. V. A study on combustion of blended straight vegetable oil in marine diesel engine cylinders. **Journal of the Korean Society of Marine Engineering**, v. 39, n. 8, p. 813–820, 27 out. 2015. <https://doi.org/10.5916/jkosme.2015.39.8.813>. Disponível em: <https://www.koreascience.or.kr/article/JAKO201534168451735.jsp-kj=SSMHB4&py=2012&vnc=v27n6&sp=588>. Acesso em: 28 out. 2021.

ANDERSSON, K.; SALAZAR, C. M. **Methanol as a marine fuel report**. [S. l.]: FCBI Energy, 2015. Disponível em: <http://www.methanol.org/wp-content/uploads/2018/03/FCBI-Methanol-Marine-Fuel-Report-Final-English.pdf>. Acesso em: 28 out. 2021.

ANP. Resolução ANP nº 52 de 29/12/2010. Estabelece, no Regulamento Técnico ANP, as especificações dos combustíveis aquaviários comercializados pelos diversos agentes econômicos em todo o território nacional. **Diário Oficial da União**, 30 dez. 2010. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=113565>. Acesso em: 28 out. 2021.

ANP. Resolução ANP nº 58 de 10/11/2011. Regulamenta o uso experimental de biodiesel em mistura com os óleos diesel marítimos. **Diário Oficial da União**, 11 nov. 2011. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=115461>. Acesso em: 28 out. 2021.

ANP. Resolução ANP Nº 789 de 22/05/2019. Altera a Resolução ANP nº 52, de 29 de dezembro de 2010 , que estabelece as especificações dos combustíveis aquaviários, reduzindo o limite máximo do teor de enxofre nos combustíveis marítimos para as embarcações que não dispuserem de sistema de limpeza de gases de escape. **Diário Oficial da União**, 23 maio 2019. Disponível em: <https://www.legisweb.com.br/legislacao/?id=377874>. Acesso em: 28 out. 2021.

ANTAQ. **Agência Nacional de Transportes Aquaviários-Estatístico aquaviário. 2021a**. Disponível em: <http://anuario.antaq.gov.br/>. Acesso em: 20 set. 2021.

ANTAQ. **Movimentação portuária cresce 4,2% em 2020**. 1 mar. 2021b. Disponível em: <https://www.gov.br/antaq/pt-br/noticias/2021/movimentacao-portuaria-cresce-4-2-em-2020>. Acesso em: 12 fev. 2022.

ANTAQ. **TKU da navegação interior, de cabotagem e longo curso em vias interiores -2018**. Brasília: Agência Nacional de Transportes Aquaviários, 2020. Disponível em: <http://portal.antaq.gov.br/wp-content/uploads/2020/05/TKU-versao-final.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2021.

ANTAQ. **Transporte de cargas nas hidrovias brasileiras- 2011**. Brasília: Agência Nacional de Transportes Aquaviários, 2011. Disponível em: <http://portal.antaq.gov.br/wp-content/uploads/2017/03/Transporte-de-Cargas-nas-Hidrovias->

Brasileiras-2011-%E2%80%93Indicadores-do-Transporte-de-Cargas-T-e-TKU.pdf. Acesso em: 27 fev. 2021.

ANTT. Resolução ANTT nº 5.848, de 25/06/2019. Atualiza o Regulamento para o transporte rodoviário de produtos perigosos e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, 26 jun. 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/resolucao-n-5.848-de-25-de-junho-de-2019-173020360>. Acesso em: 28 out. 2021.

ARONIETIS, R.; SYS, C.; VAN HASSEL, E.; VANELSLANDER, T. Forecasting port-level demand for LNG as a ship fuel: the case of the port of Antwerp. **Journal of Shipping and Trade**, v. 1, n. 1, p. 2, 20 jul. 2016. <https://doi.org/10.1186/s41072-016-0007-1>. Disponível em: <https://jshippingandtrade.springeropen.com/articles/10.1186/s41072-016-0007-1>. Acesso em: 27 set. 2021.

