

KIALA MUANA MFUMU

Aplicação da avaliação do ciclo de vida no cálculo do fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil

Kiala Muana Mfumu

Aplicação da avaliação do ciclo de vida no cálculo do fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção da Faculdade de Engenharia da Universidade Estadual Paulista, Campus Guaratinguetá, como parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre em Engenharia de Produção.

Orientadora: Prof^a. Dr^a. Ivonete Ávila

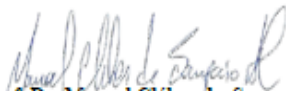
M617a	Mfumu, Kiala Muana Aplicação da avaliação do ciclo de vida no cálculo do fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil / Kiala Muana Mfumu – Guaratinguetá, 2021. 227 f : il. Bibliografia: f. 200-224 Dissertação (Mestrado) – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, 2021. Orientadora: Profª. Drª. Ivonete Ávila 1. Gases estufa. 2. Energia elétrica distribuição. 3. Sistemas de energia elétrica. I. Título. CDU 621.316(043)
-------	--

KIALA MUANA MFUMU

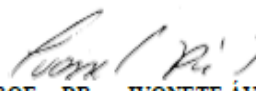
**ESTA DISSERTAÇÃO FOI JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
“MESTRE EM ENGENHARIA DE PRODUÇÃO”**

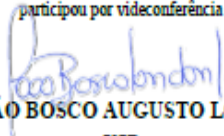
PROGRAMA: ENGENHARIA DE PRODUÇÃO
CURSO: MESTRADO

APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO


Prof. Dr. Manoel Cléber de Sampaio Alves
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


PROF. DR. IVONETE ÁVILA
Orientador / UNESP/FEG
participou por videoconferência


PROF. DR. JOÃO BOSCO AUGUSTO LONDON JUNIOR
USP
participou por videoconferência


PROF. DR. ANEIRSON FRANCISCO DA SILVA
UNESP/FEG
participou por videoconferência

Setembro de 2021

DADOS CURRICULARES

KIALA MUANA MFUMU

NASCIMENTO	01.04.1988 - Luanda/ Angola
FILIAÇÃO	Nlandu Muana Mfumu Wankenka C. Kivuila
2012/2017	Engenheiro Industrial. Faculdade de Ciências Econômicas e Empresarias Universidad de Cienfuegos/Cuba - Sede: Carlos Rafael Rodríguez.

À Deus, pai da glória e da honra,
digno de reverência!

AGRADECIMENTOS

Agradeço à Deus todo poderoso pelo discernimento, pois sei quantas vezes pensei em desistir, mas soube que os meus desejos não são a sua vontade, Senhor.

À minha melhor amiga e amada esposa Eng. Edvalda P. da Costa Marcelino Muana Mfumu, reitero o meu respeito e admiração por ti. Obrigado por ser essa bênção divina na minha vida.

Mil agradecimentos a minha família, a minha irmã Nicole Muana Mfumu, ao meu irmão André Gonda Muana Mfumu, as minhas queridas e admiradas mãe e sogra Wankenka Kivuila e Luísa Marcelino, ao meu melhor amigo/irmão Gelson Quissua; sois um verdadeiro suporte. A minha psicóloga Lazara Pérez “Mamy Lachy’’, em Cuba, que mesmo distante sempre está presente.

Especiais agradecimentos aos meus mentores, concretamente a minha orientadora, Prof. Dra. Ivonete Ávila, por receber-me, aceitar-me e dar-me todas oportunidades necessárias mesmo quando tudo estava escuro. À Dra. Tatiane Tobias da Cruz, pela naturalidade, empatia, paciência e ajuda incondicional.

Aos professores do Programa de Pós-graduação da Engenharia de Produção da UNESP, Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, pelo mais lindo presente; a sapiência.

Aos companheiros de equipe do Laboratório de Combustão e Captura de Carbono (LC₃) e aos guerreiros da República-Etílicos, pelo incentivo para o alcance deste objetivo, sobretudo, por serem a fonte de inspiração.

À Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) e ao Instituto Nacional de Gestão de Bolsas de Estudos (INAGBE-Angola), pelo apoio financeiro, sem o qual esse trabalho não poderia ter sido realizado.

O presente trabalho foi realizado com o apoio financeiro do Instituto Nacional de Gestão de Bolsas de Estudos de Angola (INAGBE-Angola), no âmbito do Acordo da Cooperação com a UNESP-Brasil, para formação dos quadros angolanos nos níveis de Mestrado e Doutoramento.

O Estudante Kiala Muana Mfumu foi beneficiado no curso de Mestrado, pelo abrigo do Acordo de Cooperação, conforme o Ofício Nº 170/GDG/INAGBE/MESCTI/2019, de 12 de março de 2019, enviado à UNESP.

“Ser culto es el único modo de ser libre”

Jose Martí

RESUMO

Os impactos dos sistemas de geração de eletricidade ao meio ambiente e à saúde humana podem ser estimados através da aplicação de métodos para a avaliação de desempenho ambiental de produtos e serviços. As estimativas variam em função de vários fatores como o tipo de tecnologia, as características destes sistemas e geo-localização, por mencionar alguns fatores. Um dos métodos para estimar estes impactos é a Avaliação do Ciclo de Vida (ACV). Na presente pesquisa utiliza-se o método de ACV para calcular o fator de emissão (FE) de gases de efeito estufa (GEE) da matriz elétrica brasileira a partir dos sistemas de geração de eletricidade em operação no setor público do Sistema Interligado Nacional (SIN). Para tal, foi realizada uma revisão sistemática da literatura com meta-análise no qual foram combinados dados quantitativos de estimativas das emissões de GEE extraídos dos estudos de ACV de sistemas de geração de eletricidade. A meta-análise foi complementada com a aplicação do método de harmonização e processamento estatístico, no qual as estimativas fornecidas pelos estudos foram alinhadas para se estabelecer análises comparativas em termos de variabilidade e tendências centrais (medianas). As normas internacionais ISO:14040/44-2006 foram aplicadas de acordo com o escopo da pesquisa, considerando as tecnologias e as características dos sistemas que compõem a matriz elétrica do SIN, dentro da fronteira definida na pesquisa. O cálculo do FE de GEE do ciclo de vida foi apresentado separadamente para cada sistema de geração e posteriormente para a matriz em referência. Foram obtidas as estimativas de emissões de GEE de 96,5 gCO₂-eq/kWh (hidrelétricas), 12,2 gCO₂-eq/kWh (nucleares), 1052,8 gCO₂-eq/kWh (termelétrica a carvão) 460,8 gCO₂-eq/kWh (termelétrica a gás natural), 1001 gCO₂-eq/kWh (termelétrica a óleo combustível) e 1178 gCO₂-eq/kWh (termelétrica a óleo diesel). O FE de GEE do ciclo de vida da matriz elétrica do SIN foi estimado em 99,6 gCO₂-eq/kWh, tendo resultado superior àquele estimado pelo Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação, que não considera a ACV na sua abordagem e estima apenas as emissões da etapa operacional (*midstream*) dos sistemas de geração de eletricidade. Os resultados podem contribuir na formulação de políticas públicas para a tomada de decisões como a inclusão da ACV na avaliação ambiental de sistemas de geração de eletricidade do Brasil, impactando positivamente no desenvolvimento social, econômico e ambiental do país.

PALAVRAS-CHAVE: Matriz elétrica. Avaliação de ciclo de vida. Geração de energia elétrica. Fator de emissão. Gás de efeito estufa. Meta-análise. Harmonização.

ABSTRACT

The impacts of electricity generation systems on the environment and human health can be estimated through the application of methods to assess the environmental performance of products and services. Estimatives vary depending on several factors such as the type of technology, the characteristics of these systems and geographic locations, just to mention a few factors. One of the methods to estimate these impacts is the Life Cycle Assessment (LCA). In the present research, an LCA method is used to calculate the emission factor (EF) of greenhouse gases (GHG) of the Brazilian electricity matrix from the electricity generation systems operating in the public sector of the National Interconnected System (SIN). Hence, a systematic literature review was carried out with meta-analytical approach in which quantitative data from estimatives of GHG emissions extracted from LCA studies of electricity generation systems were combined. The meta-analysis was complemented with the application of the method of harmonization and statistical processing in which the estimates provides by the studies were aligned to establish comparative analyzes in term of variability and mean trends (medians). International ISO standards: 14040/44-2006 were applied according to the scope of the research, considering the technologies and characteristics of the systems that make up the electrical matrix of SIN, within the frontier defined in the research. The GHG life cycle EF calculation was presented separately for each generation system and later for the reference matrix. Estimatives of 96,5 gCO₂-eq/kWh (hydroelectric), 12,2 gCO₂-eq/kWh (nuclear), 1052,8 gCO₂-eq/kWh (coal-fired), 460,8 gCO₂-eq/kWh (natural gas thermoelectric), 1001 gCO₂-eq/kWh (fuel oil thermoelectric) and 1178 gCO₂-eq/kWh (diesel oil thermoelectric) were obtained. The life cycle EF of GHG of the SIN electrical matrix was estimated at 99,6 gCO₂-eq/kWh, witch resulted higher than that estimated by Ministry of Science, Technology and Innovation, which does not consider LCA in its approach and only estimates the emissions from the operational (*midstream*) stage of the electricity generation systems. The results can contribute to the formulations of policies for decision-makers, such as the inclusion of LCA tool in the environmental assessment of electricity generation systems in Brazil, enhancing positively to the country's social, economic and environmental development.

KEYWORDS: Electrical matrix. Life cycle assessment. Electric power generation. Emission factor. Greenhouse gas. Meta-Analysis. Harmonization.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Delimitação da pesquisa para estimar o fator de emissão de GEE da matriz elétrica brasileira	27
Figura 2 - Fornecimento total de energia primaria mundial por fontes nos anos de 1973 e 2017	34
Figura 3 - Emissões mundiais de CO ₂ inerentes ao processo de combustão, por regiões nos anos de 1973 e 2017	35
Figura 4 - Emissões brutas de GEE do Brasil, em MtCO ₂ -eq	40
Figura 5 - Evolução do fator de emissão do SIN da matriz elétrica brasileira	41
Figura 6 - Esquema geral do processo de harmonização de dados	53
Figura 7 - Fluxograma simplificado das etapas a serem desenvolvidas na pesquisa	60
Figura 8 - Método adotado na pesquisa.....	62
Figura 9 - Recursos da revisão sistemática de um projeto	66
Figura 10 - Configuração da matriz elétrica brasileira do SIN, por fontes: (a) capacidade instalada em MW; (b) geração de energia em GWh.....	74
Figura 11 - Histórico das emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade	75
Figura 12 - Ciclo do combustível nuclear no Brasil.....	91
Figura 13 - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo unidades federativas.....	95
Figura 14 - Distribuição das reservas provadas de petróleo, segundo unidade federativa	103
Figura 15 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração hidrelétrica	112
Figura 16 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração nuclear	121
Figura 17 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração a carvão mineral	126
Figura 18 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração a gás natural	134

Figura 19 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração a óleo combustível.....	140
Figura 20 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração a diesel	145
Figura 21 - Fatores de emissão de GEE do ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade do Brasil	192
Figura 22 - Fatores de emissão de GEE do ciclo de vida de matrizes elétricas	193

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Gases de efeito estufa e valores correspondentes ao GWP	36
Tabela 2 - Empreendimento em operação: informações sobre a geração de eletricidade em 2019	74
Tabela 3 - Harmonização dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração hidrelétrica dos estudos selecionados sem reservatório.....	149
Tabela 4 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração de hidrelétrica sem reservatório.....	150
Tabela 5 - Estimativas consideradas para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida do sistema de geração hidrelétrico.....	152
Tabela 6 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração nuclear	161
Tabela 7 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração nuclear	162
Tabela 8 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a carvão mineral	164
Tabela 9 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração a carvão mineral	166
Tabela 10 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a gás natural	172
Tabela 11 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração a gás natural	174
Tabela 12 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a óleo combustível.....	180
Tabela 13 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração a óleo combustível.....	181
Tabela 14 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a óleo diesel.....	187
Tabela 15 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração a óleo	

diesel 188

Tabela 16 - Emissão anual de CO₂ e fatores de emissão GEE dos sistemas de geração do SIN
de acordo o estudo meta-analítico e o processo de harmonização 191

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Resumo dos principais estudos sobre emissões de GEE e aplicação da ACV encontrados a partir da busca no <i>Scopus</i>	43
Quadro 2 - Categorias de impactos ambientais relacionados aos sistemas de geração de energia	46
Quadro 3 - Principais resultados dos estudos resumidos após harmonização das estimativas.	57
Quadro 4 - Etapas da revisão sistemática da literatura com meta-análise	67
Quadro 5 - Resumos de algumas características dos sistemas termelétricos	76
Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)	81
Quadro 7 - Sistemas de geração termonucleares do SIN, em 2019 (100% em regime de exploração)	93
Quadro 8 - Sistemas de geração termelétricos a gás natural existentes no SIN em 2019 (100% em regime de exploração).....	98
Quadro 9 - Sistemas de geração termelétricos a carvão mineral do SIN em 2019 (100% em regime de exploração).....	101
Quadro 10 - Sistemas de geração termelétricos a óleo combustível do SIN em 2019 (100% em regime de exploração).....	104
Quadro 11 - Sistemas de geração termelétrica a óleo diesel da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração).....	106
Quadro 12 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração hidrelétrica nas bases de dados	111
Quadro 13 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia hidrelétrica a fio de água	113
Quadro 14 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia hidrelétrica com reservatório	114
Quadro 15 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração de nuclear nas bases de dados ..	121
Quadro 16 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia nuclear	122

Quadro 17 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração a carvão mineral nas bases de dados.....	125
Quadro 18 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia térmica a carvão mineral.....	128
Quadro 19 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração a gás natural nas bases de dados	133
Quadro 20 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a gás natural	135
Quadro 21 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração a óleo combustível nas bases de dados.....	139
Quadro 22 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a óleo combustível	141
Quadro 23 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração a diesel bases de dados.....	145
Quadro 24 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a diesel	147

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ACV	Avaliação do Ciclo de Vida
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ANP	Agência Nacional de Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis
APE	Autoprodutores de Energia Elétrica
CEG	Código/Cadastro do Empreendimento de Geração
CGH	Centrais Geradoras Hidrelétricas
CGU	Centrais Geradoras Undi-elétrica (energia das ondas)
E-FER	Programa de apoio à utilização de fontes de energia renovável para geração de energia elétrica
EOL	Sistemas de Geração Eólico
EPBT	Tempo de Retorno da Energia (<i>Energy Payback Time</i>)
FC	Fator de Capacidade
CS	Ciclo Simples
CC	Ciclo Combinado
CCS	Captura e Armazenamento de Carbono (<i>Carbon Capture and Storage</i>)
USPC	Ultra supercrítica
PC	Plantas subcríticas
PC-FGD	Plantas subcríticas de carvão pulverizado com dessulfurização (<i>Pulverised Coal with Flue Gas Desulphurisation</i>).
IGCC	Gaseificação Integrada com Ciclo Combinado
GNCS	Gas Natural de Ciclo Simples
GNCC	Gas Natural de Ciclo Combinado
GEE	Gases de Efeito Estufa
GTP	Potencial de Mudança de Temperatura Global (<i>Global Temperature Change</i>)

Potential)

GWP	Potencial de Aquecimento Global (<i>Global Warming Potential</i>)
IEA	Agência Internacional de Energia (<i>International Energy Agency</i>)
IPCC	Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (<i>Intergovernmental Panel on Climate Change</i>)
ISO	Organização Internacional para Padronização (<i>International Organization for Standardization</i>)
MCTI	Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação
MMA	Ministério do Meio Ambiente
MME	Ministério de Minas e Energia
NBR	Norma Brasileira Registrada
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
PCH	Pequenas Centrais Hidrelétricas
PDE	Plano Decenal de Expansão Energética
POE	Plano de Operações Energéticas
PIE	Produtores Independentes de Energia Elétrica
PNE	Plano Nacional de Energia
PNMC	Política Nacional sobre a Mudanças do Clima
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
PV	Photovoltaic
RE	Regime de Exploração
SEEG	Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa
SIGA	Sistema de Informações de Geração da ANNEL
SIN	Sistema Interligado Nacional
SIRENE	Sistema de Registro Nacional de Emissões
SGSP	Sistemas de Geração de Serviço Público
UF	Unidade Funcional

UFV	Sistemas de Geração Fotovoltaico
UHE	Usina Hidrelétrica
UTE	Usina Termelétrica
UTN	Usina Termonuclear

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	22
1.1	CONTEXTO DA PESQUISA.....	22
1.2	OBJETIVO.....	25
1.3	DELIMITAÇÃO DA PESQUISA.....	25
1.4	JUSTIFICATIVA.....	27
1.5	DESAFIOS DA PESQUISA E MEIO E MÉTODO PARA SUPERÁ-LOS.....	31
1.6	CONTRIBUIÇÕES E IMPACTOS NA SOCIEDADE	32
2	REVISÃO DA LITERATURA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	34
2.1	GERAÇÃO DE ELETRICIDADE E EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA	34
2.2	META-ANÁLISE	43
2.3	AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA (ACV)	45
2.3.1	A ferramenta de ACV	45
2.3.2	Avaliação de ciclo de vida de sistemas de eletricidade.....	46
2.3.3	Avaliação de ciclo de vida de sistemas elétricos no Brasil	48
2.4	HARMONIZAÇÃO DE DADOS	52
2.4.1	Conceitos e definições.....	52
2.4.2	Harmonização de dados de estudos de ACV.....	54
3	MATERIAL E MÉTODO.....	60
3.1	ETAPAS ADOTADAS NA PESQUISA	60
3.2	MATERIAL.....	62
3.3	BUSCA DOS DADOS	63
3.4	CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE	64
3.5	CARACTERIZAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA	65
3.6	META-ANÁLISE	66
3.7	HARMONIZAÇÃO	67
3.7.1	Harmonização pelo GWP	68
3.7.2	Harmonização pela fronteira do sistema	68
3.7.3	Harmonização pela vida útil.....	68
3.7.4	Harmonização pelo fator de capacidade	69
3.7.5	Harmonização pela eficiência térmica.....	70
3.7.6	Harmonização cumulativa.....	70
3.8	PROCEDIMENTO ESTATÍSTICO	70

3.9	FATOR DE EMISSÃO.....	71
4	CARACTERIZAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA.....	73
4.1	CENÁRIO GERAL.....	73
4.2	SISTEMAS HIDRELÉTRICOS	77
4.2.1	Reservas.....	78
4.2.2	Tecnologia.....	78
4.2.3	Quantidade de sistemas e potência instalada.....	79
4.3	SISTEMAS TERMELÉTRICOS NUCLEARES	89
4.3.1	Reservas.....	89
4.3.2	Tecnologia.....	90
4.3.3	Quantidade de sistemas e potência instalada.....	92
4.4	SISTEMAS TERMELÉTRICOS A GÁS NATURAL.....	94
4.4.1	Reservas.....	94
4.4.2	Tecnologia.....	95
4.4.3	Quantidade de sistemas e potência instalada.....	96
4.5	SISTEMAS TERMELÉTRICOS A CARVÃO MINERAL.....	99
4.5.1	Reservas.....	99
4.5.2	Tecnologia.....	100
4.5.3	Quantidade de sistemas e potência instalada.....	101
4.6	SISTEMAS TERMELÉTRICOS A ÓLEO COMBUSTÍVEL	102
4.6.1	Reservas.....	102
4.6.2	Tecnologia.....	103
4.6.3	Quantidade de sistemas e potência instalada.....	104
4.7	SISTEMAS TERMELÉTRICOS A ÓLEO DIESEL	104
4.7.1	Reservas.....	105
4.7.2	Tecnologia.....	105
4.7.3	Quantidade de sistemas e potência instalada.....	105
5	META-ANÁLISE	109
5.1	SISTEMAS HIDRELÉTRICOS	109
5.2	SISTEMAS NUCLEARES	119
5.3	SISTEMAS TERMELÉTRICOS A CARVÃO MINERAL.....	123
5.4	SISTEMAS TERMELÉTRICOS A GÁS NATURAL.....	131
5.5	SISTEMAS TERMELÉTRICOS A ÓLEO COMBUSTÍVEL	138
5.6	SISTEMAS TERMELÉTRICOS A ÓLEO DIESEL	143

6	RESULTADOS E DISCUSSÃO	148
6.1	FATORES DE EMISSÃO DE GEE PARA CADA UM DOS SISTEMAS	148
6.1.1	Sistemas Hidrelétricos	148
6.1.2	Sistemas Nucleares	155
6.1.3	Sistemas termelétricos a carvão mineral	163
6.1.4	Sistemas Termelétricos a Gás Natural	171
6.1.5	Sistemas Termelétricos a Óleo Combustível	179
6.1.6	Sistemas Termelétricos a Óleo Diesel	185
6.2	FATOR DE EMISSÃO DE GEE DA MATRIZ ELÉTRICA DO SIN	190
6.3	CONSIDERAÇÕES FINAIS	195
7	CONCLUSÃO E ESTUDOS FUTUROS	198
7.1	CONCLUSÕES	198
7.2	SUGESTÕES PARA PESQUISAS FUTURAS	199
	REFERÊNCIAS	200
	ANEXO A - Consulta à ouvidoria de FURNAS	225

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO DA PESQUISA

As preocupações sobre o uso dos combustíveis fósseis, cuja utilização é a principal causa da poluição do ar, estão associadas as emissões dos gases de efeito estufa (GEE). Dentre estas, está o dióxido de carbono (CO_2) que é a principal emissão relacionada ao aquecimento global e mudanças climáticas (DESIDERI et al., 2012).

O setor elétrico contribui na poluição ambiental pelo uso dos combustíveis fósseis como os derivados do petróleo (gás natural, óleo combustível e óleo diesel), o carvão mineral, além do uso da energia nuclear, que são utilizados nos sistemas de geração de eletricidade. Estes combustíveis estão presentes tanto nas matrizes de geração elétrica quanto energéticas de todo mundo e tornam as estimativas das emissões de GEE muito altas em vários países, como os EUA, China, Índia, entre outros (MIRANDA, 2012; IEA, 2019).

O Brasil dispõe de uma matriz elétrica predominantemente renovável com destaque a fonte hídrica que responde por mais de 60% dos empreendimentos em operação (EPE, 2019a). Sendo um país rico em recursos naturais renováveis e com grande potencial de geração de energia, o Brasil tem se destacado na diversificação da sua matriz de geração elétrica, aumentando a capacidade de geração por fontes renováveis como a eólica e a solar. O país também mantém o compromisso com a Organização das Nações Unidas em reduzir as emissões de GEE em 37% até 2025, 43% até 2030 e continuar ampliando a participação das fontes renováveis (FRANÇA, 2016; MCTI, 2018).

A participação das fontes renováveis na matriz elétrica torna as emissões provenientes do uso de combustíveis fósseis relativamente inferiores às estimativas das emissões mundiais, colocando as emissões de GEE do Brasil numa posição favorável à média (ANGELO; RITTL, 2019). A partir de 2018, a representação das fontes renováveis na matriz energética e elétrica mundial atingiu os 45,3% e mais de 70%, respectivamente, sendo assim uma das maiores representações de fontes renováveis do mundo (COZER, 2019).

O Brasil busca de forma voluntária cumprir com o compromisso de proteger o sistema climático (MCTIC, 2018). No ano 2009 instituiu-se por meio da lei nº 12.187/2009, a Política Nacional sobre a Mudança do Clima (PNMC), que visa reduzir as emissões dos GEE proveniente de diferentes fontes (MCTI, 2014; MCTI, 2020b). De acordo com o PNMC, a projeção das emissões de GEE para 2020 foi estimada em 3,24 $\text{GtCO}_2\text{-eq}$, sendo que para o mesmo ano, as reduções correspondentes encontram-se entre 1,17 $\text{GtCO}_2\text{-eq}$ e 1,26 $\text{GtCO}_2\text{-eq}$.

Com isso, a lei nº 12.187/2009 permitiu a extensão do decreto nº 9.390/2010, que regulamenta o PNMC, estabelecendo que a partir de 2012 seriam publicadas anualmente as estimativas de emissões de GEE do Brasil para facilitar o entendimento e a formulação das políticas públicas, sendo o Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI) o responsável pela elaboração das estimativas e o aprimoramento das metodologias de cálculo das projeções das emissões (MCTI, 2014; MCTIC, 2018).

Uma das formas de avaliar emissões da geração de energia é mediante o fator de emissão, utilizando o método proposto pelo Painel Intergovernamental para as Mudanças Climáticas (IPCC)¹. O método de avaliação das emissões na geração de energia pelo fator de emissão proposto pelo o IPCC é comumente utilizado em vários estudos (IPCC, 2006; SIRENE, 2020).

No Brasil, este método é utilizado na construção do inventário nacional das emissões antrópicas por fontes e remoção por sumidouros de GEE não controlados pelo protocolo de Montreal², pois nem todos fatores de emissão definidos pelo IPCC são adequados para estimar as emissões de GEE de países em desenvolvimento como é o caso do Brasil (MCT, 2010). Nesse método³, são consideradas as emissões geradas no momento da queima do combustível e as emissões fugitivas⁴ relacionadas com a exploração de fontes de energia primária, com a sua conversão em forma de energia mais úteis em refinarias e sistemas geradores de eletricidade, com a transmissão e distribuição dos combustíveis em aplicações estacionárias e móveis (MCTI, 2016).

Assim, em cumprimento do decreto nº 7.390/2010, no Brasil anualmente são publicadas as estimativas de emissões de GEE, disponibilizados pelo Sistema de Registro Nacional de Emissões (SIRENE) oficializado ao abrigo do decreto presidencial nº 9.172/2017. Consta entre as informações, o inventário de estimativas de emissões dos principais GEE e outros gases indiretos como óxidos de nitrogênio (NO_x), óxido de carbono

¹ IPCC - *Intergovernmental Panel on Climate Change*

² As emissões antrópicas são comumente relacionadas as emissões direitas estimadas nos setores de energia, processos industriais, enquanto que as remoções são relativas às emissões indiretas em setores como a dos tratamentos de resíduos, setor agropecuário, setor de uso de solventes, entre outros. Mais detalhes em: <http://docplayer.com.br/11005328-Segunda-comunicação-nacional-do-brasil-a-convenção-quadro-das-nações-unidas-sobre-mudança-do-clima.html>

³ Como diretrizes técnicas básicas, são considerados os documentos elaborados pelo IPCC como as ‘*Guidelines for National Greenhouse gas Inventories, 1996/2006*’; ‘*Good Practice guidance and Uncertainly Management in National Greenhouse gas Inventories, 2000*’; ‘*Good Practice Guidance for Land Use, Land Use Change and Forestry, 2003*’, que descrevem as metodologias para a estimativa dos GEE e a elaboração dos inventários.

⁴ Emissões fugitivas são “lançamentos difusos na atmosfera de qualquer forma de matéria sólida, líquida ou gasosa, não intencional, efetuada por uma fonte que não possui dispositivo projetado para dirigir ou controlar seu fluxo” (Resolução 382/2006 do Conama).

(CO) e outros compostos orgânicos não metálicos, correspondentes aos diversos setores como o caso dos setores da energia, tratamento de resíduos, agropecuária, indústria e outros (MCTI, 2014). Porém, para o caso particular do setor de energia, esses fatores são diretamente dependentes do tipo de combustível utilizado com os quais as emissões estão relacionadas à produção, transformação e ao consumo de energia (MCTIC, 2017).

Outra forma aplicada na avaliação dos impactos ambientais de sistemas energéticos é pelo uso da ferramenta de Avaliação do Ciclo de vida (ACV), cujo cálculo foi descrito por Bruijin; Duin; Huijbregts (2004). A ferramenta de ACV, relacionada a sistemas e instrumentos de gestão ambiental e normatizada pelas ISO⁵ (ABNT NBR-ISO:14040, 2014; ABNT NBR-ISO:14044, 2014) avalia e quantifica os impactos ambientais de um produto, bem ou serviço, nas diferentes etapas da sua vida útil (GERBINET; BELBOOM; LÉONARD, 2014). Ela é também uma forma bastante eficaz e tem sido amplamente usada e discutida na literatura para a avaliação de aspectos ambientais e os potenciais impactos associados aos sistemas de geração de energia, pois inclui na sua análise todas as etapas do ciclo de vida (OMETTO, 2010; MIRANDA, 2012; LOURENÇO, 2016; LUCIANE DURANTE; IVAN JULIO APOLONIO, 2017).

O estudo realizado por Miranda (2012) apresentou o fator de emissão da matriz elétrica brasileira do Sistema Interligado Nacional (SIN), estimada em 125 gCO₂-eq/kWh a partir de um procedimento estatístico, no qual sintetiza e harmoniza os dados e também avalia questões pertinentes na revisão bibliográfica com meta-análise e aplicação da ferramenta ACV. O valor estimado pela autora foi 2,5 vezes maior que o valor reportado pelo MCTI, que anualmente estima o fator de emissão do país. Porém, a diferença dos resultados deve-se, provavelmente, ao fato do MCTI não considerar a abordagem de ACV.

Vale salientar que no estudo de Miranda (2012) a maior parte dos dados analisados referem-se ao ano base de 2010 e a matriz do SIN foi avaliada de forma generalizada. No estudo não se considerou a classificação da ANEEL (público e privado), guiando-se apenas pelos sistemas de geração do SIN cujas informações eram acessíveis. Além disso, os dados atuais evidenciam aumentos e diminuições das capacidades instaladas e de geração elétrica, o que naturalmente, tem os seus efeitos em termos de emissões de GEE. Havendo, portanto, a necessidade de se recalcular o fator de emissão da matriz elétrica atual do SIN, a partir do método de ACV com recurso a meta-análise e harmonização.

⁵ ISO - *International Organization for Standardization*

Diante desse cenário, no presente trabalho de mestrado busca-se responder a seguinte questão de pesquisa: *Qual o valor estimado do fator de emissão da matriz elétrica brasileira do SIN, considerando os sistemas de geração de eletricidade do setor público com base na abordagem da ACV?*

1.2 OBJETIVO

O presente trabalho de mestrado teve como objetivo geral estimar o fator de emissão de gases de efeito estufa da matriz elétrica brasileira, com enfoque aos sistemas de geração de setor público, utilizando uma abordagem a partir da ACV.

Para atingir o objetivo geral, propõe-se os seguintes objetivos específicos:

1. Conhecer e aprofundar o conhecimento da metodologia ACV aplicada a emissão de GEE para estabelecer um método para o cálculo dessas emissões utilizando-se revisões bibliométrica e bibliográfica em base científicas e relatórios técnicos;
2. Identificar quais os fatores característicos das usinas de geração de eletricidade que podem contribuir de forma efetiva na estimativa do fator de emissão de GEE;
3. Identificar na matriz elétrica brasileira, os sistemas geradores do serviço público que compõe o SIN e definir os critérios de elegibilidade na seleção dos estudos que contribuirão para a meta-análise;
4. Realizar um estudo estatístico de análise de variância para determinar a variabilidade dos dados harmonizados e obter resultados em virtude das características dos sistemas geradores de eletricidade.

Após o cumprimento dos objetivos, geral e específicos, será estimado o fator de emissão de GEE da matriz de energia elétrica brasileira atual, considerando a harmonização dos estudos incluídos na meta-análise com base na abordagem da ACV de sistemas de geração de eletricidade de serviço público.

1.3 DELIMITAÇÃO DA PESQUISA

A matriz elétrica brasileira é composta por diferentes sistemas de geração de energia elétrica, classificados como sistemas geradores de grande, médio e pequeno porte, que pertencem aos setores público e setor privado (EPE, 2019b). Esta matriz está dividida em dois sistemas: sistemas isolados e o SIN. Entretanto, os sistemas isolados, que se localizam principalmente na região norte, representam menos de 1% da carga total do país e o consumo

é baixo nas localidades em que se encontram, sendo que, o SIN predomina na matriz elétrica nacional (ONS, 2020).

Tendo em conta a diversificação da matriz elétrica brasileira, a estrutura da matriz do SIN, de acordo com o Sistema de Informação de Geração (SIGA) da ANEEL, está classificada também por Regime de Exploração⁶ (RE), sendo estes; Sistemas de Geração de Setor Público (SGSP), Autoprodutores de Energia Elétrica (APE) e Produtores Independentes de Energia Elétrica (PIE) (ANEEL, 2020).

Os sistemas de geração de eletricidade (fósseis e não fósseis), como as usinas termelétricas (UTE), a carvão, gás natural, óleo diesel e óleo combustível, usinas termonucleares (UTN) e usinas hidrelétricas (UHE), cujas emissões são maiores em relação aos sistemas solares e eólicos⁷(ASDRUBALI et al., 2015), estão maioritariamente em operação no setor público do SIN (ANEEL, 2020).

Para a realização desta pesquisa foi considerada a estrutura da matriz elétrica brasileira, como apresentado na Figura 1, sendo a fronteira do estudo destacada em tracejado.

Portanto, o fator de emissão de GEE foi estimado a partir dos sistemas de geração de eletricidade, no regime de exploração 100% do setor público, em operação no SIN no ano 2019, precisamente os sistemas de geração hidrelétricos, nucleares, a gás natural, a carvão mineral, óleo combustível e óleo diesel, como ilustrado na Figura 1, definindo-se desta forma a fronteira da presente pesquisa. Para os sistemas hidrelétricos, não foram consideradas as hidrelétricas de Machadinhos, Manso e Dona Francisca, entre outras, cujo RE é compartilhado⁸ entre o SGSP, APE e PIE, de acordo com o SIGA no ano base da pesquisa.

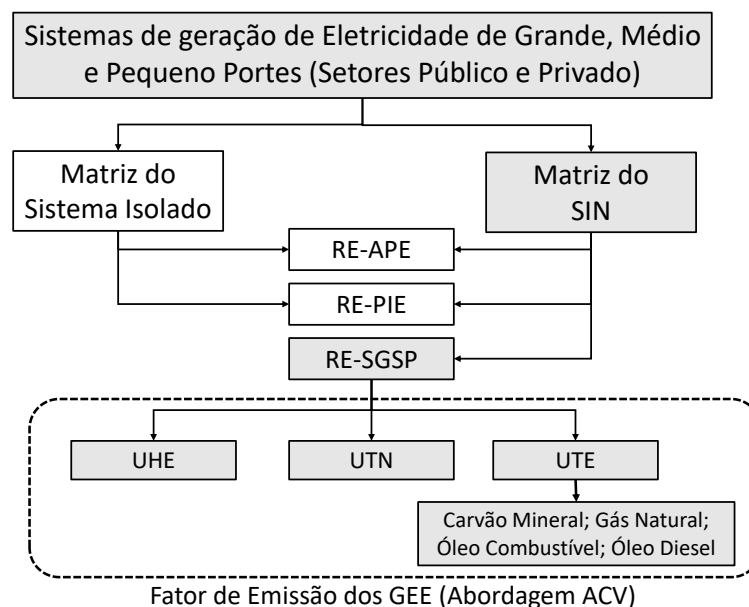
Vale também salientar que foram considerados aqueles sistemas de geração de eletricidade cujas informações estavam disponíveis para o ano de estudo (2019), tais como características dos sistemas, número de sistemas geradores de eletricidade por cada fonte, tecnologia empregada, capacidade instalada e de geração, entre outras. A disponibilidade dessas informações permitiu a aplicação da metodologia e a estimativa do fator de emissão, para a robustez e qualidade dos resultados e a consistência da pesquisa. Em casos necessários, foram feitas estimativas justificáveis, que permitiram o avanço da pesquisa.

⁶ Os detalhes podem ser consultados no manual do usuário, disponível em <https://bit.ly/2IGf4Q0>

⁷ De acordo com o SIGA, na estrutura do SIN os sistemas solares e eólicos pertencem ao RE-APE e RE-PIE. Disponível em <https://bit.ly/2IGf4Q0>

⁸ Disponível no banco de dados de empreendimentos outorgados do SIGA, em <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoibNjc4OGYyYjQtYWZWM2ZC00YjllLWJlYmEtYzdkNTQ1MTc1NjM2IiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTYtNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiR9>

Figura 1 - Delimitação da pesquisa para estimar o fator de emissão de GEE da matriz elétrica brasileira



Fonte: Produção do próprio autor.

Legenda: APE: Autoprodutores de Energia Elétrica; PIE : Produtores Independentes de Energia Elétrica; SGSP: Sistemas de Geração de Serviço Público; RE: Regime de Exploração; UTE: Usina Termelétrica; UTN: Usina termelétrica nuclear ou Usina termonuclear; UHE: Usina Hidrelétrica; GEE: Gases de Efeito Estufa; ACV: Avaliação de Ciclo de Vida.

1.4 JUSTIFICATIVA

A energia elétrica é importante para o bem-estar social e o desenvolvimento econômico de qualquer país. Porém, existem impactos ambientais associados ao processo de geração de energia elétrica, sobretudo, quando são produzidas a partir de fontes convencionais, no qual se destacam os combustíveis fósseis que emitem GEE, contribuindo para o aquecimento global e outros impactos negativos no meio ambiente.

De acordo com o IEA (2019a)⁹, após três anos de estabilidade, a partir de 2017 as emissões resultantes do processo da queima de combustíveis fósseis voltaram a aumentar tendo alcançado 32,8 bilhões de toneladas, destacando-se a geração de eletricidade como o maior emissor de GEE, com participação de 43% das emissões em 2017.

Em 2018, a geração de energia elétrica do Brasil cresceu 2% em relação ao ano anterior, tendo atingido 601,4 TWh, entre os sistemas de geração de serviço público e autoprodutores. Desta geração, 83,2% correspondeu à participação dos sistemas de geração de setor público, onde as fontes de geração hídrica e a gás natural ocuparam respectivamente 66,6% e 8,6% da oferta interna na matriz elétrica (EPE, 2019a). Associado a este crescimento,

⁹ IEA - International Energy Agency

existem muitos aspectos relevantes como o desligamento de alguns sistemas geradores e acionamento de outros, dentre os quais citam-se o aumento de 4,9% da geração por fontes hídricas, a redução das perdas de energia nos centros de transformação e a redução do consumo final. Estas fontes de geração não estão isentas de emissões de GEE se forem consideradas todas as etapas do ciclo de vida.

Alguns sistemas de geração de eletricidade como a eólica, solar fotovoltaica, hidrelétrica e a nuclear, não apresentam grandes contribuições de GEE durante a sua fase operacional (FTHENAKIS; KIM, 2007). Porém, as emissões resultantes da extração e a conversão das matérias primas nos processo de construção e outras etapas do ciclo apresentam emissões de GEE que impactam significativamente o meio ambiente (BEERTEN et al., 2009a). Os sistemas de geração de eletricidade a carvão, gás natural e outras térmicas, são os que mais emitem GEE na atmosfera (BOUMAN; RAMIREZ; HERTWICH, 2015; PEREIRA; POSEN, 2020). A emissão destes sistemas são muito superiores às emissões de outros sistemas não fósseis, embora as emissões dos sistemas hidrelétricos sejam superiores a eólica e solar (ASDRUBALI et al., 2015; ADEDEJI et al., 2020).

Segundo Constantino et al. (2018), todas tecnologias de geração de eletricidade, em algum momento dos seus ciclos de vida (exploração, transformação, manufatura, transporte, uso e disposição final) apresentam contribuições negativas de maior ou menor escala ao meio ambiente. Os autores defendem que as emissões na geração de eletricidade dependem da intensidade de CO₂/MWh associada à tecnologia e ao tipo de combustível usado no processo. Para se obter e comparar os valores dos impactos tecnológicos em termos de intensidade das emissões de GEE, são necessários estudos nos quais, as emissões totais são contabilizadas durante todas etapas do processo (VARUN; PRAKASH; BHAT, 2012; RAADAL LERCHE et al., 2011).

As emissões de CO₂ relacionadas à geração de energia elétrica podem ser classificadas em directas quando se trata do processo de combustão de combustíveis fósseis e indirectas quando se trata do uso da eletricidade (AKASHI et al., 2011). Nesta última, uma das alternativas para a redução das emissões de GEE depende da criação de políticas e técnicas (abordagem *top-down* e *bottom-up*)¹⁰, mudanças de tecnologias e aumento no investimento da

¹⁰ Em termos energéticos a abordagem *top-down* pode ser entendida como parte dos mecanismos (modelos de premissas e projeções de cenários) associados a planejamento energético a nível macroeconômico para a conformação das políticas públicas pelos indicadores, sem ter em conta a estrutura tecnológica de um país. A abordagem *bottom-up* geralmente compreende a descrição das tecnologias de conversão e utilização da energia, a análise sobre a utilização da energia a partir da aplicação de modelos de projeção e demanda energética,

geração de eletricidade por meio de fontes renováveis de energia (WEISSER, 2007).

A necessidade de conhecer sobre os possíveis impactos de cada fonte que compõe as matrizes elétricas, em particular a matriz elétrica brasileira, motiva o desenvolvimento de pesquisas científicas sobre o assunto que permita estimar as emissões de GEE associadas a estas fontes de geração de eletricidade. Nesse sentido, a ACV surge como um método adequado para a avaliação de possíveis impactos ambientais. Esta ferramenta estruturada serve para estimar e avaliar os possíveis impactos ambientais de um determinado processo, produto ou serviço (ABNT NBR-ISO:14040, 2014; ABNT NBR-ISO:14044, 2014).

Pesquisas relacionadas ao tema têm sido realizadas ao longo dos anos, tanto na avaliação de tecnologias quanto na medição da performance ambiental de certas indústrias para obtenção de resultados que permitam a tomada de decisões sobre aspectos ambientais (SEBASTIÁN; ROYO; GÓMEZ, 2011). Muitos desses estudos estimam os potenciais de redução de GEE usando uma abordagem *bottom-up* (a intensidade de energia e intensidade de carbono) com foco em mudanças tecnológicas (AKASHI et al., 2011). No entanto, futuras emissões de CO₂ são afetadas por mudanças não apenas tecnológicas, mas também na atividade industrial em si. As emissões dos GEE também dependem da quantidade de produção industrial, especialmente, para os países em rápido desenvolvimento. Dentre estes, citam-se a Rússia, Índia, China e os denominados países do BRICs, em que o Brasil faz parte e nos quais as estimativas de emissão de CO₂ são fortemente afetadas por suposições sobre mudanças na produção industrial (AKASHI et al., 2011). Além disso, a avaliação da intensidade das emissões de GEE da eletricidade necessária para operar a instalação é subtraída do total da eletricidade gerada (MALLIA; LEWIS, 2013).

Para Akashi et al. (2011), estudos anteriores fizeram suposições exógenas¹¹ sobre essas mudanças e não forneceram informações adequadas sobre essas suposições, como o valor das emissões do setor elétrico em geral e a metodologia. No entanto, eles centram-se em estimar as emissões de GEE tendo em conta aspectos tecnológicos e industriais de uma ou outra fonte específica de geração de energia. Embora os modelos e estudos existentes tenham avaliado os efeitos de cenários sobre as emissões de GEE, eles geralmente omitem impactos ou consideram um conjunto limitado de impactos do ciclo de vida. Muitos estágios como a

otimização do suprimento, técnicas de avaliação quantitativa e qualitativa dos impactos energéticos a partir de estudos mais desagregados de engenharia. Nesta abordagem são comumente aplicados os modelos de otimização, simulação, modelos paramétricos, entre outros, que permitam identificar os potenciais e os requisitos tecnológicos, bem como as soluções que levam a conformação de políticas públicas mais consistentes (LITTLEFIELD et al., 2017).

¹¹ Referente a fatores externos

construção, as emissões dos reservatórios hidrelétricos, os impactos da produção de combustível, entre outros, são ignorados quando deveriam ser considerados na análise dos impactos associados a geração de eletricidade da tecnologia em estudo (DALE et al., 2013).

No Brasil, o MCTI é responsável pela elaboração de relatórios e aprimoramento da metodologia de cálculo da projeção de emissões (MCTI, 2020a). A base metodológica para a elaboração das estimativas anuais é a mesma empregada nos relatórios de referência dos inventários nacionais de emissões antrópicas por fontes e remoção por sumidouros de GEE não controlados pelo Protocolo de Montreal (MCTI, 2017; MCTI, 2020; MCTI, 2020b; SIRENE, 2020). Estes inventários anuais que permitem conhecer em detalhe o perfil das emissões do país, são publicados periodicamente, a cada cinco anos e isso impossibilita a dinâmica necessária para a implementação de políticas públicas (SEEG, 2017).