BANCO CENTRAL DO BRASIL. Cotação. 17 set. 2021. **Banco Central do Brasil (BCB)**. Disponível em: <https://www.bcb.gov.br/>. Acesso em: 17 set. 2021.

BAUER, J.; SELLITTO, M. Estímulos e barreiras para o aproveitamento de resíduos de madeira na fabricação de briquetes: estudo de casos. **Revista em Agronegócio e Meio Ambiente**, v. 12, p. 1267, 30 set. 2019. <https://doi.org/10.17765/2176-9168.2019v12n4p1267-1289>. Disponível em: <https://periodicos.unicesumar.edu.br/index.php/rama/article/view/6373>. Acesso em: 27 set. 2021.

BR. **Óleos combustíveis marítimos: informações técnicas**. 2019. Disponível em: <http://sites.petrobras.com.br/minisite/assistenciatecnica/public/downloads/Combust%C3%ADveis-Maritimos-InformacoesTecnicas-v15-29.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2021.

BRASIL. Presidência da República. Dispõe sobre o Adicional ao Frete para a Renovação da Marinha Mercante - AFRMM e o Fundo da Marinha Mercante - FMM, e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, 13 jul. 2004. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2004-2006/2004/lei/l10.893.htm. Acesso em: 27 fev. 2021.

BRASIL. Presidência da República. Dispõe sobre a segurança do tráfego aquaviário em águas sob jurisdição nacional e dá outras providências. **Diário Oficial da União**, 11 dez. 1997. Disponível em: http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/leis/l9537.htm. Acesso em: 27 fev. 2021.

BROMBERG, L.; CHENG, W. K. **Methanol as an alternative transportation fuel in the US: Options for sustainable and/or energy-secure transportation**. [S. l.]: MIT, 2010. Disponível em: https://afdc.energy.gov/files/pdfs/mit_methanol_white_paper.pdf. Acesso em: 12 maio 2021.

BRYNOLF, S.; FRIDELL, E.; ANDERSSON, K. Environmental assessment of marine fuels: liquefied natural gas, liquefied biogas, methanol and bio-methanol. **Journal of Cleaner Production**, v. 74, p. 86–95, 26 mar. 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652614002832>. Acesso em: 27 set. 2021.

CARVALHO, F. M. de; SCHAEFFER, R.; PORTUGAL-PEREIRA, J.; MÜLLER-CASSERES, E.; CARVALHO, M. R. P. de; NOGUEIRA, T. de F.; FONTE, C. B.; ROCHEDO, P. R. R.; WEI, H. K. Perspectivas de produção de combustíveis marítimos de emissão neutra de carbono no Brasil. **Rio Oil & Gas Expo and Conference 2020**, p. 1–12, 1 dez. 2020. Disponível em: https://icongresso.ibp.itarget.com.br/arquivos/trabalhos_completos/ibp/3/final.IBP0079_20_19072020_205537.pdf. Acesso em: 27 set. 2021.

CREMONEZ, P. A.; TELEKEN, J. G.; MEIER, T. W. Potential of green diesel to complement the Brazilian energy production: A Review. **Energy & Fuels**, v. 35, n. 1, p. 176–186, 7 jan. 2021. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c03805>. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.0c03805>. Acesso em: 27 set. 2021.

DNV-GL. **Assessment of selected alternative fuels and technologies**. [S. l.: s. n.], 2019a. Disponível em: <https://www.dnv.com/maritime/publications/alternative-fuel-assessment-download.html>. Acesso em: 27 fev. 2021.

DNV-GL. **Comparison of alternative marine fuels**, n. 2019-0567-rev.3. [S. l.]: DNV-GL-Maritime, 5 jul. 2019b. Disponível em: https://sea-Ing.org/wp-content/uploads/2020/04/Alternative-Marine-Fuels-Study_final_report_25.09.19.pdf. Acesso em: 27 fev. 2021.