O Sistema de Estimativas de Emissões e Remoções de Gases de Efeito Estufa (SEEG), criado para atender as políticas do PNMC, reporta anualmente os valores das emissões brutas e líquidas de GEE do país (ANGELO; RITTIL, 2019). Embora a elaboração do documento esteja baseada em diretrizes técnicas básicas do IPCC (IPCC, 2006; IPCC, 2019a), no fator de emissão calculado pelo MCTI não é incluída uma abordagem pela perspectiva de avaliação de ciclo de vida (MIRANDA, 2012).

Segundo Treyer, Bauer e Simons (2014), apenas o uso da ACV de acordo com os padrões oficiais da Organização Internacional de Padronização (ISO) permite uma avaliação comparativa abrangente e equilibrada dos impactos. São poucos, entre os estudos avaliados, que consideram uma estimativa das emissões de GEE a partir de sistemas geradores de eletricidade que compõem as matrizes elétricas de geração de um país e incluem na análise, os aspectos relacionados com a ACV.

Apesar da tendência crescente das pesquisas sobre o tema em vários campos da ciência e em diversos países, a literatura ainda é carente de estudos realizados especificamente sobre a estimativa do fator de emissões GEE para matrizes elétricas com abordagens pela perspectiva de ACV. Tendo em conta o cenário brasileiro e o objetivo do presente trabalho, há poucos trabalhos relacionados ao tema, com o uso da ferramenta de ACV. No contexto nacional, a pesquisa de Miranda (2012) foi a única encontrada, considerando a busca que foi feita neste estudo, que estimou o fator de emissão da matriz brasileira com o uso da ferramenta de ACV. Portanto, foi utilizada como referência, embora a presente pesquisa tenha se restringido na avaliação dos sistemas de geração de eletricidade de serviço público, em operação na matriz brasileira do SIN.

1.5 DESAFIOS DA PESQUISA E MEIO E MÉTODO PARA SUPERÁ-LOS

O uso excessivo das fontes de energia não renováveis e o estilo de vida da sociedade moderna produz resíduos e outros efeitos negativos, principalmente atmosféricos, em quantidades maiores que a capacidade de processamento natural do próprio planeta. As elevadas taxas de emissões de GEE registradas nos últimos anos, são exemplos notórios destes efeitos negativos (TOLEDO, 2019).

Em 2015 cerca de 80 milhões de toneladas das emissões foram oriundas do setor industrial e de energia elétrica e segundo o relatório do IPCC de 2014, o hemisfério norte registrou as maiores temperaturas da superfície terrestre e dos oceanos que apresentaram incrementos na ordem dos 0,85°C acelerando a curva de tendência mundial, havendo regiões onde o registro de dados indicavam alterações de até 2,5 entre 1901 e 2012 (IPCC, 2014).

Esta problemática constitui um desafio para a ciência de investigação e desenvolvimento, que busca encontrar respostas e soluções viáveis sobre as emissões de GEE. Estas soluções passam pela facilitação do discurso público, a busca de sinergias subjacentes aos objetivos sociais, busca de externalidades que justifiquem e respaldem às políticas de regulamentação das normas ambientais. Envolvem também a aplicação de estratégias que incentivem as práticas de produção mais limpa e garantam a diminuição das emissões de GEE pelo uso racional dos recursos naturais e energéticos (EDENHOFER et al., 2013). Portanto, são necessários meios e mecanismos que facilitem a quantificação das emissões de GEE para a definição de políticas públicas e tomadas de decisões. A realização de estudos ambientais com o uso de métodos como a ACV a partir de dados precisos sobre os sistemas de geração de eletricidade permite dar respostas e suporte nas políticas públicas.

No entanto, a obtenção de informações precisas, no contexto nacional e externo, que permitam a obtenção de dados consistentes sobre os sistemas de geração de eletricidade e estudos relacionados que usam a ferramenta de ACV foi um dos grandes desafios para a presente pesquisa. Para superar este desafio, foram utilizados meios de obtenção de informação confiáveis como as bases de dados da *Scopus*, *Web of Science*, fontes de informações nacionais atualizadas e foram realizadas visitas de constatação nas usinas. Foram consultados os sites do ONS e da ANEEL, Mapas do SIN, SIGA, Banco de Informação da Geração, PNE-2030¹² (EPE, 2007) e site das empresas de geração de eletricidade. Buscaram-

¹² Nota: na presente pesquisa foram incluídos dados disponibilizados nos PNE-2020/24 (ONS, 2020d), PDE-2029 (MME; EPE, 2019), PNE-2030 (EPE, 2007) e PNE-2050 (EPE, 2018), pois nem todas as informações utilizadas no estudo se encontram no PNE mais atual.

se destas fontes, informações detalhadas sobre a matriz elétrica brasileira para que estas informações pudessem ser processadas, analisadas, comparadas e discutidas.

1.6 CONTRIBUIÇÕES E IMPACTOS NA SOCIEDADE

O ser humano tem sido apontado como a maior responsável pelas mudanças climáticas devido as suas atividades e dependência aos combustíveis fósseis, intensificadas na era industrial quando não se previa o esgotamento dos recursos, o aumento das emissões GEE de maneira acentuada e as mudanças climáticas das últimas décadas.

No entanto, existe um despertar da consciência humana, no qual a sociedade revê-se nas suas atividades e sente a necessidade urgente de resgatar a fauna, a flora e toda biodiversidade que está fortemente afetada pelos impactos gerados nas mudanças climáticas.

Paradoxalmente, o setor de energia também é afetado pelos mesmos efeitos negativos causados ao meio ambiente na emissão de GEE na atmosfera. Segundo Toledo (2019), os eventos climáticos podem estressar ou danificar a infraestrutura dos sistemas de geração de eletricidade e as alterações de temperaturas podem demandar uma ampliação na duração e frequência das horas picos para atender os sistemas de refrigeração e climatização.

As mudanças climáticas afetam todos os componentes da cadeia de valor da energia; energia primária, transformação, transporte, transmissão, armazenamento e distribuição (IEA, 2015; IEA, 2019a). Estes impactos acabam afetando os benefícios sociais e o próprio bem-estar social.

Os benefícios sociais referem-se à avaliação adequada do efeito direto das mudanças climáticas causadas pela atividade humana que hoje afetam o seu bem-estar social. A estimativa das emissões dos sistemas elétricos poderá contribuir no fortalecimento das políticas climáticas e aumentar o bem-estar da sociedade devido à redução das emissões dos gases de efeito estufa (EDENHOFER et al., 2013).

O Brasil enfrenta a maior crise hídrica dos últimos 90 anos. A escassez de chuvas afeta o setor elétrico e obriga o acionamento dos sistemas fósseis (termelétricos), cujos custos de operação e manutenção são altos e, os impactos ambientais pela emissão dos GEE, consequentes das baixas eficiências e baixos aproveitamento das capacidades instaladas destas tecnologias, continuam preocupando o governo brasileiro que tem compromissos de redução das suas emissões atmosféricas.

A aplicação da ACV aos sistemas de geração de eletricidade é importante para entender

a demanda futura de eletricidade, reduzir os impactos gerados pela produção de eletricidade e apoiar os processos de tomada de decisão sobre aspectos de sustentabilidade na dimensão ambiental, incluindo o custo da implementação de políticas ambientais (BARROS; PIEKARSKI; FRANCISCO, 2018).

Assim, é pertinente que se identifiquem as características das fontes de emissões e se conheçam os perfis das mesmas, para que se possam avaliar e criar programas que promovam iniciativas de redução das emissões de GEE dos sistemas de geração de eletricidade e se implementem medidas que mitiguem essas emissões, com respaldo às políticas públicas ambientais de desenvolvimento climático.

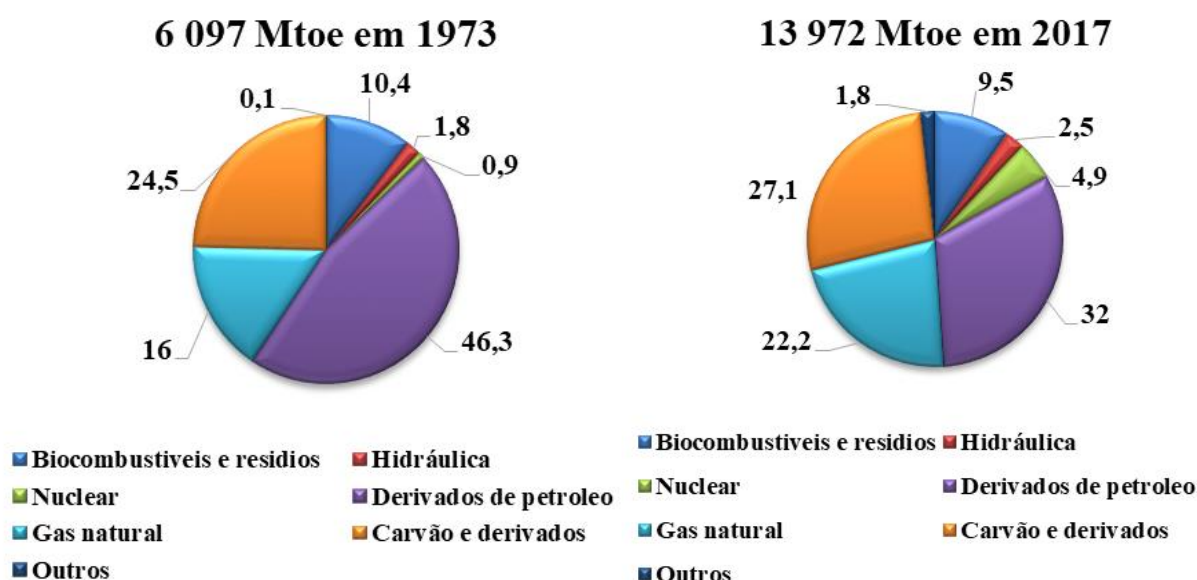
Portanto, apesar do presente estudo ser elaborado para o ano 2019, quando a crise elétrica não era evidente em comparação com situação que o Brasil enfrenta na atualidade, espera-se que os resultados alcançados e apresentados na presente pesquisa sejam satisfatórios e contribuam de forma positiva na aplicação das estratégias e formulação de políticas energéticas com impacto social, económico e ambiental, que impulsionem o desenvolvimento do país. Da dialética anteriormente exposta, sustenta-se a justificativa da presente pesquisa.

2 REVISÃO DA LITERATURA E FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 GERAÇÃO DE ELETRICIDADE E EMISSÃO DE GASES DE EFEITO ESTUFA

A matriz energética mundial é predominada por fontes convencionais de geração de energia como se pode observar na Figura 2, na qual representa-se o fornecimento de energia primária mundial por fontes. O petróleo, o carvão e o gás natural, juntos representaram mais de 80% da matriz energética mundial em 1973 e 2017 (IEA, 2019a).

Figura 2 - Fornecimento total de energia primaria mundial¹³ por fontes nos anos de 1973 e 2017



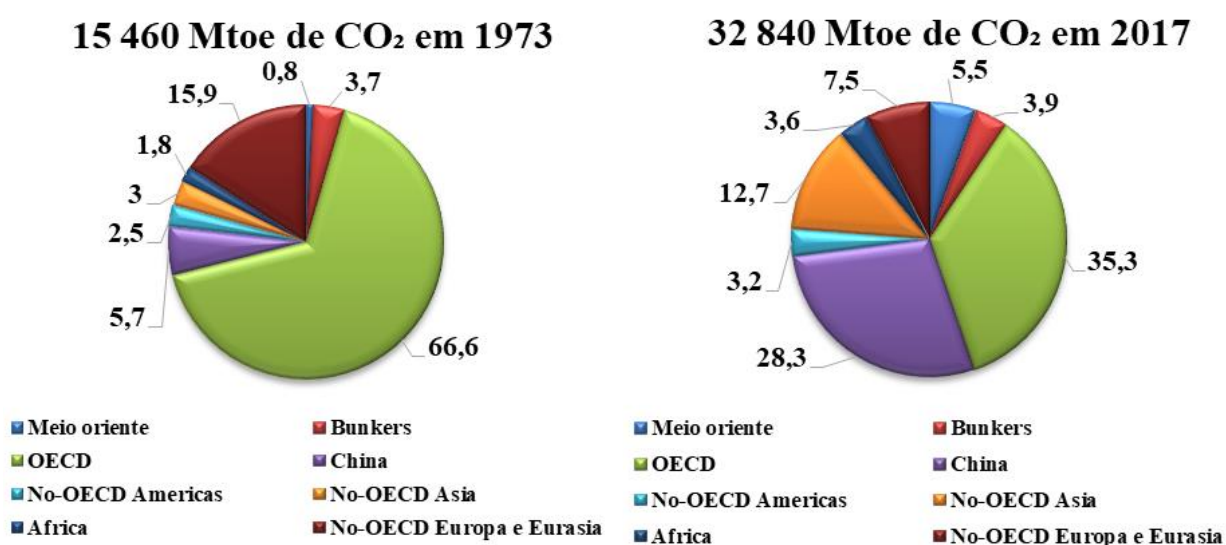
Em 2017, os combustíveis fósseis representaram cerca de 81% da matriz energética mundial e deste total, o petróleo representou 31,7% sendo a maior participação, seguido do carvão com 27,1% e o gás natural com 22 %. As fontes renováveis representaram 12,2% e a energia nuclear 4,9%. Em termos de fornecimento de eletricidade, no mesmo ano, 68,5% da eletricidade do mundo veio da queima de combustíveis fósseis. O suprimento de eletricidade a partir de fontes renováveis correspondeu cerca de 23% deste total, sendo a hidrelétrica a mais representada com 16% (CONSTANTINO et al., 2018).

Na Figura 2 nota-se que em quase meio século a geração de energia cresceu mais de 100% e, com isso, as emissões também, como mostrado na Figura 3. As variações da geração

¹³Mundial inclui aviação e bunkers marítimos internacionais; nestes gráficos a turfa e o xisto betuminoso são agregados ao carvão; outros inclui fontes geotérmicas, solares, eólica, maremotriz e outras fontes

de energia estão apenas em função da diminuição e do aumento da porcentagem de uma e outra fonte. Há um ligeiro crescimento de outras fontes nas quais a geração fotovoltaica está incluída e, por outro lado, um crescimento da geração pelo uso do gás natural e carvão, indicando que os combustíveis fósseis continuam dominando a matriz.

Figura 3 - Emissões mundiais¹⁴ de CO₂ inerentes ao processo de combustão, por regiões nos anos de 1973 e 2017



Fonte: Adaptado de IEA (2019a).

Desafortunadamente, estas fontes geram emissões antropogênicas que causam o aquecimento global e outros problemas ao meio ambiente (EPE, 2020a), afetando a alteração da temperatura, precipitações, aumento do nível do mar e a intensidade de eventos extremos como as ondas de calor, secas e ciclones tropicais que estão associadas às mudanças climáticas (MIRANDA, 2012).

As emissões apresentadas na Figura 3 evidenciam o mesmo percentual de crescimento em relação ao fornecimento total de energia primaria mundial (Figura 2) nos mesmos anos, com oscilações das percentagens das emissões regionais. Entretanto, embora haja uma redução significativa das emissões dos países pertencentes a OECD, china e outros países do gigante asiático (non-OECD) apresentam percentagens de emissões significativas no intervalo de tempo apresentado. O uso dos combustíveis fósseis, sobretudo, do carvão combustível, é apontado como um dos grandes motivos das altas taxas de emissões de gases que provocam o

¹⁴ Inclui aviação e bunkers marítimos internacionais; as emissões de CO₂ da combustão de combustíveis são baseadas nos balanços energeticos da IEA e das diretrizes do IPCC de 2006 e excluem as emissões de não energia; Non-OECD Ásia exclui a China.

efeito estufa.

Existem vários gases que provocam o efeito estufa, dos quais, os principais são apresentados na Tabela 1. Os sete primeiros gases fazem parte dos relatórios do Protocolo de Kyoto para a compilação dos inventários de GEE (GERDEN, 1998) e o último, adicionado pelo Protocolo de Montreal, representam os gases depletadores da camada de ozônio que também contribuem para o aquecimento global (BURNHAM et al., 2012). Cada gás possui um potencial de aquecimento global (GWP)¹⁵ associado a um valor relativo que compara o potencial de aquecimento de uma determinada quantidade de gás com a mesma quantidade de CO₂, padronizado com o GWP de 1 kgCO₂-eq. O GWP é a medida da contribuição de cada gás para o aquecimento global (BURNHAM et al., 2012; CETESB, 2011; IPCC, 2018; CEMIG, 2019).

Tabela 1 - Gases de efeito estufa e valores correspondentes ao GWP

Gás	Símbolo	GWP-100 ¹⁶ (kgCO ₂ -eq)
Dióxido de Carbono	CO ₂	1
Metano	CH ₄	25
Oxido nitroso	N ₂ O	298
Trifluoreto de nitrogênio	NF ₃	17200
Hexafluoreto de enxofre	SF ₆	22800
Hidrofluorcarbono	HFCs	14800
Perfluorcarbono	PFCs	7390-17700
Hidroclorofluorcarbono	HCFCs	5-14400

Fonte: Adaptado de CEMIG (2019).

O aquecimento global do planeta é uma realidade evidenciada cientificamente, na qual a interferência humana tem conduzido o planeta a uma nova era geológica (MCTI, 2018). O ser humano interfere de várias formas no equilíbrio natural do meio ambiente. A pecuária é uma atividade praticada pelos humanos desde tempos remotos. O crescimento da população ruminante como vacas, ovelhas, cabritos, que produz metano (CH₄) por fermentação entérica, arrozais, o vazamento de sistemas de combustíveis fósseis, aumento do carbono biogênico na água pela erosão e eutroficação do solo, são contribuições importantes para o aumento das emissões de CH₄ e outros gases que afetam o meio ambiente e provocam o efeito estufa (HERTWICH, 2013a).

Em escala global, os principais GEE emitidos pelas atividades humanas em 2014

¹⁵ GWP - *Global Warming Potential*

¹⁶ Carbono equivalente medido para um prazo de 100 anos

tiveram as seguintes participações: 2% de gases fluorados, 6% de N_2O , 16% de CH_4 , 77% de CO_2 dos quais 66% representam o uso dos combustíveis fósseis e processos industriais e 11% o desmatamento e uso da terra (CONSTANTINO et al., 2018). Estima-se que o total das emissões antropogênicas do CH_4 esteja na ordem de 600 Tg CH_4 /ano (HERTWICH, 2013a).

Acordos internacionais como o Protocolo de Kyoto de 1997, aprovado em 2004, e o acordo de Paris de 2016 determinam uma cota máxima de 5,2% de emissão de GEE, com base nos níveis de 1990 e limite de 1,5 °C no aumento da temperatura média global, acima dos níveis pré-industriais (SILVA, 2009; MCTI, 2018; IPCC, 2018; MMA, 2019, EDUCA, 2020).

Os países desenvolvidos e em desenvolvimento, por sua vez, buscam formas de mitigar os problemas ambientais criando leis que restrinjam suas emissões, promovendo a conservação e o uso eficiente da energia e o incentivo à diversificação das matrizes de geração, com recurso ao uso de energias renováveis, nas quais se destacam a energia eólica e solar fotovoltaica (FRANÇA, 2016).

A partir da década de 1970, como consequência da crise energética, alguns países começaram a investir em desenvolvimento e pesquisas sobre as fontes renováveis de energia. Nos anos posteriores, foi fomentada a promoção destes recursos no mercado e criadas políticas para o fornecimento de energia de forma segura, buscando o comprometimento dos países na aplicação das fontes de renováveis e na redução de gases de efeito estufa (COSTA, 2006).

O Brasil era considerado até 1995 como um dos principais emissores de gases que prejudicam a camada de ozônio (LOURENÇO, 2016). Por isso, foram criados projetos (mais de 200 projetos aprovados até 2005), que resultaram na eliminação de 95,4% do consumo de clorofluorcarbonos (CFCs) no país (SILVA, 2009). Também foram criados outros programas de E-FER¹⁷ como PROINFA¹⁸, com o objetivo de diversificar a matriz energética e incrementar a segurança no fornecimento de eletricidade por diversas fontes que integram o SIN (COSTA, 2006).

Além da diversificação, existe o compromisso de redução voluntária e obrigatória das emissões brutas estimadas em 3,236 Gt CO_2 -eq para 2020, cuja redução está na ordem de 36,1% para o mesmo ano, 38,9% para 2025 e 43% até 2030, para a contabilização das

¹⁷ E-FER: Programa de apoio à utilização de fontes de energia renovável para geração de energia elétrica

¹⁸ PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica

emissões, o fomento à pesquisa, ao desenvolvimento e a inovação, e apoio a implementação de tecnologias voltadas a adaptação e redução de emissões de gases de efeito estufa (MCTI, 2014; MCTI, 2017b ;MCTI, 2018, ANGELO; RITTLL, 2019).

O Brasil é caracterizado por uma alta contribuição de fontes renováveis, na qual a hidrelétrica tem maior capacidade instalada (BARROS; PIEKARSKI; FRANCISCO, 2018). Sustenta-se que esta fonte continuará sendo um incentivo de expansão da capacidade de geração e a principal fonte de geração de eletricidade do país no futuro, embora, outras fontes limpas, como a eólica e a solar, apresentem grandes potenciais de crescimento (DALE et al., 2013).

Segundo Barros; Piekarski e Francisco (2018), o setor hidrelétrico brasileiro apresentou potência instalada de 87.789 MW em 2014, que poderia atingir 117.972 MW em 2024, com uma variação percentual decrescente de 66,07% a 56,99% da capacidade instalada de eletricidade em 2024. Justifica-se a redução pelo fato de se continuar prevendo o aumento de outras fontes no cenário da eletricidade no país. A capacidade instalada da energia eólica em 2014 apresentou o valor de 5000 MW e, 10 anos depois, poderia subir para 24.000 MW. A capacidade de produzir energia eólica mais que quadruplicará até 2024, impulsionada por investimentos que ocorrerão com a instalação de turbinas em parques eólicos. Para o mesmo intervalo de tempo, previu-se um aumento de 0,36% para 3,38% na contribuição da capacidade instalada de energia elétrica do Brasil no uso de painéis fotovoltaicos. No que se refere ao gás natural, que em 2014 alcançou 11.043 MW, se poderia atingir os 21.219 MW em virtude as políticas públicas de investimento adotadas para o seu crescimento.

O Plano Decenal de Expansão Energética (PDE) do período de 2016-2026 disponibiliza informações sobre a capacidade instalada de geração de energia elétrica de 2016 e faz uma projeção de 903 TWh para o ano 2026, onde se espera que a energia solar tenha uma representação similar àquelas mencionadas anteriormente (MME; EPE, 2017). Ainda nesse plano, aponta-se que deve-se manter a porção do crescimento das fontes renováveis na matriz elétrica para as próximas décadas e que a projeção do fator de emissão do SIN para 2020 é de 63,9 gCO₂-eq/kWh, inferior ao fator de emissão de 65,3 gCO₂-eq/kWh apresentado oito anos antes (CONSTANTINO et al. 2018). Este valor é medido a partir dos princípios de contabilização e elaboração de inventários, princípios da ISSO 14064-1;2007, IPCC 2006 combustão estacionária, ferramenta do programa brasileiro GHG *Protocol, tool to calculate the emission factor for an electricity system* e o acompanhamento da evolução das emissões ao longo do tempo, que permite identificar

oportunidades de ganhos de eficiências operacionais e melhoramento dos fatores de capacidades (CEMIG, 2021; ENGIE, 2021; MCTI, 2021).

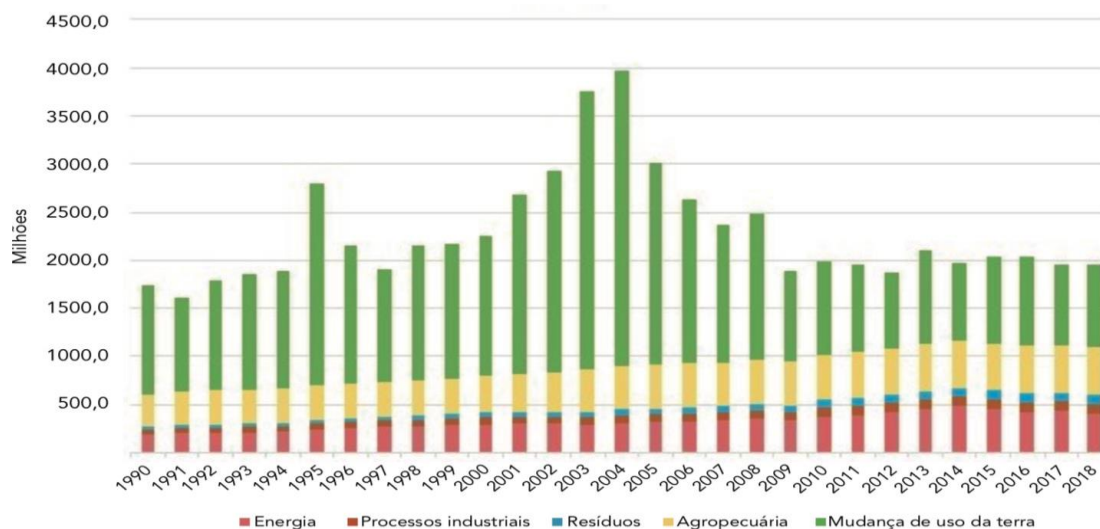
De acordo com os relatórios nacionais, das emissões do setor de energia brasileiro, o setor dos transportes é o mais crítico (192,7 MtCO₂-eq), sendo que o setor de geração de energia elétrica, com 48,7 MtCO₂-eq, representa apenas 12% das emissões de GEE dos processos de queima de combustíveis e emissões fugitivas (BEN; EPE, 2019). Estes tem sido em parte, um destaque positivo para o SEEG quando comparada com as emissões por desmatamento, por exemplo, que registou uma queda de 5% (de 429,5 a 408 MtCO₂-eq entre 2017 e 2018), das emissões deste setor, causados pelo aumento do uso dos biocombustíveis (etanol), redução do uso da gasolina e uma temporada regular de chuvas que permitiu o acionamento das fontes hídricas e outras renováveis não hídricas (ODC, 2019). Pretende-se até 2030 expandir em 23% a participação das fontes renováveis de energia e, com isso, atender à demanda crescente de eletricidade e reduzir emissões de gases de efeito estufa do setor elétrico (CONSTANTINO et al., 2018).

Na Figura 4 é representado o histórico das emissões brutas de GEE do Brasil nos últimos 30 anos, cujo comportamento é visivelmente oscilatório. A trajetória das emissões teve períodos de crescimento e decrescimento até 2004 quando as emissões atingiram o maior valor histórico de quase 4 GtCO₂-eq. Este valor foi muito acima do registado em 1991 e do ano 2012 (1,85 GtCO₂-eq) comparado com 1995 (2,7 GtCO₂-eq), sendo desde então os setores de resíduos e de mudanças de uso da terra os menores e maiores emissores.

Nota-se também na Figura 4 que o setor de energia ocupava a terceira posição, abaixo do setor agropecuário. Entretanto, nos últimos 5 anos o setor da energia apresentou um maior crescimento nas participações de emissões de gases (CH₄, N₂O e CO₂), dos quais 420 GgCO₂-eq a partir de 2015 corresponde a 93,5% das emissões de CO₂ do setor de energia (MCTI, 2020b). As emissões aumentaram em 9% de 2,091 a 2,278 bilhões de toneladas brutas de CO₂-eq, entre 2015 a 2016, ambos inferiores as emissões do ano 2013 quando houve uma reversão das tendências motivadas pelo desmatamento da Amazônia, aumento do uso dos combustíveis fósseis na matriz energética, em particular no setor dos transportes. Para os anos 2017 e 2018, o registro apontou uma variação de 1,932 a 1,939 bilhões de toneladas brutas de CO₂-eq, representando um aumento de 0,3% das emissões. Contudo, na última década o nível mais alto foi em 2008, de acordo a Figura 4. Conforme os dados de 2018, as mudanças do uso da terra (44%), sobretudo o desmatamento da Amazônia e do cerrado, domina as emissões do Brasil, seguido da agropecuária (25%), sendo o setor da energia o terceiro maior emissor

(21%) e os processos industriais juntamente com os resíduos, representam 10% das emissões (ANGELO; RITTL, 2019).

Figura 4 - Emissões brutas de GEE do Brasil, em MtCO₂-eq



Fonte: Angelo e Rittl (2019).

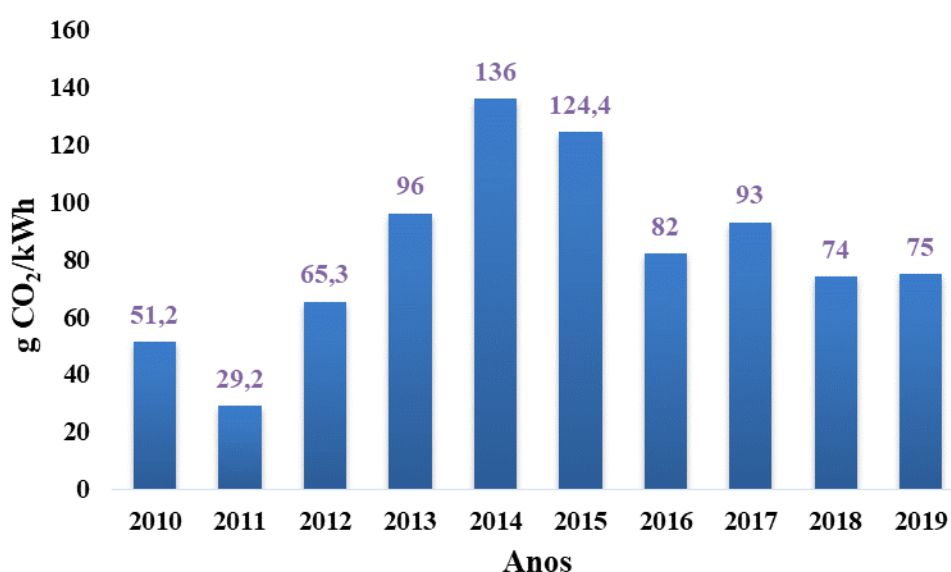
O fator de emissão é o coeficiente que quantifica as emissões ou remoções de um gás por unidade de atividade (LOURENÇO, 2016). Geralmente, os fatores de emissão são baseados em uma amostra de dados de medição, calculados para desenvolver uma taxa representativa de uma emissão para um nível de atividade sob um determinado conjunto de condições operacionais (IPCC, 2019b).

O MCTI calcula anualmente estes fatores de estimativa média das emissões da matriz brasileira (LOURENÇO, 2016; MCTI, 2020c). Na Figura 5 apresentam-se os fatores de emissão calculados na última década, no qual, desde 2011 esse valor tem aumentado significativamente em função das emissões do setor elétrico, tendo atingido em 2014 o maior valor registrado no intervalo avaliado.

O setor de energia elétrica, que contabiliza as emissões pela queima de combustível e emissões fugitivas apresentou uma tendência crescente nas emissões que variaram de 374 a 481 MtCO₂-eq, entre os anos 2010 a 2014, sendo uma variação de 22,2%. Em seguida ocorreu uma diminuição de 10,8% entre 2014 a 2017, tendo posteriormente aumentado novamente a 5,1% em 2018 com relação a 2017. O fator de emissão utilizado no sistema energético nacional, para este setor de energia elétrica foi 92,58 gCO₂-eq/kWh em 2017, como apresentado na Figura 5, sendo que, para as variações apresentadas na figura o MCTI não considera a ACV na metodologia de cálculo.

De acordo à estrutura do IPCC, o inventário sobre as emissões de GEE são apresentados nos seguintes setores: setor de energia; processos industriais e uso de produtos; setor agropecuária; uso da terra, mudanças do uso da terra e florestas; resíduos sólidos e efluentes líquidos (CETESB, 2011). No setor de energia são estimadas todas as emissões antrópicas relacionadas à produção, transformação e consumo de energia. Isto inclui as emissões de GEE resultantes da queima de combustíveis e emissões fugitivas na cadeia de produção, transformação, distribuição e consumo de energia (IPCC, 2019).

Figura 5 - Evolução do fator de emissão do SIN da matriz elétrica brasileira



Fonte: Adaptado de Constantino et al. (2018); MCTI (2020c).

O PDE é o principal plano para o setor de energia do Brasil que busca incorporar ações para o cumprimento da política nacional de mudança climática, mitigação das emissões de GEE e redução das emissões de geração de carbono na energia elétrica. O estudo destas iniciativas proporciona a expansão das hidrelétricas e outras fontes de geração renováveis como a geração de energia eólica, pequenas centrais hidrelétricas, bioeletricidade e energia solar, assim como o aumento da eficiência energética (MME; EPE, 2017; MME; EPE, 2019).

Na presente pesquisa, vários estudos foram analisados, sendo que aquelas que resultaram pertinentes foram tomados como referência para a conformação da pesquisa, como são os casos dos estudos de alguns autores citados na sequência. Importa realçar que estes estudos foram realizados para a avaliação do ciclo de vida das tecnologias ou sistemas de geração de eletricidade desde a abordagem de ACV que considera diferentes etapas do ciclo

de vida.

Warner e Heath (2012) reportaram estimativas de emissões de 13 a 220 gCO₂-eq/kWh e Fthenakis; Kim e Alsema (2008) reportaram estimativas de sistemas fotovoltaicos (PV)¹⁹ de 29 a 35 gCO₂-eq/kWh baseado na insolação de 1700 kWh/m²-ano.

Segundo Sovacool (2008), as emissões dos sistemas de geração termonucleares podem variar de 1,4 a 208 gCO₂-eq/kWh. O autor reportou emissões de 66 gCO₂-eq/kWh no seu estudo crítico sobre a avaliação das emissões de GEE dos sistemas nucleares e afirma que as etapas *upstream* (montante) e *downstream* (jusante) desta tecnologia são as que mais impactos negativos apresentam na ACV.

Na mesma vertente de ideias, Fthenakis e Chul (2007) reportaram emissões de 40 a 180 gCO₂-eq/kWh na avaliação de 12 sistemas PV e emissões de 3,5 a 100 gCO₂-eq/kWh, após revisão do ciclo de vida completo dos sistemas nucleares nos EUA, Japão e Europa e, Castelazo; Gujba e azapagic (2011) estimaram em 2006, emissões de 571 gCO₂-eq/kWh, no México.

Hertwich (2013) afirma que a estimativa das emissões globais na geração de energia por hidrelétricas sejam 85 gCO₂-eq/kWh e 3 gCH₄/kWh, com um fator de incerteza multiplicativo de 2.

Mallia e Lewis (2012) estimaram 201 tCO₂/GWh, avaliando a intensidade das emissões de GEE do ciclo de vida na geração de energia elétrica a partir de 27 instalações de gás natural, 4 de carvão, 1 a petróleo/gás natural, 44 hidrelétricas (7 de fio de água e 37 de reservatórios) e 7 eólicas.

Garcia; Marques e Freire (2014) avaliam o ciclo de vida da matriz elétrica portuguesa entre 2003 a 2012. Os autores afirmaram que o desligamento das usinas a óleo combustível e a aplicação de tecnologias de dessulfurização do carvão contribuíram na redução dos impactos e que as hidrelétricas foram as fontes com menores emissões por kWh, sem considerar as mudanças que esta fonte causa ao ecossistema.

No Quadro 1 são apresentados de forma resumida os resultados dos principais estudos que abordam a aplicação da ACV. Os estudos apresentados foram tomados como referências para o desenvolvimento da presente pesquisa, destacando-se o estudo feito por Miranda (2012), utilizado como suporte a esta pesquisa.

¹⁹ PV - Photovoltaic

Quadro 1 - Resumo dos principais estudos sobre emissões de GEE e aplicação da ACV encontrados a partir da busca no *Scopus*

Autor	Documento / País	Título	Resultado
(MIRANDA, 2012)	Dissertação / Brasil	Fator de emissão de GEE da geração de energia elétrica no Brasil: Implicações da aplicação da ACV	Fator de emissão 125 gCO ₂ -eq /kWh
(DOLAN; HEATH, 2012)	Artigo / EUA	Emissões de GEE no ciclo de vida da energia eólica em escala de utilidade: Revisão sistemática e harmonização	Variabilidade de 1,7 a 87 gCO ₂ -eq /kWh
(MALLIA; LEWIS, 2013)	Artigo / Canadá	Emissões de GEE do ciclo de vida da geração de eletricidade na província de Ontário, Canadá	Estimativas de 201 tCO ₂ -eq /GWh
(HERTWICH, 2013)	Artigo / Noruega	Abordando emissões biogênicas de GEE vindo de hidrelétricas por meio da ACV	Estimativas globais de 85 gCO ₂ -eq /kWh e 600 TgCH ₄ /ano
(RAKOTOSO N; PRAENE, 2017)	Artigo / Guiana Francesa	Uma abordagem de ACV para a geração de eletricidade no território ultramarino da França	Fator de emissão 373 gCO ₂ -eq /kWh; 4,29 gSO ₂ -eq /kWh; 2,65 NMVOC-eq /kWh
(CONSTANTINO et al., 2018)	Artigo / Brasil	Adoção de sistemas PV por um caminho seguro: Um estudo de ACV aplicado a análise dos impactos das emissões de GEE	Estimativas de 65,3 gCO ₂ -eq /kWh
(LI; CHALVATZIS; PAPPAS, 2018)	Artigo / China	Emissões de GEE do ciclo de vida da geração de energia nas províncias da China em 2020	Emissões de 500 a 700 gCO ₂ -eq/kWh
(PEREIRA; POSEN, 2020)	Artigo / Canadá	Ciclo de vida das emissões de GEE de eletricidade na província de Ontário em diferentes resoluções temporais	Redução de 175 a 58 gCO ₂ -eq /kWh entre 2010 a 2018

Fonte: Produção do próprio autor.

2.2 META-ANÁLISE

A técnica de bibliometria permite o mapeamento e quantificação de informações, sendo que a análise da qualidade dos documentos encontrados pode ser avaliada por meio de interesse, citações, importância e tendências de crescimento de pesquisas dentro da temática (PEREIRA et al. 2019). Quando os estudos quantitativos passam a contar com ferramentas estatísticas e probabilísticas, reunindo diferentes investigações independentes, é necessária a aplicação da meta-análise a fim de combinar os resultados encontrados (BICUDO, 2014).

A meta-análise pode ser considerada como um mecanismo de investigação sistemática

da pesquisa bibliográfica, de caráter exploratório-descritivo, de forma concisa e direta com abordagem qualitativa e quantitativa (PEREIRA et al., 2019).

Outros termos também podem ser empregados, como metanálise e metassíntese, sendo que Gene V. Glass da *University of Colorado* é reconhecido como o autor que designou o termo “meta-análise” (BICUDO, 2014; PEREIRA et al., 2019).

Em seu artigo Glass (1976) classifica a análise de dados em três níveis: primária, secundária e meta-análise. A análise primária se refere à análise original dos dados de um estudo, com a aplicação de métodos estatísticos. A análise secundária é a reanálise, cujo propósito é responder à questão da pesquisa, ou responder novas questões com dados antigos, utilizando técnicas estatísticas mais robustas para garantir que os dados originais sejam preservados. Ao utilizar o termo “meta-análise, o autor afirma que seu interesse é “fazer a análise da análise”, em que ele utiliza a análise estatística a fim de integrar uma grande coleção de resultados de análises de estudos individuais, uma vez que a literatura sobre dezenas de tópicos (ele cita na área de educação) está crescendo a uma taxa surpreendente.

Em uma definição mais atual, a meta-análise é um método estatístico que combina os resultados quantitativos de vários estudos relacionados de uma mesma temática e fornece um resumo que evidencia as tendências centrais, as variações e as possíveis razões das diferenças nos resultados apresentados nesses estudos, possibilitando que se identifiquem lacunas ou limitações e se realizem abordagens sobre questões que foram desconsideradas nos estudos originais (LIFSET, 2012; MS, 2012).

Uma das ferramentas para localizar e sintetizar estes estudos incluídos na meta-análise é a revisão sistemática (FARRELL et al., 2006). Ela garante que se considere uma diversidade de estudos na meta-análise, possibilitando uma análise mais objetiva que forneça uma cobertura abrangente ao tópico em estudo (ZUMSTEG; COOPER; NOON, 2012), eliminando os vieses que resultam da seleção de estudos preferenciais, discussão de dados, opiniões, análise de escopos, exploração de tecnologias ou sistemas específicos que muitas vezes impossibilitam o alcance do objetivo da pesquisa (FARRELL et al., 2006; MIRANDA, 2012).

Farrell et al. (2006), da equipe do NREL (*National Renewable Energy Laboratory, EUA*), realizaram uma revisão sistemática com meta-análise para avaliar a contribuição do etanol nas metas energéticas e ambientais. Eles coletaram dados de tecnologias de geração de eletricidade, incluindo a hidrelétrica, termelétrica a carvão, gás natural, nuclear, e reportaram os valores de energia líquida para estimar as emissões de GEE do ciclo de vida.

Uma revisão sistemática não necessariamente precisa apresentar uma meta-análise (MS, 2012), no entanto, a ciência exige que a meta-análise seja precedida por uma revisão sistemática (HEATH; MANN, 2012). A revisão sistemática com meta-análise aumenta o tamanho da amostra total, melhora o poder da análise estatística e se obtém maior precisão das estimativas dos dados ao se combinarem amostras de vários estudos (SAMPAIO, 2007).

No contexto da ACV, evidencia-se que o aumento dos estudos neste tema tem trazido muitos resultados de pesquisas. No entanto, alguns destes resultados, muitas vezes são diferentes mesmo quando são analisados produtos ou serviços similares (LIFSET, 2012). Isto causa invariabilidades nas estimativas do impacto do ciclo de vida, gera questionamentos sobre o método e desafios para os tomadores de decisão e pesquisadores que tentam entender os múltiplos estudos (BRANDÃO; HEATH; COOPER, 2012). Essa preocupação desperta a necessidade de elaboração de uma síntese de estudos para melhor avaliação dos resultados, que as vezes são conflitantes. O método que pode ser usado para o efeito é a meta-análise (WHITAKER et al., 2012; LIFSET, 2012).

2.3 AVALIAÇÃO DO CICLO DE VIDA (ACV)

2.3.1 A ferramenta de ACV

A ferramenta ACV é uma ferramenta holística²⁰ estabelecida para quantificar impactos ao longo de todo o ciclo de vida de um produto, processo ou serviço, incluindo impactos diretos da fase de uso (por exemplo, geração de eletricidade) e impactos indiretos de suprimentos e processos de gestão de resíduos (GUINEE, 2004; DESIDERI et al., 2012).

A avaliação do ciclo de vida foi codificada por várias organizações, incluindo o conjunto de normas da Organização Internacional de Estandarização (*International Organization for Standardization* - ISO, na sua sigla em inglês) (RAADAL LERCHE et al., 2011; RAMIREZ et al., 2020). Essa norma foi adotada e traduzida pela Associação Brasileira de Normas Técnicas (ABNT NBR-ISO) e hoje vigora no Brasil (ABNT NBR-ISO:14040, 2014; ABNT NBR-ISO:14044, 2014). A norma de ACV inclui quatro etapas: definição de objetivos e escopo, análise de inventário, avaliação de impacto e interpretação dos resultados (GUINEE, 2004; AKINYELE; RAYUDU; NAIR, 2017; CONSTANTINO et al., 2018). As diferentes etapas de um estudo de ACV variam segundo os objetivos de cada pesquisa.

²⁰ Abordagem ou conceito teórico que busca entender os fenômenos de uma maneira integral, por oposição à análise analítica de seus constituintes, em separado. Disponível em <https://www.dicio.com.br/holismo/> - março /2021

No uso da ferramenta ACV, as etapas vencidas podem ser revistas para a consistência dos resultados e tomada de decisões corretas. O procedimento para essas etapas variam de acordo com o tópico, com partes significativas da coleta de inventário e da avaliação de impacto, sendo muitas vezes executadas usando bancos de dados e ferramentas pré-existentes e estabelecidas. A incerteza ao longo do processo é frequentemente tratada por métodos de simulação, como o método de Monte-Carlo, que apresenta distribuições de parâmetros-chave em muitos ensaios para gerar uma distribuição final (DALE et al., 2013).

A ACV é considerada uma ferramenta holística, no entanto, ela não está isenta de simplificações, durante a avaliação das entradas e saídas do ciclo de vida de um produto, principalmente quando se tratam de informações que não estão definidas no objetivo e escopo (MIRANDA, 2012).