DNV-GL. **Maritime forecast to 2050: energy transition outlook 2020**. Hamburg, Germany: DNV-GL-Maritime, 2020. Disponível em: <https://eto.dnvgl.com/2020/Maritime/forecast>. Acesso em: 23 fev. 2021.

DNV-GL. **Methanol as marine fuel: environmental benefits, technology readiness, and economic feasibility**, n. 2015-1197-Rev2. [S. l.: s. n.], 2016. Disponível em: <https://www.methanol.org/wp-content/uploads/2020/04/IMO-Methanol-Marine-Fuel-21.01.2016.pdf>. Acesso em: 27 fev. 2021.

DPC. **NORMAN 01-Normas da Autoridade Marítima para navegação em mar aberto-Mod 43**. Rio de Janeiro: [s. n.], 22 dez. 2020a. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-01_DPC.Mod43_0.pdf. Acesso em: 23 fev. 2021.

DPC. **NORMAN 02-Normas da Autoridade Marítima empregadas na navegação interior-Mod 22**. Rio de Janeiro: [s. n.], 22 dez. 2020b. Disponível em: https://www.marinha.mil.br/dpc/sites/www.marinha.mil.br.dpc/files/NORMAM-02_DPC%20Mod22.pdf. Acesso em: 26 fev. 2021.

EICHLER, P.; SANTOS, F.; TOLEDO, M.; ZERBIN, P.; SCHMITZ, G.; ALVES, C.; RIES, L.; GOMES, F. Produção do biometanol via gaseificação de biomassa lignocelulósica. **Química Nova**, v. 38, p. 828–835, 2015. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/qn/a/xjXZS9LJSCPn6Z9P5q3NP8P/?lang=pt>. Acesso em: 27 set. 2021.

ELLIS, J. **Renewable methanol as fuel for the shipping industry**. SSPA Sweden AB: [s. n.], 29 abr. 2019. Disponível em: <https://www.uib.no/sites/w3.uib>.

no/files/attachments/05-ellis-renewable_methanol_presentation_hvl_seminar_20190425.pdf. Acesso em: 2 mar. 2021.

EPE. **Demanda de energia dos veículos leves do ciclo Otto**. out. 2018. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-331/topico-421/Demanda_Veiculos_Leves_2018-2030.pdf. Acesso em: 8 maio 2021.

EPE. **Estudos do Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: demanda e eficiência energética**. [S. l.]: Empresa de Planejamento Energético, nov. 2020. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/topico-522/Caderno%20de%20Efici%C3%Aancia%20e%20Demanda%20-%20PDE%202030_18jan21_v1.pdf. Acesso em: 28 abr. 2021.

EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2030**. Brasília: Empresa de Pesquisa Energética, 2021. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf. Acesso em: 9 maio 2021.

EPL. **Diagnóstico logístico 2010-2019**. Brasília: Empresa de Planejamento e Logística SA, 2020. Disponível em: <https://ontl.epl.gov.br/wp-content/uploads/2020/11/Diagnostico-Logistico-V2.pdf>. Acesso em: 26 fev. 2021.

ESCOBAR, J. F. **A produção sustentável de biomassa florestal para energia no Brasil. O caso dos pellets de madeira**. 2016. 122 f. Tese(Doutorado em energia) – Instituto de Energia e Ambiente-Universidade de São Paulo, São Paulo, 2016. Disponível em: <https://www.teses.usp.br/teses/disponiveis/106/106131/tde-23032017-171758/pt-br.php>. Acesso em: 10 mar. 2021.

EU, E. C. **Alternative fuels: expert group report**. LU: Publications Office, 2017. Disponível em: <https://data.europa.eu/doi/10.2777/741279>. Acesso em: 6 mar. 2021.