2.3.2 Avaliação de ciclo de vida de sistemas de eletricidade

Os sistemas geradores de eletricidade têm como principal função gerar eletricidade, tanto para o consumo próprio quanto para o consumo geral, pelo uso de redes de transmissão e distribuição que permitem a eletricidade chegar até outros consumidores finais.

As emissões dos gases de efeito estufa estão muito ligadas a queima de combustíveis fósseis, principalmente para as tecnologias que necessitam destes recursos para o seu funcionamento. Existem tecnologias, como as renováveis e não-fósseis, cujas emissões não são originadas pela queima de combustível na sua fase operacional. Em todos os casos, desde a perspectiva da ACV estes impactos podem ser estimados nas diferentes etapas do ciclo de vida, nomeadamente os impactos a montante (*upstream*), intermediário (*midstream*) e jusante (*downstream*), explicados a continuação no Quadro 2.

Quadro 2 - Categorias de impactos ambientais relacionados aos sistemas de geração de energia

Categoria de impacto	Descrição
Montante ou <i>Upstream</i>	Ocorrem antes da geração de energia, nas etapas de exploração de minérios e processamento de materiais, no uso de combustíveis de fabricação dos componentes, na preparação das condições da área, da construção dos sistemas geradores e o transporte em todas as etapas.
Intermediário ou <i>Midstream</i>	São impactos diretos associados à fase operacional, funcionamento e manutenção dos sistemas geradores.
Jusante ou <i>Downstream</i>	Ocorrem no fim da vida útil dos sistemas, após a geração de eletricidade, no processo de descomissionamento, no qual são reprocessados e reaproveitados os materiais ou apenas depositados em algum lugar.

Fonte: Adaptado de Miranda (2012).

Independentemente das características dos sistemas geradores e das categorias de impacto associado às suas emissões, o ciclo de vida da geração de eletricidade, inclui o transporte em todas as etapas. As emissões das usinas não renováveis (*midstream*), movidas a carvão, gás natural e derivados de petróleo, podem ultrapassar os 80%, enquanto as emissões das usinas renováveis e não fósseis (*upstream* e *downstream*) podem chegar aos 90% durante o seu ciclo de vida (MIRANDA, 2012).

Hertwich (2013) realizou uma avaliação comparativa das tecnologias energéticas sobre as emissões biogênicas de GEE de hidrelétricas mediante a ACV, avaliando a quantidade de emissões de CH₄ e CO₂ por kWh produzidos numa hidrelétrica. Foi realizada uma análise estatística para medir as emissões por kWh de energia produzida e foi apresentada uma equação de regressão para estimar as emissões em caso da inexistência de medições em outras hidrelétricas. Segundo o autor, existem duas etapas (antes e depois de construção das barragens) na medição das emissões de gases de efeito estufa das hidrelétricas considerando que as emissões estão relacionadas com o antes e o depois da inundação dos reservatórios. O autor afirmou que, no caso particular das hidrelétricas, faltam estudos consistentes sobre o tratamento das emissões biogênicas de gases de efeito estufa, que muitas vezes são ignorados. O autor concluiu que as emissões são mais altas nos primeiros anos e conforme vai diminuindo a biomassa inicial inundada, estas emissões também vão diminuindo. Algumas medições apresentaram um estado estacionário após 10 anos, sendo que as emissões vão diminuindo ao longo da vida útil do reservatório e, em algum momento, se mantêm constantes.

Li, Chalvatzis e Pappas (2018) realizaram uma estimativa futura sobre a intensidade das emissões de GEE de sete tipos de sistemas de geração de eletricidade: sistemas a carvão, nuclear, gás natural, hidrelétricas, solar, eólica e biomassa no intervalo anual de 2015 a 2020, a partir de uma perspectiva de ACV. Os autores compararam o nível médio das intensidades de emissões dos sistemas de diferentes províncias da China e determinaram variações significantes nas emissões entre estes sistemas de geração eletricidade. Algumas províncias apresentaram tendências redutivas de emissões de 437 a 719 gCO₂-eq/kWh nos sistemas a carvão, justificados pelo aumento da geração nuclear (24%), hidrelétrica (11%) e gás natural (10%) nestas províncias no intervalo de análise. Mesmo assim, outras províncias onde a dependência da geração de eletricidade a carvão ainda é predominante, mostraram incrementos nos níveis de emissão de dióxido de carbono. De forma geral, os autores concluíram no estudo que a geração a carvão ainda seguirá dominando na matriz elétrica chinesa e, com isso, seguirão registrando níveis elevados de emissões de GEE por esta fonte.

Entretanto, estimou-se que para 2020 que com o progresso nas políticas energéticas que têm sido implementadas, espera-se que algumas províncias consideradas críticas consigam emitir entre 500 a 700 gCO₂-eq/kWh, que são valores abaixo dos níveis anteriormente registrados.

Pereira e Posen (2020) desenvolveram um modelo estocástico para estimar as emissões do ciclo de vida de sistemas de geração de eletricidade entre 2010 a 2018 na província de Ontário, no Canadá. Os autores avaliaram, pela ferramenta de ACV, um total de 7 diferentes sistemas de geração de eletricidade, detalhadamente; 3 nucleares, 56 hidrelétricas, 30 a gás natural, 5 sistemas fotovoltaicos, 37 sistemas de geração eólica, 5 biomassas e 4 sistemas a carvão. Os sistemas de geração foram categorizados pelo tipo de tecnologia e combustível, de modo que, foi possível estimar os fatores de emissão de GEE (CO₂, CH₄ e N₂O) para os seus correspondentes valores de GWP-100, estipulados pelo IPCC. No estudo foram apresentadas emissões de 24,6 gCO₂-eq/kWh para nucleares; 7,6 a 21,7 gCO₂-eq/kWh para hidrelétricas de fio d'água e reservatórios; 415,7 a 805,5 gCO₂-eq/kWh para sistemas de geração a gás natural (CS, CC, CHP); 12 gCO₂-eq/kWh para eólicas; 59 gCO₂-eq/kWh para sistemas fotovoltaicos; 55,6 gCO₂-eq/kWh para biomassas e 979 gCO₂-eq/kWh para os sistemas de geração a carvão. A dificuldade deste estudo consistiu no agrupamento de dados, tanto que em muitas ocasiões foram realizadas suposições ou utilizaram outras bases de dados que forneceram dados secundários. Contudo, no estudo foi concluído que no intervalo 2010 a 2018, as emissões de GEE referentes à geração de eletricidade em Ontário apresentaram estimativas reduzidas de 175 a 58 gCO₂-eq/kWh. Este fato foi devido ao desligamento de alguns sistemas de geração a carvão, a gradual redução do uso de sistemas de geração a gás natural e o incremento das tecnologias de geração nuclear, sendo que este último sistema emite quantidades de GEE significativamente menores durante a fase operacional.

2.3.3 Avaliação de ciclo de vida de sistemas elétricos no Brasil

Dale et al. (2013) realizam um estudo sobre os futuros efeitos dos GEE no ciclo de vida e os impactos ambientais do suprimento de eletricidade no Brasil entre 2010 a 2040 a partir de uma modelagem MAED-MESSAGE²¹, que combinam premissas *Bottom-up* nas projeções da demanda energia e a otimização linear dos cenários de custo do fornecimento de energia e eletricidade. O modelo utilizado para o estudo de ACV dividiu as informações em quatro áreas: vida útil, sistemas de geração de eletricidade (carvão, fissão nuclear, petróleo, gás natural, energia hídrica, biomassa, eólica e fotovoltaica), estágios de ciclo de vida (produção

²¹ MAED - Model for Analysis of Energy Demand

MESSAGE - Model for Energy Supply Strategy Alternatives and their General Environmental Impact

de combustível, construção de nova capacidade de geração, operação) e categorias impactos de ciclo de vida (GEE, GWP, consumo de energia, consumo de água, ocupação do solo e custo econômico). Os autores coletaram os dados do banco de dados da Ecoinvent 2.1, US LCI, MME, ANEEL, instituto de pesquisa de energia elétrica (EPRI), laboratório nacional de energia renovável (NREL) e administração de informação energética (EIA). Porém, na maior parte dos casos, os dados usados foram dos EUA e da Europa devido à indisponibilidade de dados para o Brasil e também devido à parte das tecnologias usadas no país serem semelhantes, com exceção em alguns parâmetros sobre as condições locais. Contudo, eles defendem que, com a demanda total de eletricidade aumentando em um fator de dois, os impactos em todas as categorias aumentarão de maneira absoluta até 2040. Todos os casos manterão o mesmo crescimento da demanda de 500 TWh para 1100 TWh em 2040. As tecnologias solares foram responsáveis por gerar 4% da demanda total escolhida arbitrariamente, o gás natural cresce, mas as hidrelétricas predominam a geração de eletricidade. A intensidade das emissões no início do cenário é de 159 kg CO₂-eq/MWh, significativamente inferior à média americana de 748 kg CO₂-eq/MWh. A demanda elétrica per capita também é muito menor para o Brasil do que os EUA, com 2,4 vs 14,2 MWh/capita em 2010. Entretanto, no futuro, o cenário mostra que a intensidade das emissões de GEE cresce 47% até 2020 e 82% até 2040, com a demanda per capita de eletricidade crescendo 28% até 2020 e 89% até 2040. Os autores concluíram que o fator de emissão relacionado à eletricidade do SIN aumentaria 104% em relação aos níveis de 2010 até 2020, sem considerar as emissões dos reservatórios das hidrelétricas que incorporam incertezas nos fatores de impacto de ACV, pela complexidade e da limitação de estudos existentes sobre os reservatórios.

Barros; Piekarski e Francisco (2018) analisaram a pegada de carbono da geração de eletricidade no Brasil no intervalo 2016-2026. Eles analisaram do berço-ao-portão o GWP e o potencial de mudança de temperatura global (GTP)²² de 9 tipos de fontes, entre elas renováveis e não renováveis, utilizando a ferramenta de ACV, com recursos aos dados do banco de dados Ecoinvent, do MME, EPE e ANEEL e processados no *software Umberto NXT Universal*. Em termo de emissões de CO₂eq, no estudo foi concluído que os impactos inerentes ao petróleo, gás natural, hidrelétricas e carvão, apresentam um aumento no total potencial dos impactos ambientais calculado de 98 a 119 MtCO₂-eq, para GTP e 118 a 149 MtCO₂eq, para GWP, no intervalo de análise, 2016-2026. Os autores apontaram a queda na

²² GTP - Global Temperature Change Potential

geração de gás natural e carvão como sendo as razões da variação. A fonte hidrelétrica, embora renovável, apresentou valores de GPW na ordem dos $28,1 \times 10^9$ kgCO₂eq a $41,4 \times 10^9$ kgCO₂eq no mesmo intervalo. Quanto aos impactos avaliados com o método proposto pelo IPCC 2013, tendo-se definido 1 kWh como UF, eles obtiveram de 0,171 a 0,133 CO₂eq/kWh para GTP e de 0,205 a 0,166 CO₂eq/kWh para GWP. Os autores trabalharam com dados secundários da *Ecoinvent* e, no caso particular de fonte PV, o escopo geográfico dos dados utilizados foi “do resto do mundo”²³, onde o valor dos impactos específicos são 0,0859 CO₂-eq/kWh, sendo maior que o da geração hidrelétrica (0,07378 CO₂eq/kWh). Eles também não consideraram as emissões de CO₂ na geração de eletricidade a partir da cana-de-açúcar. A pesquisa foi centrada apenas nos impactos relacionados às categorias de mudanças climáticas, dando ênfases às emissões de CO₂. No estudo foi concluído que no intervalo de análise, esperava-se que no ano 2021 a matriz elétrica brasileira seria menos poluente uma vez que depois deste ano os impactos relacionados a GWP e GTP aumentarão. Espera-se também, um aumento na geração de eletricidade por fontes renováveis, com maior importância a geração eólica e PV, que levariam as reduções significativas das emissões de GEE em um curto prazo.

Fiorotti et al. (2016) realizaram uma revisão sobre os desafios e as estratégias da indústria brasileira de gás natural. Os autores afirmaram que estudos sobre a demanda de energia consideram que o consumo final do gás natural experimenta desde 2014 uma variação de 55 milhões m³/dia e tende a 180 milhões m³/dia até 2050. No Brasil, o setor industrial é o maior consumidor de gás natural, pelo que, estima-se que em 2014 consumiu 29 milhões m³/dia e se prevê 103 milhões m³/dia até 2050. Para o setor de energia elétrica, em 2014 registrou-se um incremento de 12,6% (651 a 733 milhões de m³) no consumo de gás natural. Segundo os autores, uma das estratégias atuais para a expansão da indústria do gás natural no Brasil é incentivar seu uso na geração termelétrica (priorizando as plantas de ciclos combinados) para complementar a geração hidrelétrica (respaldando a crise hídrica e as demandas de pico) e outras fontes renováveis não convencionais como a solar e eólica. No entanto, é necessário que o gás natural se converta em uma fonte cada vez mais competitiva como as demais, substituindo o óleo diesel e o carvão que são os maiores emissores de GEE.

No setor de energia, são consideradas emissões antrópicas de GEE aquelas associadas à queima de combustíveis relacionadas à produção, transformação e ao consumo de eletricidade (CETESB, 2011; PMSP, 2012). As emissões fugitivas estão associadas à cadeia de produção, transformação, processamento e transporte dos combustíveis fósseis (CETESB, 2011).

²³ Termo utilizado pela base de dados do *Ecoinvent*, excluindo dados da Europa.

Para o cálculo das emissões neste setor são levadas em consideração as abordagens *top-down* e abordagem *bottom-up* (CETESB, 2011; PMSP, 2012). Na primeira abordagem, não se especifica a maneira de consumo da energia. As estimativas das emissões são feitas a partir de dados gerais da oferta de energia no país e os resultados dependem unicamente do tipo de combustível (TURCONI; BOLDRIN; ASTRUP, 2013; NIAN et al., 2014). Na segunda abordagem as emissões são calculadas com base ao consumo final energético de cada setor e são consideradas as características dos combustíveis e os tipos de equipamentos utilizados, apresentando os resultados de forma detalhada para cada setor e permitindo estimar todos GEE que exigem informações mais desagregadas para o efeito (TURCONI; BOLDRIN; ASTRUP, 2013; NIAN et al., 2014).

O Ministério de Minas e Energia (MME) é o responsável pelos princípios básicos e as diretrizes sobre a política energética nacional com o apoio do Ministério do Meio Ambiente (MMA), por meio de empresas vinculadas como a Empresa de Pesquisa Energética. Juntos eles tratam do planejamento energético, prestação de serviço e pesquisas, contabilização relativa a oferta e consumo de energia (extração de recursos energéticos primários, conversão, importação, reservas, capacidades, distribuição e uso final da energia), elaboração e publicação de balanços energéticos anuais (COZER, 2019).

O setor de energia geralmente é o setor mais representativo nos inventários de GEE dada a sua grande participação da queima de combustíveis fósseis nas matrizes energéticas. Para este setor são estimadas apenas as emissões de CO₂, CH₄ e N₂O. Segundo as diretrizes do IPCC 2006, outros gases (Tabela 1) não são contabilizados neste setor (PMSP, 2012), sendo contabilizadas as emissões e remoções de GEE oriundas das atividades de queima de combustíveis, emissões fugitivas de combustíveis e injeção e armazenamento geológico de CO₂.

O método de avaliação das emissões na geração de energia elétrica pelo fator de emissão proposto pelo o IPCC é comumente utilizado em vários estudos. Entretanto, no Brasil este método é utilizado na construção do inventário nacional das emissões antrópicas por fontes e remoção por sumidouros de GEE não controlados pelo protocolo de Montreal. Nessa metodologia, são consideradas as emissões geradas no momento da queima do combustível e as emissões fugitivas de fontes de energia primária, com a sua conversão em forma de energia úteis em refinarias e sistemas geradores de eletricidade, com a transmissão e distribuição dos combustíveis em aplicações de fontes estacionárias e móveis. Esses fatores são diretamente dependentes do tipo de combustível utilizado (MIRANDA, 2012).

As emissões de fontes estacionárias, são aquelas em que a queima dos combustíveis ocorre nos equipamentos fixos de geração de energia, indústrias de transformação e construção. Por outro lado, as emissões de fontes móveis ocorrem em equipamento de diferentes modalidades de transporte (IPCC, 2019a; IPCC, 2019b).

2.4 HARMONIZAÇÃO DE DADOS

2.4.1 Conceitos e definições

Em um contexto geral e simplificado, a harmonização de dados pode ser definida “como a criação de uma única fonte de verdade”²⁴. De acordo com Anil Kaul (2017), a harmonização utiliza dados (secundários) procedentes de diferentes fontes, eliminando itens não confiáveis ou imprecisos, que são selecionados, classificados e agrupados. São removidas as inconsistências e imprecisões das várias fontes utilizadas, criando uma “harmonia” entre diferentes fontes de dados para fornecer um cenário completo.

No entendimento de Lee; Kibbe e Grossman (2019), a harmonização de dados é processo de agrupar dados de provenientes de fontes múltiplas a fim de garantir processos uniformes e consistentes. Para os autores a harmonização inclui (mas não limita) as cinco etapas apresentadas na Figura 6, nas quais, a partir de buscas de dados secundários, faz-se: (1) a seleção dos dados; (2) limpeza e aplicação de métricas de controle de qualidade dos dados eleitos; (3) mapeamento dos dados para um modelo de dados comum; (4) processo com *pipeline*²⁵ comum; (5) aplicação de métricas de controle de qualidade comuns para o processamento de dados com a remoção de *outliers*²⁶.

As boas técnicas de harmonização de dados são críticas para manter a qualidade dos dados dentro de um *Data Commons*²⁷, bem como permitir a aplicação da meta-análise futura, utilizando diferentes *Data Commons*, que surgiram como um método atual para agregar dados procedentes de várias fontes (LEE; KIBBE; GROSSMAN, 2019).

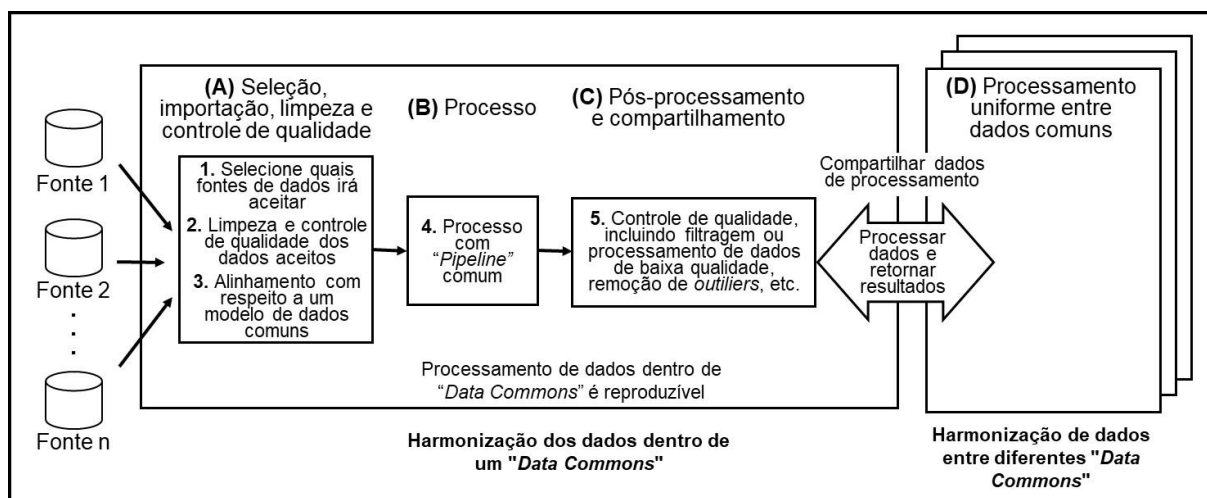
²⁴ Definição dada por Anil Kaul - PhD em Marketing pela *Cornell University*; cofundador e CEO da *Absolutdata* em entrevista dada à DATAVERSITY® (tradução livre) - *In-Depth Interview: Five Steps to Data Harmonization with Absolutdata CEO Anil Kaul* - By A.R. Guess on May 17, 2017. <https://www.dataversity.net/depth-interview-five-steps-data-harmonization-absolutdata-ceo-anil-kaul/> (Março/2021)

²⁵ *Pipeline*: em programação o termo em português refere-se a “canalização” no qual consiste em uma sequência de processamento em que a saída de cada elemento seja a entrada do próximo.

²⁶ *Outlier*: são dados que se distanciam radicalmente de todos os outros dados do grupo (pontos fora da curva normal).

²⁷ *Data Commons*: é um repositório de conhecimento aberto que combina conjuntos de dados públicos usando entidades comuns mapeadas e incluindo ferramentas para explorar e analisar dados de forma fácil entre diferentes conjuntos de dados sem limpeza ou junção de dados (<https://datacommons.org/>)

Figura 6 - Esquema geral do processo de harmonização de dados



Fonte: Adaptado de Lee; Kibbe e Grossman (2019).

Para Miranda (2012), a harmonização consiste em definir parâmetros de referência (fatores de harmonização) que serão aplicados para fazer os ajustes nas estimativas calculadas que foram publicadas e que serão transformadas em novas estimativas com parâmetros fixos. A partir dos fatores de harmonização, o resultado final será uma harmonização cumulativa por todos os fatores.

Os fatores de harmonização dependem do produto avaliado na ACV (DOLAN; HEATH, 2012). Por exemplo, as estimativas harmonizadas de emissões de GEE no ciclo de vida exibem menos variabilidade do que as estimativas publicadas no mesmo conjunto de literatura (FARRELL et al., 2006). Porém, as estimativas estatísticas simples de tendência central e variabilidade serão mais robustas quando baseadas em estimativas harmonizadas e podem ajudar na tomada de decisões (WARNER; HEATH; O'DONOUGHUE, 2010).

Ao se considerar-se um conjunto de AVC de um mesmo produto que diferem nos parâmetros medidos, a harmonização define-se como o parâmetro de referência e todas as estimativas são calculadas em função a este parâmetro (WHITAKER et al., 2012). A quantidade de fatores de harmonização é irrelevante visto que se realiza uma harmonização final por todos os fatores no processo (WARNER; HEATH, 2012).