HASEGAWA, F.; YOKOYAMA, S.; IMO, K. Methanol or ethanol produced from woody biomass: Which is more advantageous? **Bioresource Technology**, v. 101, n. 1, Supplement, p. S109–S111, 2010. <https://doi.org/10.1016/j.biortech.2009.05.008>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960852409005239>. Acesso em: 27 set. 2021.

IBA, I. B. de Á. **Relatório 2019**. São Paulo: Indústria Brasileira de Árvores, 2019. Disponível em: <https://iba.org/datafiles/publicacoes/relatorios/iba-relatorioanual2019.pdf>. Acesso em: 27 set. 2021.

IEA. **IEA-Countries and regions**. 2020. Disponível em: <https://www.iea.org/countries>. Acesso em: 12 maio 2021.

IMO. **Energy Efficiency Measures**. 2019. Disponível em: <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Technical-and-Operational-Measures.aspx>. Acesso em: 28 fev. 2021.

IMO. **Marine Environment Protection Committee (MEPC) 75, 16-20 November. 2020a.** Disponível em: <https://www.imo.org/en/MediaCentre/MeetingSummaries/Pages/MEPC-75th-session.aspx>. Acesso em: 27 fev. 2021.

IMO. **MSC 1/Circ.1621.** [S. l.: s. n.], 7 dez. 2020b. Disponível em: <https://www.register-iri.com/wp-content/uploads/MSC.1-Circ.1621.pdf>. Acesso em: 6 mar. 2021.

IMO. **Resolution MEPC 176 (58) - Revised MARPOL Annex VI.** London: [s. n.], 10 out. 2008. Disponível em: <https://www.imo.org/en/OurWork/Environment/Pages/Index-of-MEPC-Resolutions-and-Guidelines-related-to-MARPOL-Annex-VI.aspx#1>. Acesso em: 27 fev. 2021.

IMO. **Resolution MEPC 203(62).** London: [s. n.], 15 jul. 2011. Disponível em: [http://www.syndarma.org.br/upload/MEPC.203\(62\)p%20-%2001Jan13.pdf](http://www.syndarma.org.br/upload/MEPC.203(62)p%20-%2001Jan13.pdf). Acesso em: 3 fev. 2021.

IMO. **Third IMO Greenhouse Gas Study 2014. Executive Summary and Final Report.** Londres: International Maritime Organization, 2015. Disponível em: <https://wwwcdn.imo.org/localresources/en/OurWork/Environment/Documents/Third%20Greenhouse%20Gas%20Study/GHG3%20Executive%20Summary%20and%20Report.pdf>. Acesso em: 11 mar. 2021.

KAILA, R.; BEUMER, C. **The potential of bio LNG for the maritime industry.** [S. l.: s. n.], 6 abr. 2020. Disponível em: <https://www.wartsila.com/insights/webinar/the-potential-of-biolng-for-the-maritime-industry>. Acesso em: 1 mar. 2021.

LUNDGREN, J.; EKBOM, T.; HULTEBERG, C.; LARSSON, M.; GRIP, C.-E.; NILSSON, L.; TUNÅ, P. Methanol production from steel-work off-gases and biomass based synthesis gas. **Applied Energy**, v. 112, p. 431–439, 2013. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2013.03.010>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261913001967>. Acesso em: 27 set. 2021.

MAPA. **Projeções do agronegócio: Brasil 2019/20 a 2029/2030. Projeções de longo prazo.** Brasília: Ministério da Agricultura, Pecuária e Abastecimento, 2020. Disponível em: https://www.gov.br/agricultura/pt-br/assuntos/politica-agricola/todas-publicacoes-de-politica-agricola/projecoes-do-agronegocio/projecoes-do-agronegocio_2019_20-a-2029_30.pdf. Acesso em: 9 maio 2021.