Na edição especial do *Journal of Industrial Ecology* (JIE) foram apresentados diversos estudos, classificados como projeto de harmonização pelo NREL, nos quais foram destacados a capacidade da meta-análise com revisão sistemática (LIFSET, 2012). Nesta edição, foram realizadas análises críticas de AVC e se compararam estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida de diferentes tecnologias. A contribuição sobre a metodologia e as discussões

relacionadas a estes estudos elevaram o papel da meta-análise na ACV (BRANDÃO; HEATH; COOPER, 2012).

2.4.2 Harmonização de dados de estudos de ACV

A literatura fornece uma variedade de estudos sobre ACV realizados para diferentes tipos de tecnologias de geração de eletricidade (BURNHAM et al., 2012, GAETEMORALES et al., 2018).

Vários estudos de ACV aplicam suposições individuais como tipo e fonte de dados, escopo e fronteiras definidas pelos próprios autores e aplicam diferentes métodos de avaliação de impactos (FTHENAKIS; KIM, 2007; CHO; STREZOV, 2020), como são os casos dos métodos IPCC, *EcoIndicator-99 method* (EI-99), *Cumulative Energy Demand Method* (CED).

O método IPCC expressa os impactos em termos de CO₂eq, enquanto que o EI-99 considera as categorias de impactos *Midpoint* e *Endpoint* relacionados à saúde humana, qualidade do ecossistema e depleção abiótica. O método CED avalia a energia usada durante o ciclo de vida completo de um produto ou serviço (ASDRUBALI et al., 2015). Consequentemente, muitos estudos apresentam estimativas de emissões de GEE de ciclo de vida divergentes e as vezes considerados inconclusivas, cujas diferenças podem conduzir a tomada de decisões errôneas por parte daqueles que elaboram políticas públicas quanto à sustentabilidade dos sistemas de geração de eletricidade (HEATH; MANN, 2012; BURKHARDT III; HEATH; COHEN, 2012; ASDRUBALI et al., 2015).

Heath e Mann (2012) consideraram a formação de equipes multidisciplinares de especialistas em ACV em revisões de literatura para a obtenção de dados e combinação de resultados meta-analíticos. Os autores rastrearam estudos sobre ACV a partir da revisão sistemática e meta-análise e ajustaram as estimativas publicadas em diferentes métodos e suposições, que facilitaram as comparações entre os estudos e conclusões. O objetivo foi entender a gama de resultados publicados sobre ACV de tecnologias de geração de eletricidade, alinhar e reduzir a variabilidade destes resultados decorrentes dos métodos e suposições inconsistentes relacionados aos tipos de dados, análise de cenários, características tecnológicas dos sistemas de geração de eletricidade, entre outras, e esclarecer a tendência central das estimativas. Este método que permitiu o alinhamento das inconsistências dos estudos de ACV previamente publicados foi definido como harmonização (WARNER; HEATH; O'DONOUGHUE, 2010; WHITAKER et al., 2012).

Existem dois tipos de harmonização: harmonização do sistema e harmonização técnica.

A harmonização de sistema consiste em estabelecer um conjunto de premissas consistentes, como por exemplo, estabelecer unidades fixas de GWP em todos GEE reportados para assegurar a comparação justa entre os estudos em termo de processos nas diferentes métricas e etapas do ciclo de vida (*upstream, midstream e downstream*), garantindo o ajuste proporcional dos resultados das estimativas. A harmonização técnica consiste no ajuste dos resultados em função das condições operacionais como eficiência, FC, vida útil, entre outros, permitindo a determinação das tendências centrais e as variabilidades nas estimativas das emissões do ciclo de vida (HEATH; MANN, 2012; O'DONOUGHUE et al., 2014).

A harmonização tem sido aplicada como método em vários estudos de ACV de sistemas de geração de eletricidade, no qual os resultados são alinhados e são apresentadas as tendências centrais (medianas) e as variabilidades das estimativas reportadas pelos estudos da meta-análise. As estimativas das emissões de GEE do ciclo de vida podem ser ajustadas pelos parâmetros predefinidos como FC, GWP, fronteiras do sistema e eficiência, que são multiplicados pelas estimativas publicadas pelos estudos e divididas por parâmetros de referências (fatores de harmonização de referência) e se possível, apresentadas de forma cumulativa (harmonização cumulativa) (O'DONOUGHUE et al., 2014).

Alguns estudos de ACV relacionados com a harmonização de sistemas de geração de eletricidade são resumidos no

Quadro 3, que apresenta os principais resultados dos estudos, a forma como as harmonizações foram feitas, alguns parâmetros e valores escolhidos para a harmonização e os valores mais representativos das medianas em função das categorias de impactos analisadas em cada estudo.

Asdrubali et al. (2015) realizaram uma revisão sistemática e harmonização dos resultados de estudos de ACV, a partir de mais de 100 casos de estudos de geração de eletricidade por fontes renováveis como a solar, eólica, hidráulica e geotérmica. Os autores aplicaram rigorosos critérios de elegibilidade²⁸ e de qualidade para a seleção dos estudos com enfoque em oito categorias de impactos do ciclo de vida, sendo que foram apresentados os correspondentes valores máximos, mínimos e as variabilidades observadas para cada tecnologia de geração em função das categorias de impactos previamente definidas. Consequentemente, foram apresentadas as medianas das harmonizações de cada categoria de impacto para cada tecnologia, após redução das variabilidades e alinhamento dos resultados

²⁸ Condições que traduzem o grau de confiabilidade dos dados a serem aceitos.

de cada estudo de ACV harmonizados pelas fronteiras, fatores de capacidade, eficiências, irradiação e vida útil, tendo em conta as medianas que resultaram dos dados selecionados. Os autores concluíram pela análise comparativa a partir da harmonização, que a tecnologia eólica apresentou menores impactos em todas categorias e baixa variabilidade, sendo que a tecnologia geotérmica foi considerada a mais crítica. Os autores compararam o resultado da harmonização em termos de GWP entre tecnologias convencionais, como ciclo combinado a gás natural e combustão direta de carvão, cujas emissões variam de 350 a 400 gCO₂-eq/kWh e 750 a 1050 gCO₂-eq/kWh, respetivamente. Estes valores resultaram muito superiores aos valores abaixo de 100 gCO₂-eq/kWh para as tecnologias renováveis avaliadas no estudo. Foram comparados também as estimativas de potencial de eutrofização na combustão do carvão e a demanda cumulativa de energia dos sistemas de geração de eletricidade a óleo combustível, cujos resultados variam de 2 a 7 SO₂/kWh e 10 MJ/kWh, acima dos valores harmonizados das tecnologias renováveis que foram de 1 SO₂/kWh e 1,3 MJ/kWh, respetivamente.

Outros estudos sobre avaliação do ciclo de vida de geração de eletricidade por fontes renováveis, foram apresentados por Hsu et al. (2012), Burkhardt III; Heath; cohen (2012) e Dolan; Heath (2012).

Hsu et al. (2012) realizam uma revisão sistemática e harmonização de estudos de ACV de sistemas fotovoltaicos com módulos de silício cristalino rastreando 397 estudos de ACV. Os critérios de elegibilidade e qualidade permitiram a seleção de 13 estudos que apresentaram 42 estimativas de ciclo de vida, sendo que as emissões GEE foram de 57 gCO₂-eq/kWh e um intervalo interquartil²⁹ de 44 a 77 gCO₂-eq/kWh. Após harmonização por diferentes fatores como irradiação, eficiência dos módulos, vida útil, eles observaram uma redução de 45 gCO₂-eq/kWh na mediana e 39 a 49 gCO₂-eq/kWh no intervalo interquartil (IQ).

No estudo realizado por Burkhardt III; Heath; Cohen (2012) foi apresentado um IQ de 83 gCO₂-eq/kWh e 20 gCO₂-eq/kWh e medianas de 26 gCO₂-eq/kWh e 38 gCO₂-eq/kWh para as tecnologias de geração de eletricidade por fonte solar concentrado em calhas-parabólicas (CSPP) e torres (CSPT), respetivamente, após terem rastreado 125 estudos, dos quais 10 estudos passaram dos critérios de elegibilidade e qualidade, fornecendo 36 estimativas, sendo 19 para tecnologia CSPP e 17 estimativas relativas a CSPT. Os valores dos intervalos interquartis e medianas apresentaram reduções de 87% e 17% para CSPP,

²⁹ O intervalo interquartil representa o intervalo central que contém 25%, 50% e 75% das estimativas, calculado como a diferença entre o primeiro quartil e o terceiro quartil (MIRANDA, 2012)

respectivamente e 33% e 38% para CSPT na mesma ordem de avaliação.

Quadro 3 - Principais resultados dos estudos resumidos após harmonização das estimativas

Autor	Tecnologia	Parâmetro de harmonização	Equações das estimativas	Resultado (medianas)
(WARNER; HEATH, 2012)	Nuclear-PWRg	Harmonização cumulativa (por todos fatores)	Não informado	12 gCO ₂ eq/kWh
	Nuclear-BWRh			13 gCO ₂ eq/kWh
	Nuclear-LWRi			12 gCO ₂ eq/kWh < 26%
(ASDRUBA LI et al., 2015)	Eólica (on e off-shore)	FC ^a - 35% e 45% VU ^b - 20 anos	$E_{i,harm} = E_{i,pub} \frac{FC_{pub}}{FC_{ref}}$ $E_{i,harm} = E_{i,pub} \frac{VU_{pub}}{VU_{ref}}$	48,9 mg SO ₂ eq/kWh; 4,6 mg C ₂ H ₄ eq/kWh; 11,6 gCO ₂ eq/kWh; 0,13 MJ/kWh
	Geotérmica	FC-70% VU - 30 anos EC ^c 11%	$E_{i,harm} = E_{i,pub} \frac{FC_{pub}}{FC_{ref}}$ $E_{i,harm} = E_{i,pub} \frac{VU_{pub}}{VU_{ref}}$ $E_{i,harm} = E_{i,pub} \frac{EC_{pub}}{EC_{ref}}$	33,6 gCO ₂ eq/kWh; 22,1 mg C ₂ H ₄ eq/kWh; 0,52 MJ/kWh
(MIRANDA, 2012)	Nuclear	Harmonização consecutiva	Não informado	13,56 gCO ₂ eq/kWh < 10%
	Hidrelétrica	VU - 30 anos FC - 57% ACV e reservatórios	$E_{i,harm} = E_{i,pub} \frac{VU_{pub}}{VU_{ref}}$ $E_{i,harm} = E_{i,pub} \frac{FC_{pub}}{FC_{ref}}$	2,48; 24,16 gCO ₂ eq/kWh e 86,2 gCO ₂ eq/kWh
(O'DONOU GHUE et al., 2014)	Gás natural - CS ^d	GWP-100 η ^e - 33%	$E_{GWP,har} = E_{CO_2} + (E_{CH_4,pub} \cdot GWP \cdot \frac{E_{CH_4,ref}}{E_{CH_4,pub}}) \cdot (E_{N_2O,pub} \cdot GWP \cdot \frac{E_{N_2O,ref}}{E_{N_2O,pub}})$	450 gCO ₂ eq/kWh - Baixa eficiência, aumento de 9% na mediana
	Gás natural - CC ^f	GWP-100 η - 51%	$n_{harm} = n_{pub} \frac{n_{pub}}{n_{ref}}$	600 gCO ₂ eq/kWh - Alta eficiência, < de 1% e manteve a mediana

Fonte: Produção do próprio autor.

^aFator de capacidade. ^bVida útil. ^cEficiência de conversão. ^dCiclo simples. ^eEficiência térmica. ^fCiclo combinado.

^gPresurized Water Reactor. ^hBoiling Water Reactor. ⁱLight Water Reactor.

Dolan; Heath (2012) avaliaram 240 referências sobre sistemas de geração de eletricidade por fonte eólica, na qual foram apresentadas 126 estimativas após seleção de 49 estudos resultantes dos critérios de elegibilidade e qualidade. As estimativas publicadas

variaram de 1,7 a 81 gCO₂-eq/kWh, com medianas e IQ de 12 gCO₂-eq/kWh para ambos parâmetros. Estes parâmetros apresentaram reduções de 3 a 45 gCO₂-eq/kWh nas estimativas, 10 gCO₂-eq/kWh e 11 gCO₂-eq/kWh, no IQ e mediana, respectivamente, após harmonizações, sendo que a maior redução de variabilidade das emissões de GEE foi verificada na harmonização pelo fator de capacidade. Os autores dos três estudos concordam que as variabilidades estão em funções de diversos fatores, dentre os quais estão aspectos específicos do escopo, tipo de dados utilizados nos inventários do ciclo de vida, métodos e atribuições de categorias de impactos. A harmonização ajusta as diferenças metodológicas, reduz as variabilidades, apresenta as tendências centrais e aumenta a precisão das estimativas previamente publicadas para uma interpretação precisa dos resultados da meta-análise.

O'Donoghue et al. (2014) realizaram uma revisão sistemática e harmonização de estudos de ACV de sistemas de geração de eletricidade a gás natural, precisamente, ciclos simples (CS) e ciclos combinados (CC). Os autores aplicaram a meta-análise e a harmonização das fronteiras dos sistemas, GWP, fator de capacidade, calor específico e eficiência, entre outros, para ajustar os resultados da meta-análise, alinhar as diferentes técnicas e métodos aplicados nos diferentes estudos e determinar parâmetros que permitissem a melhor comparação dos resultados com respeito as medianas e a redução das variabilidades nas estimativas das emissões de GEE. Foram encontrados 254 estudos, dos quais 42 foram considerados contribuintes após aplicação de critérios de elegibilidade e qualidade baseados em (HEATH; MANN, 2012), além de outros critérios definidos pelos autores. Os 42 estudos forneceram 69 estimativas de emissões, dos quais 18 e 51 foram para as tecnologias CS e CC, respectivamente. A mediana e o intervalo interquartil das estimativas de GEE publicadas foram de 600 e 450 gCO₂-eq/kWh; 100 e 73 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, e faixa de 310 a 990 gCO₂-eq/kWh, para ambas tecnologias. Primeiramente a harmonização foi feita para cada parâmetro de forma singular e posteriormente foi apresentado a harmonização cumulativa por todos fatores, tendo sido reportados valores de intervalos interquartis que variaram de 570 a 750 gCO₂-eq/kWh e 420 a 480 gCO₂-eq/kWh para as tecnologias CS e CC, respectivamente, com medianas de 450 e 670 gCO₂-eq/kWh para ambas tecnologias. Entre as 69 estimativas, 14 foram harmonizadas pelo GWP, porém, não produziram mudanças significativas (menos de 1%) nos valores das medianas, intervalo interquartil e as faixas das duas tecnologias. Os autores concluíram que a harmonização pela eficiência térmica produziu um grande efeito na redução da variabilidade dos dados. Os autores foram muito rigorosos nos critérios de elegibilidade, tanto que, o estudo não realizou nenhum tipo suposições exógenas evitando

transcrições e erros que pudessem conduzir a resultados inconsistentes.

Qualquer meta-análise é limitada em função dos estudos selecionados e a harmonização busca atualizar os resultados pelos parâmetros de referências como as eficiências, fatores de capacidade e vida útil, além de reconciliar o escopo dos trabalhos anteriormente deficientes, por exemplo, adicionando estágios de ciclo de vida omitidos. A harmonização pela fronteira do sistema pode ser feita aumentando ou subtraindo algum estágio do ciclo de vida nos estudos que foram aprovados nos critérios de elegibilidade, ou se estabelecer uma estimativa harmonizada de GWP aos estudos que apresentem estimativas de emissões de diferentes GEE e, sempre que possível, permitir a harmonização cumulativa de todos fatores previamente harmonizados.

No estudo de Warner e Heath (2012) foram avaliadas as tecnologias nucleares *Light Water Reactor* (LWR), *Presurized Water Reactor* (PWR) e *Boiling Water Reactor* (BWR), na triagem de 274 estudos, dos quais 27 atenderam os critérios de elegibilidade e qualidade e apresentaram 99 estimativas de emissões de GEE. As estimativas das emissões de GEE foram, para as tecnologias LWR, PWR e BWR foram, respectivamente, iguais a 13, 14 e 21 gCO₂eq/kWh para a mediana e 23, 47, e 14 gCO₂eq/kWh para o intervalo interquartil. Após harmonização cumulativa em todas tecnologias, foi registrado uma diminuição das estimativas publicadas como apresentado no

Quadro 3.

Muitos autores como Whitaker et al. (2012), Warner; Heath (2012), Weyand; Wittich; Schebek (2019) e Blanco et al. (2020) atribuíram as diferenças dos resultados dos diferentes estudos nas metodologias e suposições feitas durante as avaliações destes estudos. Para os autores, a harmonização surge como um método de alinhamento e comparação para a redução da variabilidade das estimativas, provendo uma interpretação clara dos resultados. Contudo, melhorar a precisão das estimativas não significa melhorar a consistência, pois existem vários fatores contextuais (FTHENAKIS; KIM, 2007), como fluxos mássicos, condições geográficas e climáticas e outras variáveis consideradas para cada tipo de tecnologias, que podem interferir e afetar os resultados dos estudos (DOLAN; HEATH, 2012b; O'DONOUGHUE et al., 2014). Analogamente, quando uma tecnologia não é frequentemente estudada, como são os casos das tecnologias futuristas para a melhora das eficiências dos sistemas, dentre os quais estão a geração a carvão, gás natural e novas gerações de tecnologias PV, as conclusões dos estudos meta-analíticos também são limitadas. Além disso, as estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida (valores mínimos, máximos, medianas) resultantes da harmonização

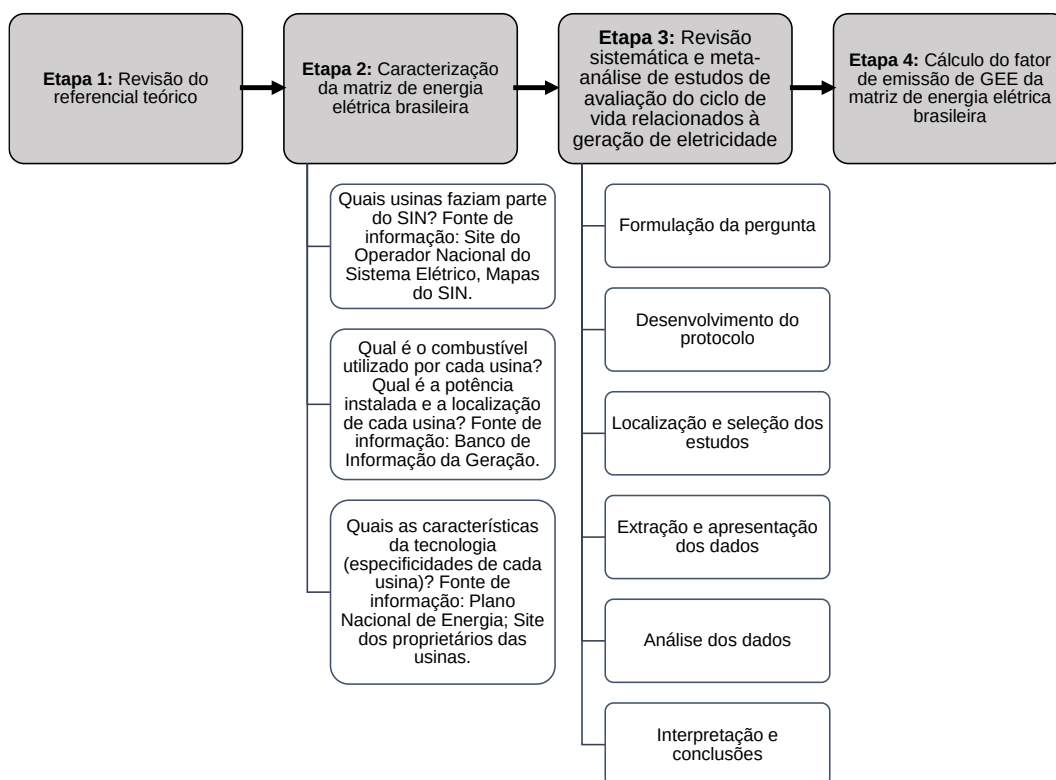
podem não ser consistentes e não refletir as verdadeiras emissões destas tecnologias ou dos sistemas de geração de eletricidade (HEATH; MANN, 2012).

3 MATERIAL E MÉTODO

3.1 ETAPAS ADOTADAS NA PESQUISA

A partir da formulação da questão da pesquisa e objetivos (geral e específicos) propostos na pesquisa, na Figura 7 apresenta-se o fluxograma simplificado com a descrição das etapas a serem seguidas.

Figura 7 - Fluxograma simplificado das etapas a serem desenvolvidas na pesquisa



Fonte: Adaptado de Miranda (2012).

A etapa 1 foi apresentada no Capítulo 2, onde se constrói o quadro teórico da pesquisa e apresenta-se a síntese dos principais trabalhos descritos na literatura a fim apresentar os fundamentos teóricos e contextualizar o problema.

A etapa 2 é apresentada no presente capítulo, na qual é descrito o material e o método utilizado para posteriormente fazer detalhamento da etapa 2 no capítulo 4. Nesta etapa são avaliados os sistemas de geração de eletricidade do SIN, de serviço público como sistemas hidrelétricos, nucleares e termelétricos (a gás natural, a carvão mineral, a óleo combustível e a óleo diesel). Para cada um dos sistemas de geração de eletricidade, são obtidas informações a respeito das reservas, tecnologias, quantidade e potência instalada para cada sistema avaliado.

A caracterização da matriz elétrica brasileira é que possibilitará estimar o FE de GEE.

A etapa 3, a ser desenvolvida no capítulo 5, apresenta-se a meta-análise. Nesta etapa são localizados os estudos que avaliam as emissões de GEE do ciclo de vida da geração de eletricidade nas bases de dados a fim de fazer a revisão bibliográfica sistemática e a meta-análise. Essa etapa é composta de 6 passos: formulação da pergunta; desenvolvimento do protocolo; localização e seleção dos estudos; extração e apresentação dos dados; análise dos dados; interpretação e conclusões.

Os dois últimos passos listados na etapa 3 (análise dos dados; interpretação e conclusões) estão intrinsicamente relacionados ao capítulo 6, onde serão apresentados os resultados e discussões. Neste capítulo os dados levantados no estudo meta-analítico são processados e alinhados para entrar na etapa 4. Esta etapa refere-se ao objetivo principal do trabalho que é estimar o fator de emissão de GEE da matriz elétrica brasileira do SIN do serviço público em operação que é apresentado no capítulo 5. O resultado é discutido e comparado com outros autores e, principalmente, com o estudo de Miranda (2012).

Visando responder à questão da pesquisa, as etapas contempladas no desenvolvimento da pesquisa são ilustradas de forma simplificada na

Figura 8.

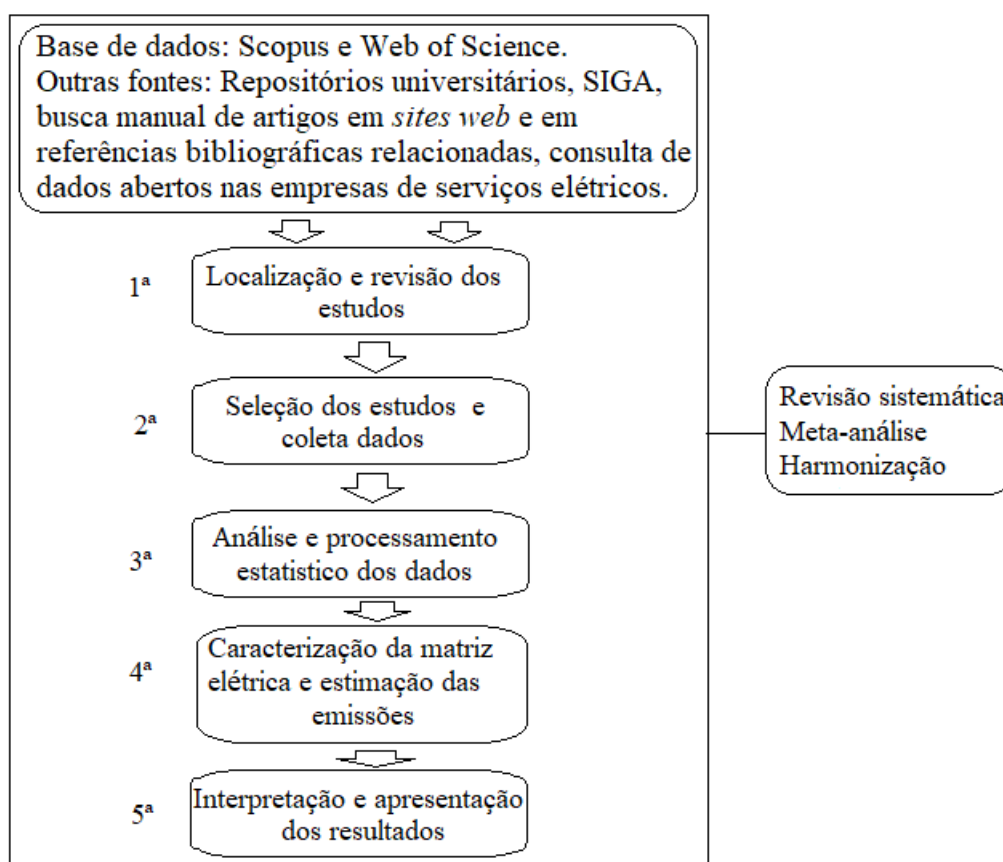
A pesquisa envolve a revisão sistemática, meta-análise e harmonização, sendo o método aplicado composto de cinco etapas, descritas na sequência.

Etapa 1: realiza-se a localização dos estudos mediante uma busca em bases de dados e outras fontes de informações confiáveis que disponibilizam os dados necessários para a pesquisa.

Etapa 2: procede-se a seleção dos estudos que forneçam dados completos e extração dos dados para a revisão bibliográfica e meta-análise, utilizando-se os critérios de elegibilidade. Na seleção, utilizam-se estudos que não são considerados apenas os melhores, senão todos aqueles estudos cuja a pertinência do conteúdo contribui na exequibilidade do processo e garante apresentação de resultados consistentes para a presente pesquisa.

Etapa 3: faz-se análise dos dados dos estudos encontrados que atendam aos critérios de elegibilidade, sendo eles processados estatisticamente e harmonizados em função dos parâmetros de referência (fatores de harmonização) e características dos sistemas de geração de eletricidade do SIN, em avaliação na pesquisa.

Figura 8 - Método adotado na pesquisa



Fonte: Produção do próprio autor.

Etapa 4: faz-se a caracterização da matriz elétrica brasileira de forma detalhada, a partir das informações extraídas e analisadas nas etapas anteriores

Etapa 5: procede-se a interpretação das saídas dos dados processadas, os quais são apresentados, comparados com a literatura e discutidos. Essa última etapa é consecutiva, ou seja, a partir da etapa 3, os resultados de cada sistema de geração de eletricidade são parcialmente discutidos, sendo que na etapa 5, apresenta-se o resultado final do fator de emissão da matriz (a combinação das estimativas de casa sistemas de geração) e realiza-se uma discussão resumida dos resultados obtidos, com ênfase a estimativa do fator de emissão da matriz brasileira do SIN.

3.2 MATERIAL

O material utilizado na pesquisa refere-se a dados confiáveis disponibilizados, principalmente, em artigos científicos e relatórios técnicos, dissertações e teses.

Foram utilizadas as principais bases de dados, como a *Scopus* e *Web of Science* a fim

de se encontrar os materiais (estudos) que fornecessem informações genéricas e específicas sobre o tema de pesquisa e fornecessem um panorama sobre o estado da arte.

Buscaram-se informações em estudos e fontes nacionais (ANEEL, ONS, PNE, Mapas e sites oficiais de empresas e agências de fomento e pesquisas energéticas) sobre os sistemas de geração de eletricidade da matriz elétrica brasileira, em particular, aquelas que fazem parte do SIN e que estão em operação.

Utilizaram-se também dissertações e teses disponibilizadas em repositórios institucionais das universidades e para a organização dos dados extraídos e cálculos dos FE, bem como representações gráficas, foram utilizados os recursos do Excel®.

Para embasar a pesquisa, são seguidos os critérios estabelecidos nas normas e guias que sustentam a utilização correta da ferramenta de ACV dentro dos padrões internacionalmente estabelecidos, sendo portanto, as normas (ABNT NBR-ISO:14040, 2014; ABNT NBR-ISO:14044, 2014), guias e *handbooks* (GUINEE, 2004; IPCC, 2019b).

3.3 BUSCA DOS DADOS

A partir da busca e localização dos dados nas fontes descritas no item 3.2, aplicam-se os processos de triagem e seleção dos dados, considerando-se os estudos cujos dados e resultados permitam responder a pergunta de pesquisa, dentro do universo de ampla literatura.

Na busca principal, utilizam-se as palavra-chaves “*life cycle assessment*” OR “*life cycle analysis*” AND “*electric energy generation*” AND “*factors emissions*” AND “*greenhouse gas*”. No refinamento utilizam-se as palavras-chaves “*calculation*” AND “*estimation*” para a triagem dos documentos específicos que abordam estimativas de fatores de emissão de GEE de sistemas de geração de eletricidade, evitando-se desta forma, documentos que abordam emissões de GEE em outros contextos.

São considerados relevantes os estudos que contemplaram informações sobre o uso da ferramenta de ACV em sistemas de geração de eletricidade. É necessário que os estudos contenham relações entre geração e utilização de energia e mudanças climáticas; especificações dos sistemas e análise; avaliação do impacto do ciclo de vida; resultados das emissões de GEE, cenários e etapas do ciclo de vida das tecnologias de geração de eletricidade; vida útil e GWP. Outras informações necessárias, são os tipos de combustíveis, tecnologias, quantidade de sistemas geradores de eletricidade em operação, capacidade instalada, geração, eficiência, vida útil, fator de capacidade e outras características

consideradas relevantes. De forma geral, os dados extraídos são aqueles indispensáveis para a aplicação da meta-análise.

Paralelamente à análise dos dados encontrados, faz-se a revisão do método de cálculo do fator de emissão de GEE aplicado para estimar o fator de emissão das matrizes de geração elétrica, independentemente das suas composições em termos de quantidades de sistemas de geração de eletricidade.

3.4 CRITÉRIOS DE ELEGIBILIDADE

Para a seleção dos estudos, priorizam-se dados completos para a revisão bibliográfica e meta-análise, utilizando os seguintes critérios de elegibilidade dos estudos:

- i. Não deve ser classificado como patente, *pôster*, resumo, apresentação (*PowerPoint* e outros aplicativos), trabalho em conferência científica, *workshop* ou técnicas com menos de 5 páginas, artigo publicado em periódicos com menos de 3 páginas, trabalhos duplicados, estudos em idiomas que não sejam o português, inglês e espanhol.
- ii. Não pode ser revisão, exceto se realiza uma crítica sobre dos estudos revisados e posteriormente a correção destes estudos, pelo que, finalmente apresente resultados mais consistentes.
- iii. Deve avaliar a eletricidade ou os sistemas de geração de eletricidade como produto, preferivelmente aqueles sistemas cujas características tecnológicas são iguais ou semelhantes aos sistemas de geração de eletricidade em operação na matriz elétrica brasileira.
- iv. Deve apresentar o fator de emissão de GEE de forma numérica. Os estudos que apresentaram os resultados de forma gráfica ao ponto de não permitir a identificação da emissão ou do fator de emissão foram desclassificados. Analogamente, os estudos que apresentaram as emissões ou o fator de emissão em unidades que impossibilitem a comparação na conversão para gCO_2 ou gCO_2/kWh também foram desclassificados.
- v. Deve apresentar emissões de GEE, principalmente, emissões de CO_2 . Aqueles que apresentam emissões de outros gases sem considerar as emissões de CO_2 foram desclassificados.
- vi. Deve aplicar a ferramenta de ACV e avaliar, no mínimo, duas etapas do ciclo de

vida dos sistemas de geração de eletricidade (*upstream*, *midstream* e *downstream*). Em caso de avaliar apenas uma etapa, o estudo deve descrever as fases desta etapa e apresentar as emissões de forma desagregada para cada fase (processo).

- vii. Deve especificar os métodos usados, os tipos de dados e todas informações que facilitem a compreensão e a extração dos dados para meta-análise.
- viii. Deve adequar-se ao contexto brasileiro (clima tropical ou equatorial), sempre que possível, para aquelas tecnologias cujas avaliações exigem similaridades.

Os critérios de elegibilidade, junto com a abordagem de rastreio e a avaliação da qualidade dos estudos apresentados na literatura dão suporte à meta-análise (MIRANDA, 2012; WARNER; HEATH, 2012; WHITAKER et al., 2012; O'DONOUGHUE et al., 2014; ASDRUBALI et al., 2015). Os dados extraídos dos estudos que atenderem aos critérios de elegibilidade são analisados e processados estatisticamente, considerando cada uma das tecnologias para se obter a variabilidade das estimativas das emissões. Este mesmo procedimento também será aplicado na análise dos dados dos sistemas de geração de eletricidade que fazem parte da matriz elétrica brasileira do SIN, dentro das fronteiras da pesquisa, buscando, portanto, valores de referência que permitam os recálculos e se obtenham resultados facilmente comparáveis entre si.

3.5 CARACTERIZAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

A caracterização da matriz elétrica brasileira refere-se ao detalhamento de cada sistema de geração de eletricidade que a compõe. São essenciais informações sobre características, tipos de tecnologias e combustíveis utilizados; quantidade de sistemas geradores de eletricidade em operação e potência de geração; capacidade instalada, eficiência, vida útil, fator de capacidade e outras características consideradas relevantes. Paralelamente, faz-se a revisão do método de cálculo do fator de emissão de GEE aplicado para estimar o fator de emissão de geração elétrica.

A caracterização da matriz contemplou apenas os sistemas de geração de eletricidade do SIN, de serviços públicos, em operação, embora existam na matriz outros sistemas de geração de eletricidade vinculados aos autoprodutores de eletricidade (APE), produtores independentes de energia elétrica (PIE) e sistemas de registros (REG).

3.6 META-ANÁLISE

Para se obter evidências relevantes e entender as especificidades do método utilizado, a revisão sistemática é feita com meta-análise, na qual se combinam os estudos que apresentam resultados numéricos referentes à fatores de emissão (BRANDÃO; HEATH; COOPER, 2012; LIFSET, 2012).

Um esquema de revisão sistemática e meta-análise é apresentado na Figura 9, no qual apresenta-se a revisão sistemática como uma ferramenta de pesquisa da literatura que responde o objetivo da pergunta de pesquisa a partir da síntese das melhores evidências disponíveis nos dados de vários estudos.

Realizam-se revisões múltiplas e independentes de cada referência usando critérios de triagem predefinidos por especialistas em ACV, em tecnologias e em pesquisa bibliográfica para garantir a aplicação consistente da triagem.

Figura 9 - Recursos da revisão sistemática de um projeto



Fonte: Adaptado de Zumsteg; Cooper e Noon (2012).

No Quadro 4 descreve-se o procedimento para realização de uma revisão sistemática com meta-análise (SAMPAIO, 2007; MIRANDA, 2012).

Quadro 4 - Etapas da revisão sistemática da literatura com meta-análise

Etapas	Entendimento
1. Formulação da pergunta	Identificação do escopo da revisão como objetivo de dar resposta a questão a necessidade de realizar-se uma revisão sistemática com meta-análise.
2. Desenvolvimento do protocolo, localização e seleção dos estudos	Criação do plano de ação que guia de forma transparente e rigorosa a localização dos estudos, baseado na estratégia de buscas e definição das bases de dados, elegibilidade dos estudos incluídos na meta-análise, leitura e refinamento dos estudos, detalhamento dos estudos selecionados, avaliação da qualidade dos dados.
3. Extração, apresentação e análise dos dados	Descrição e apresentação dos dados relevantes extraídos para a meta-análise e aplicação do procedimento estatístico
4. Interpretação e conclusão	Avaliação dos resultados de saída que permitam uma interpretação clara e forneçam conclusões que contribuam para a tomada de decisões na pesquisa em curso e nas futuras.

Fonte: Adaptado de Sampaio (2007); Miranda (2012).

As diferenças tecnológicas dos sistemas de geração de eletricidade e algumas inconsistências metodológicas, dentre as quais, as fronteiras dos sistemas e as categorias de impactos, permitem que o método de meta-análise contextualize diferentes estudos e estime um único impacto para uma única tecnologia ou categoria de impacto, de forma estatística ou por ajuste quantitativo. Isso torna a ACV metodologicamente mais consistente com resultados robustos e relevantes para a tomada de decisões (BRANDÃO; HEATH; COOPER, 2012).

É recomendável verificar o grau de divergência dos estudos que reportam determinados resultados, para que se avaliem as magnitudes e similaridades dos efeitos dos estudos pelo uso de ferramentas estatísticas, como teste de inconsistências e heterogeneidade (MS, 2012).

Para avaliar os resultados dos estudos conjuntos da revisão sistemática e meta-análise, para o cálculo de fator de emissão dos sistemas de geração de eletricidade, são utilizados os fatores de harmonização disponíveis na literatura (DOLAN; HEATH, 2012; HEATH; MANN, 2012; MIRANDA, 2012).

3.7 HARMONIZAÇÃO

Na avaliação do ciclo de vida, a realização de meta-análise pode ser um desafio diante dos estudos que apresentam dados geralmente compreensíveis, porém diferentes. A harmonização resolve o conflito destes estudos considerados na revisão sistemática, que apresentam dados heterogêneos (ZUMSTEG; COOPER; NOON, 2012; MS, 2012) e torna as estimativas de ACV mais consistentes e comparáveis quanto a variabilidade dos resultados em

termos de mediana e intervalo interquartil (HEATH; MANN, 2012; ASDRUBALI et al., 2015).

No processo de harmonização são considerados diferentes parâmetros de referência como a vida útil, eficiência, fator de capacidade, distância, fronteira, temperatura, umidade relativa, energia neta produzida, capacidades instaladas, entre outros, sendo que estes parâmetros estão em função do tipo de sistema de geração de eletricidade a ser avaliado e combustíveis utilizados (DALIR; MOTLAGH; ASHRAFI, 2018).

Estes parâmetros são aplicados como fatores de harmonização e influem na determinação dos fatores de emissões de GEE. A seguir são apresentados e definidos alguns destes fatores de harmonização, em particular, aqueles utilizados na presente pesquisa.

3.7.1 Harmonização pelo GWP

Utilizado em caso que os artigos selecionados apresentem emissões de GEE separados para cada gás, tal que o valor das emissões de gCO_2/kWh é calculado com base o GWP no horizonte de 100 anos, como apresentado na Tabela 1.

3.7.2 Harmonização pela fronteira do sistema

A harmonização pela fronteira do sistema consiste na adição ou na substituição de dados que estão faltando ou sobrando apresentados pelos estudos nas fronteiras dos processos (O'DONOUGHUE et al., 2014).

Em função das características de cada uma das tecnologias, é definido um ciclo de vida e são separadas em fases; montante (*upstream*), operação (*midstream*) e jusante (*downstream*). Foram considerados na meta-análise os estudos que apresentaram emissões separados de pelo menos duas destas fases.

3.7.3 Harmonização pela vida útil

Utilizou-se como referência o fator de vida útil típico dos sistemas geradores de eletricidade brasileiros, adotados no Plano Nacional de Energia 2030, embora o Plano Nacional de Energia 2050 preveja o aumento na vida útil de alguns sistemas. Deste modo, foi possível harmonizar as estimativas das emissões dos estudos pelo redimensionamento da geração de eletricidade durante o ciclo de vida, mantendo a emissão do ciclo de vida constante. Neste caso, a emissão do ciclo de vida é inversamente proporcional à vida útil do sistema gerador e o fator de emissão harmonizado é calculado pela equação [1].

$$F_{\text{har}} = F_{\text{pub}} \left(\frac{T_{\text{pub}}}{T_{\text{ref}}} \right) \quad [1]$$

sendo F_{har} o fator de emissão harmonizado (em gCO₂-eq/kWh); F_{pub} o fator de emissão publicado pelo estudo (em gCO₂-eq/MWh); T_{pub} o tempo de vida útil utilizado pelo estudo (em anos) e T_{ref} o tempo de vida útil de referência (em anos).

3.7.4 Harmonização pelo fator de capacidade

O fator de capacidade relaciona a geração de energia real com a geração máxima potencial do sistema gerador de eletricidade multiplicado pela quantidade de horas que existe em um ano. O fator de capacidade representa a proporção da produção real de eletricidade durante um determinado período para a produção de eletricidade máxima durante as horas de operação (BIMENYIMANA et al., 2018; LI; CHALVATZIS; PAPPAS, 2018), calculado pela equação [2].

$$FC = \frac{E}{8760 \cdot P} \quad [2]$$

sendo FC o fator de capacidade (em %); E a energia gerada real (em MWh/ano); P a potência instalada (em MWh) e a constante representa a quantidade de horas em um ano (8760=24 h x 365 dias).

Para a harmonização, utilizou-se como fator de referência o fator de capacidade médio dos sistemas geradores de eletricidade brasileiras. Foi calculado com base na geração de eletricidade e a potência instalada para um conjunto de sistema de eletricidade de cada tecnologia em funcionamento no ano de referência do estudo. Em caso do estudo não disponibilizar o fator, adotou-se o fator de capacidade considerado no Plano Nacional de Energia 2030. Desta forma, estimou-se as emissões harmonizadas pelo redimensionamento da geração de eletricidade durante o ciclo de vida. Foi mantida a emissão do ciclo de vida constante para os estudos que apresentaram o FC na sua análise ou as que apresentaram dados que permitiram o seu cálculo. O fator de emissão harmonizado é calculado pela equação [3].

$$F_{\text{har}} = F_{\text{pub}} \left(\frac{FC_{\text{pub}}}{FC_{\text{ref}}} \right) \quad [3]$$

sendo FC_{pub} o fator de capacidade utilizado pelo estudo (em %) e FC_{ref} é o fator de capacidade de referência (em %).

3.7.5 Harmonização pela eficiência térmica

A eficiência térmica relaciona a eletricidade líquida gerada pelo sistema com a entrada de combustível para a geração de eletricidade (WARNER; HEATH, 2012). Ela foi utilizada para a harmonização das emissões das termelétricas apresentados na presente pesquisa. O fator de referência utilizado foi a eficiência térmica característica dos sistemas brasileiros adotado pelo Plano Nacional de Energia 2030.

Partindo-se do princípio que o aumento da eficiência térmica leva a uma redução do consumo de combustível e, conseqüentemente, a um fator de emissão menor, o fator harmonizado pela eficiência térmica é apresentado na equação [4].

$$F_{\text{har}} = F_{\text{pub}} \left(\frac{EF_{\text{pub}}}{EF_{\text{ref}}} \right) \quad [4]$$

sendo EF_{pub} a eficiência térmica utilizado pelo estudo (em %) e EF_{ref} a eficiência térmica de referência (em %).

3.7.6 Harmonização cumulativa

As estimativas de emissões de GEE do ciclo de vida dos estudos utilizados para a meta-análise são harmonizadas cumulativamente por todos fatores anteriormente apresentados em função do GWP, fronteira do sistema, tempo de vida útil, fator de capacidade e eficiência térmica. Obtém-se uma nova mediana das emissões das três fases do ciclo de vida (jusante, operação e montante), calculadas e corrigidas pelo GWP e adicionadas aos estudos que não consideram estas fases.

3.8 PROCEDIMENTO ESTATÍSTICO

A avaliação estatística sobre a tendência central e a variabilidade dos dados publicados e harmonizados representam os estudos de ACV apurados na revisão sistemática e nos

critérios de avaliação da qualidade. A tendência central é interpretada a partir da mediana e o nível de significância. A variabilidade dos dados é interpretada a partir desvio padrão, faixa e o intervalo interquartil.

Com isto, os dados extraídos dos estudos são analisados conforme o procedimento estatístico e os fatores de emissão de GEE de cada tecnologia de geração de eletricidade do SIN são estimados, considerando o ano de referência (2019) assumido na pesquisa. Os resultados são apresentados, interpretados e a questão da pesquisa definida (Capítulo 1, item 1.1) é respondida, atendendo aos objetivos do presente trabalho.

3.9 FATOR DE EMISSÃO

O fator de emissão de GEE da matriz brasileira referente à cada tecnologia é estimado a partir de uma perspectiva da ACV, considerando o ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade. A estimativa é feita separadamente, considerando primeiro para cada uma das tecnologias de geração de eletricidade e, posteriormente, para a matriz geral do SIN considerada na presente pesquisa.