MINFRA. **PNLP 2019 : Plano Nacional de Logística Portuária.** Brasília: Ministério da Infraestrutura, 2020a. Disponível em: <https://antigo.infraestrutura.gov.br/images/2020/03/2.14.pdf>. Acesso em: 9 maio 2021.

MINFRA. **Volume V-Transporte de Passageiros. In Corredores logísticos estratégicos-2020.** Brasília: Ministério da Infraestrutura, 2020b. Disponível em: <https://www.gov.br/infraestrutura/pt-br/assuntos/politica-e-planejamento/politica-e-planejamento/cle>. Acesso em: 9 maio 2021.

MME. **Plano Nacional de Mineração 2030.** Brasília: Ministério de Minas e Energia, 2011. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/geologia->

mineracao-e-transformacao-mineral/plano-nacional-de-mineracao-2030-1/documentos/pnm_2030.pdf/view. Acesso em: 9 maio 2021.

NAKAGAWA, H.; HARADA, T.; ICHINOSE, T.; TAKENO, K.; MATSUMOTO, S.; KOBAYASHI, M.; SAKAI, M. Biomethanol Production and CO₂ Emission Reduction from Forage Grasses, Trees, and Crop Residues. **Japan Agricultural Research Quarterly: JARQ**, v. 41, p. 173–180, 2007. <https://doi.org/10.6090/jarq.41.173>. Disponível em: https://www.jstage.jst.go.jp/article/jarq/41/2/41_173/_article. Acesso em: 27 set. 2021.

SEA-LNG. **2021 Outlook for LNG: a view from the bridge**. [S. l.]: SEA-LNG, jan. 2021. Disponível em: https://sea-lng.org/wp-content/uploads/2021/02/LNG-2021_A-view-from-the-bridge_v6.pdf. Acesso em: 1 mar. 2021.

SHAMSUL, N. S.; KAMARUDIN, S. K.; RAHMAN, N. A.; KOFLI, N. T. An overview on the production of bio-methanol as potential renewable energy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 33, p. 578–588, 12 mar. 2014. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.02.024>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114001452>. Acesso em: 27 set. 2021.

SVANBERG, M.; ELLIS, J.; LUNDGREN, J.; LANDÄLV, I. Renewable methanol as a fuel for the shipping industry. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 94, p. 1217–1228, 6 ago. 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.06.058>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032118304945>. Acesso em: 27 set. 2021.

TERRA, R. B. **Cenários de longo prazo para demanda de combustíveis marítimos do setor de transporte aquaviário brasileiro**. 2015. 145 f. Dissertação (Mestrado em Planejamento Energético) – Universidade Federal do Rio de Janeiro -UFRJ, Rio de Janeiro, 2015. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/mestrado/Raphael_Benirschke_Terra.pdf. Acesso em: 27 set. 2021.

WELFLE, A. Balancing growing global bioenergy resource demands - Brazil's biomass potential and the availability of resource for trade. **Biomass and Bioenergy**, v. 105, p. 83–95, 2017. <https://doi.org/10.1016/j.biombioe.2017.06.011>. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0961953417301976>. Acesso em: 27 set. 2021.

ZANELLA, T. V. Navios e poluição do ar: um estudo sobre a regulação das emissões atmosféricas por embarcações. **Revista da Escola de Guerra Naval**, v. 24, n. n.2, p. 301–328, ago. 2018. <https://doi.org/10.22491/1809-3191>. Disponível em: <https://revista.egn.mar.mil.br/index.php/revistadaegn/article/view/705/pdf>. Acesso em: 27 set. 2021.

ZHOU, Y.; PAVLENKO, N.; RUTHERFORD, D.; OSIPOVA, L.; COMER, B. **The potential of liquid biofuels in reducing ship emissions**. [S. l.]: International Council on Clean Transportation-ICCT, set. 2020. Disponível em: <https://theicct.org/publications/marine-biofuels-sept2020>. Acesso em: 27 set. 2021.