O fator de emissão médio de CO₂ para a energia elétrica utilizados nos inventários tem como objetivo estimar a quantidade de CO₂ associado a geração de energia elétrica (LOURENÇO, 2016). Ele calcula a média das emissões da geração, levando em consideração todas as usinas que estão gerando energia e não somente aquelas que estejam em funcionamento na margem de operação³⁰ (LOURENÇO, 2016; MCTI, 2020c).

Os fatores de emissão do SIN apresentados na Figura 5 são combinações de fatores da margem de operações, que refletem a intensidade das emissões de CO₂ da energia despachada na margem, com o FE da margem de construção, que reflete a intensidade das emissões de CO₂ dos últimos sistemas elétricos construídos. Referem-se às médias de todos os fatores determinados anualmente (MCTI, 2020d). O fator de emissão é empregado quando o objetivo é quantificar as emissões da energia elétrica que está sendo gerada em determinado momento, sendo utilizado para inventários gerais, corporativos ou de outra natureza (MCTI, 2020c).

Nesta pesquisa serão estimados os fatores de emissão de cada sistema de geração de eletricidade e, posteriormente, a combinação de todos os fatores permitirá que se determine o fator de emissão da matriz elétrica brasileira do SIN, utilizando-se a equação [5] (MIRANDA, 2012; GARCIA; MARQUES; FREIRE, 2014).

³⁰ Margem de operação está relacionada a energia que está sendo gerada pela usina (LOURENÇO, 2016).

$$FE_{matriz} = \frac{\sum FE_i \cdot G_i}{G_{matriz}} \quad [5]$$

sendo FE_i o fator de emissão de cada tecnologia de geração de eletricidade inserida no SIN (gCO₂-eq/kWh); G_i a geração anual de eletricidade de cada tecnologia (GWh/ano) e G_{matriz} a geração anual de eletricidade da matriz brasileira do SIN (GWh/ano), no ano de referência da presente pesquisa (2019).

Para o caso particular da geração de eletricidade por fontes hidrelétricas, recorreu-se a equação [6], utilizada para o cálculo da pegada de carbono (DALIR; MOTLAGH; ASHRAFI, 2018), pois houve a necessidade de se determinar o fator de emissão dos sistemas de geração com reservatórios em gCO₂-eq/kWh a partir dos dados das emissões dos reservatórios apresentados em tCO₂-eq/ano.

$$FE_{sist.hidr} = \frac{E_a}{E_g} \quad [6]$$

sendo $FE_{sist.hidr}$ o fator de emissão de GEE em gCO₂-eq/kWh para cada sistema de geração hidrelétrica com reservatório; E_a a emissão anual de GEE das hidrelétricas em tCO₂-eq/ano e E_g a energia gerada anualmente em GWh/ano.

É importante destacar que cada fator de harmonização é utilizado de forma particular, consoante a necessidade da aplicação deste fator no processo de harmonização do sistema de geração de eletricidade que está sendo analisado. Ou seja, os estudos meta-analíticos que apresentem dados de referências como vida útil, eficiência, fator de capacidade, entre outros, são harmonizados com os mesmos fatores de referências (calculados ou fatores médios), das tecnologias do SIN avaliadas na presente pesquisa.

4 CARACTERIZAÇÃO DA MATRIZ ELÉTRICA BRASILEIRA

4.1 CENÁRIO GERAL

O sistema de produção e transmissão de energia elétrica do Brasil é proveniente de diferentes fontes, de múltiplos proprietários, sendo despachada³¹ para o SIN que é composto por quatro subsistemas: Sul; Sudeste/Centro-Oeste; Nordeste e Norte, estando na região norte a maior parte dos sistemas de geração de eletricidade, que distribuem grande parte da energia elétrica gerada no território nacional (ONS, 2020).

Todas fontes de energia apresentam algum impacto ambiental no seu ciclo de vida, ainda que sejam de fontes limpas de geração, têm as suas limitações de produção, muitas vezes associadas com a indisponibilidade de recursos ou condições climáticas. Estas limitantes de uma ou outra fonte exigem que as matrizes de geração sejam diversificadas.

Na Figura 10 apresentam-se a capacidade instalada e a geração de eletricidade do SIN em 2019, com predominância pelas hidrelétricas distribuídas em 16 bacias hidrográficas nas diferentes regiões do país. A fonte eólica e solar foram ganhando cada vez mais espaço na matriz, principalmente nas regiões Nordeste e Sul, deixando a marca da sua importância no mercado. Os sistemas térmicos, constituem uma fonte estratégica para o SIN e são despachados em função das condições hidrológicas, respaldando a gestão de estoque de águas dos reservatórios hidrelétricos para demandas futuras de eletricidade.

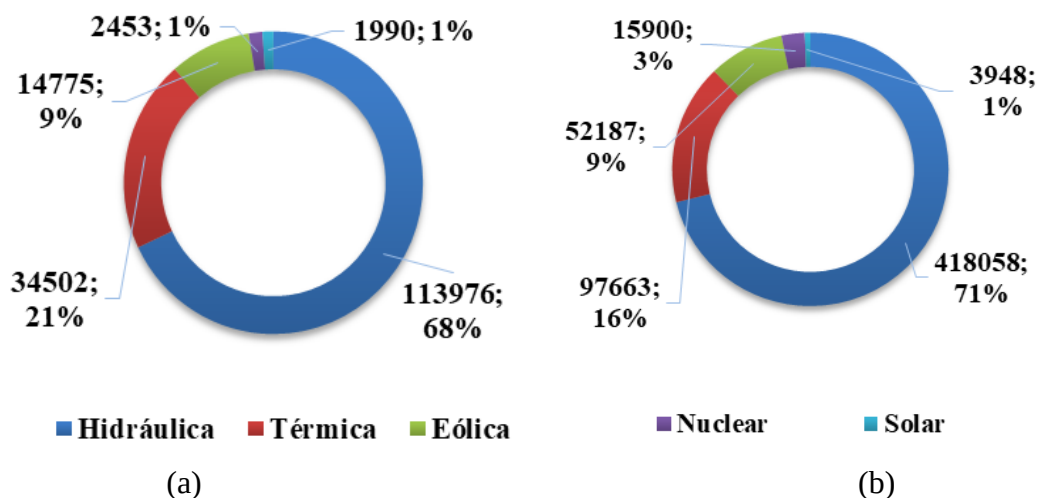
Na Tabela 2 apresentam-se as principais informações dos sistemas de geração de eletricidade da matriz elétrica brasileira, considerando apenas aqueles que iniciaram a operação comercial a partir da primeira unidade geradora.

Não foram consideradas as centrais geradoras de pequeno porte como as Centrais Geradoras Hidrelétricas (CGH), as Centrais Geradoras Undi-elétrica (CGU)³² e as Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) que também fazem parte da matriz elétrica nacional, de acordo com o SIGA da ANEEL. Os sistemas de geração EOL e UFV, embora façam parte do SIN e estejam em operação, não se encontram classificadas na categoria de serviços públicos.

³¹ “Despacho de usinas” refere-se ao conjunto de instruções, ações e o controle feito pelo ONS nos processos de planejamento e programação, operação em tempo real e pós operação. Disponível em (<https://energes.com.br/fale-energes/o-que-e-despacho-de-usinas/#:~:text=De%20ante%20m%C3%A3o%2C%20os%20geradores,produzir%20e%20a%20qual%20pre%C3%A7o.&text=S%C3%A3o%20despachadas%20as%20usinas%20cujas,%C3%A0%20esse%20ponto%20de%20equil%C3%ADbrio>).

³² Undi-elétrica: Usina de ondas

Figura 10 - Configuração da matriz elétrica brasileira do SIN, por fontes: (a) capacidade instalada em MW; (b) geração de energia em GWh



Fonte: Adaptado de ONS (2020); ONS (2020b); MME (2020)

Tabela 2 - Empreendimento em operação: informações sobre a geração de eletricidade em 2019

Sistemas de Geração	Quantidade	Potência		
		Outorgada ³³ (kW)	Fiscalizada ³⁴ (kW)	Outorgada ³⁵ (%)
Hidroelétrica (UHE)	219	102.990.428,00	103.026.876,00	61,06
Eólica (EOL)	659	16.401.183,86	16.332.427,86	9,72
Fotovoltaica (UFV)	3907	3.121.946,25	3.113.946,25	1,85
Nuclear (UTN)	2	1.990.000,00	1.990.000,00	1,18
Termo elétrica (UTE)	3063	44.156.190,29	42.805.329,39	26,18
TOTAL	7850	168.659.748,4	167.268.579,5	100

Fonte: ANEEL (2020).

Deste modo, a potência fiscalizada da matriz do SIN, em operação, apresentada na Tabela 2 reduz-se a 147,8 GW, para os sistemas UHE, UTN e UTE.

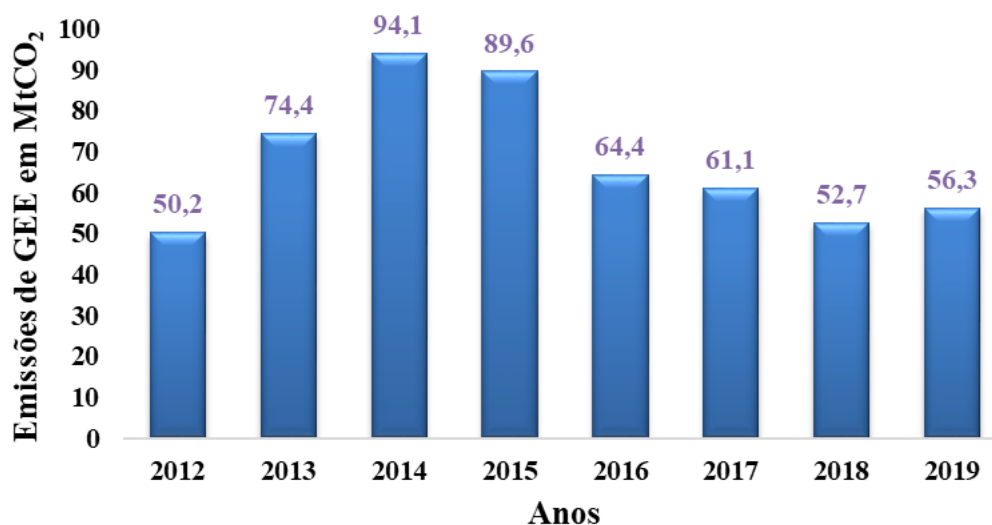
O histórico das emissões de GEE está representado na Figura 11, onde se pode observar que entre o ano 2012 até 2019 as emissões da geração de eletricidade variaram de 50,2 a 56,3 MtCO₂, sendo que geração de eletricidade apresentou valores mais altos nos anos de 2014 e 2015. Isto deveu-se ao acionamento de algumas termelétricas para dar resposta às demandas de eletricidade nas horas de carga.

³³ Considerada no ato da outorga do sistema de geração

³⁴ Considerada a partir da operação comercial de cada sistema de geração

³⁵ Percentual que cada tipo de usina representa sobre o total da potência outorgada

Figura 11 - Histórico das emissões de GEE provenientes da geração de eletricidade



Fonte: EPE (2020c).

Entre 2018 a 2019 a geração de eletricidade no Brasil expandiu a sua capacidade em 4,5% e foram geradas 626 TWh, com maior contribuição hidrelétrica e destaque nos sistemas fotovoltaicos que deu um salto de 3461 a 6650 (GWh), entre 2018 a 2019 (EPE, 2020b; EPE, 2020c). Paralelamente, em 2019 as emissões de GEE aumentaram quase 7% em relação ao ano 2018, totalizando 56,3 MtCO₂ em 2019. Deste valor, mais de 60% correspondem às emissões do SIN e menos de 40% correspondem às emissões do sistema isolado e a autoprodução de eletricidade (EPE, 2020b).

Historicamente³⁶, o sistema hidrelétrico sempre representou a maior fonte de geração de eletricidade na matriz brasileira em virtude ao vasto terreno e ao potencial hídrico (lagos e rios) do país (BARROS; PIEKARSKI; FRANCISCO, 2018). Apontam-se que as hidrelétricas continuarão sendo a principal fonte de geração de eletricidade do país, ainda que outras fontes como a eólica e a fotovoltaica apresentem um crescimento acentuado (DALE et al., 2013).

No Quadro 5 resume-se qualitativamente algumas as características dos sistemas termelétricos incluindo a análise dos custos (custo variável e custo de implementação) e nível de emissão de GEE, sendo que as termelétricas nucleares e a gás natural são caracterizadas como aquelas de menor níveis de emissões de GEE.

³⁶ A hidreletricidade no Brasil remonta ao final do séc XIX, com a construção da usina Marmelos Zero/MG.

Quadro 5 - Resumos de algumas características dos sistemas termelétricos

Termelétrica	Custos		Nível de emissão de GEE	Características
	Implementação	Variável		
Nuclear	Muito alto	Muito baixo	Muito baixo	Acionamento lento; baixa capacidade de variação; medidas de segurança estritas
Gás natural	Depende do tipo de tecnologia	Depende da concepção do projeto	Médio	Abrangente; depende da infraestrutura para acesso ao combustível
Carvão	Geralmente baixo	Baixo	Muito alto	Acionamento lento; baixa capacidade de variação; dificuldades de transporte do combustível.
Óleo combustível	Geralmente baixo	Alto	Muito alto	Acionamento médio; média capacidade de variação; fácil transporte e armazenamento do combustível.
Óleo diesel	Geralmente baixo	Baixo	Alto	Acionamento rápido; alta capacidade de variação; fácil transporte e armazenamento do combustível.

Fonte: Adaptado de Lawson e Pereira (2018).

No Brasil, as termelétricas estão em segundo lugar, dentre os maiores sistemas de geração de eletricidade, em termos de capacidade instalada e são parte essencial do SIN. Atualmente, a matriz elétrica do SIN conta com uma diversidade de sistemas termelétricos, dos quais 3067 estão em operação nos diferentes setores (ONS, 2020; ANEEL, 2020). Sistemas termelétricos (usinas) são empreendimentos que utilizam a energia liberada por qualquer produto que gera calor, como bagaço, óleo combustível, óleo diesel, gás natural, urânio enriquecido e carvão, para a geração de energia elétrica (ONS, 2020; ANEEL, 2020)

Os sistemas termelétricos se distinguem pela sua constância e previsibilidade na geração de energia, diferente de outros sistemas de geração como a solar, a eólica que dependem da radiação solar e da intensidade do vento, incluso também as hidrelétricas que também apresentam variações na geração de eletricidade pelos fatores climáticos e sazonais.

Os sistemas de geração termonucleares e a carvão funcionam normalmente em regimes constantes, enquanto as termelétricas a óleo combustível e diesel são de utilidade esporádica para atender as demandas de ponta (RIBEIRO, 2019).

As emissões de GEE dos sistemas de geração nuclear são muitas vezes indicadas como uma fração das emissões das fontes convencionais. No entanto, as condições em que os sistemas geradores são instalados acabam gerando impactos significativos das emissões em relação as fontes renováveis. A energia nuclear representa cerca de 3% da geração de eletricidade do Brasil (RASHAD; HAMMAD, 2000, KADIYALA; KOMMALAPATI; HUQUE, 2016).

As usinas termelétricas têm o mesmo princípio básico de funcionamento (ciclos termodinâmicos que consideram equipamentos como caldeira, motor, turbina, gerador elétrico e trocador de calor, baseando-se na conversão da energia térmica em energia mecânica e desta, em energia elétrica), sendo que as diferenças existem no tipo de tecnologia (combustão externa ou interna)³⁷, combustível e outras fontes de calor (fissão nuclear) e modo de utilização (CENGEL; BOLES, 2006).

Outras termelétricas que merecem serem citadas referem-se àqueles de utilizam combustíveis proveniente do petróleo. De acordo as estatísticas da IEA (2019b), o Brasil produz 135 mil de toneladas de crude (óleo bruto), o que representa 3% da produção mundial. O Petróleo é um recurso fóssil (composto por 82% de carbono, 12% de hidrogênio, 4% de nitrogênio, 1% de oxigênio e 1% de sais e metais), oleoso e inflamável de alto valor energético e uma densidade inferior a água. Ele pode ser extraído tanto em terra quanto em mar pelos processos de perfurações sob condições específicas de pressões, dado que o recurso normalmente se encontra aprisionado em rochas porosas. Pela sua complexa mistura de hidrocarbonetos, o petróleo é submetido a processos de refino pelos métodos de destilação a temperaturas de ebulição de até 560°C (PEV)³⁸, onde se obtém derivados como gás de petróleo, nafta, óleo diesel, óleo combustível, lubrificantes e entre outros derivados, que são utilizados para o consumo em várias esferas sociais (ANP, 2020a).

4.2 SISTEMAS HIDRELÉTRICOS

As hidrelétricas da matriz brasileira se caracterizam pela capacidade de armazenamento de água. Isto permite uma geração modulada e confere flexibilidade ao SIN. Os sistemas

³⁷ A combustão externa é um processo usado nas termelétricas a vapor, no qual, o combustível não entra em contato com fluido de trabalho (em geral água). O vapor gerado na caldeira se expande em uma turbina e se produz o trabalho mecânico. A combustão interna, ocorre na mistura ar e combustível, sendo que, o fluido de trabalho é um conjunto de produtos de combustão. Este processo é comumente usados nas turbinas a gás e máquinas térmicas a pistão como é o caso dos motores diesel (CENGEL; BOLES, 2006).

³⁸ O petróleo é avaliado em função do ensaio denominado de Ponto de Ebulição Verdadeiro (PEV) que permite a separação das frações de acordo com a temperatura de ebulição, seguindo-se o padrão das normas ASTM (*American Society for Testing and Materials*) (LOPES et al., 2007).

hidrelétricos do SIN são a maioria de reservatórios e estão localizados longe dos centros de cargas e se conectam aos centros de consumo por meio das linhas de transmissões, otimizando a distribuição com base na diversidade dos regimes hidrológicos das bacias (ONS, 2020c).

4.2.1 Reservas

Estima-se que mais de 40% da geração de eletricidade do Brasil é produzida na região norte do país. A região norte é caracterizada pelo seu clima tropical, úmido e de precipitações que abastecem os rios da região e criam bancos de reservas que potencializam a produção de eletricidade a partir de sistemas hidrelétricos (RIBEIRO; SILVA, 2010; GELLER; MENESES, 2016). Nesta região estão localizados grandes projetos hídricos como as usinas de Belo Monte no Rio Xingo, São Manoel no Rio Teles Pires e Santo Antônio no Rio Madeira (SOUZA et al., 2018; MME, 2020). Existem projetos a serem implementados para o aumento da produção de eletricidade nesta região dado o seu posicionamento geoestratégico (GELLER; MENESES, 2016).

Existe no país, outras regiões como a bacia Amazonas, Tocantins-Araguaia, onde se encontram outros projetos inventariados como as hidrelétricas de Tucuruí e Lajeado, por mencionar algumas. Estas regiões apresentam potencialidades para exploração hidrelétrica, porém são consideradas como regiões de altas sensibilidades socioambientais e de conflitos tribais, nas quais, as restrições ambientais não permitem o seu completo aproveitamento, tornando-as em regiões de reservas para o país (WALKER; SIMMONS, 2018; MME, 2020). De todas as formas, assegura-se que a disponibilidade total dos recursos supera largamente a demanda de energia total para as próximas décadas, de acordo o PNE-2050 (EPE, 2018), da secretaria de planejamento e desenvolvimento energético.

4.2.2 Tecnologia

As hidrelétricas são, em sua maioria, estruturas de barragens do curso do rio e possuem represas nas imediações, formando reservatórios para armazenamento de água, capazes de responder às necessidades de geração de eletricidade. Tecnicamente, nestes sistemas aproveita-se a energia potencial acumulada nos reservatórios e o movimento da água do rio para fazer girar turbinas hidráulicas conectadas a um gerador elétrico, de modo que, a energia cinética da água é convertida em energia mecânica nas turbinas, e posteriormente, em energia elétrica. Uma outra tecnologia são as usinas reversíveis³⁹.

³⁹ São capazes de prover os mesmos serviços das usinas hidrelétricas convencionais. Bombeiam a água de

Segundo Tiezzi (2015), a geração hidrelétrica baseia-se na transformação da energia potencial hidráulica em energia elétrica por meio da corrente de água represada à pressão forçada no conjunto de turbinas da usina, denominada por casa de máquinas, para girar as pás das turbinas. Para este autor, a eficiência em sistemas de geração hidrelétrica implica em gerar maiores quantidades de energia elétrica para a mesma vazão turbinada e a altura da queda da água e o rendimento das unidades geradoras, são considerados como fatores que influenciam nas eficiências destes sistemas de geração.

O nível de armazenamento e a vazão turbinada são variáveis operativas que impactam na máxima disponibilidade das hidrelétricas (TOLMASQUIN, 2016a). Existem vários tipos de turbinas e a escolha depende da vazão do rio e da altura da queda da água. As turbinas de ação, que giram no ar, aproveitam de forma mais eficiente a energia cinética da água em alturas maiores que 450 m. O nível de armazenamento define a altura de queda da UHE. Para alturas menores que a citada, as turbinas de reação, que giram submersas na água, resultam ser as mais adequadas para as hidrelétricas (MIRANDA, 2012; TOLMASQUIN, 2016a).

Trata-se de tecnologia madura e confiável, capaz de prover o controle de tensão, de frequências e serviços não energéticos, como o suprimento de água, controle de cheias, processamento industrial, entre outras. Oferece também vantagens adicionais nas emissões de GEE por se considerar uma fonte renovável de geração (TOLMASQUIN, 2016a). Entretanto, a implantação destes sistemas, geralmente, apresenta um alto custo econômico e socioambiental (BARROS; PIEKARSKI; FRANCISCO, 2018). Suas emissões variam no tempo e espaço devido as características espaciais, clima e efeitos sazonais e que as emissões também são relativas a vida útil dos reservatórios (DALE et al., 2013; HERTWICH, 2013). Contudo, um conjunto mais amplo de impactos e dependência de tempo para os principais fatores de impacto é necessário para a elaboração de políticas e planejamento energético (RIBEIRO; SILVA, 2010).

4.2.3 Quantidade de sistemas e potência instalada

O potencial hidrelétrico do Brasil reflete as condições de avaliações técnicas, econômicas e socioambientais que são adotados em função dos estudos e o ano que estes estudos são realizados. Deste modo, apresentam-se variações nos valores face as mudanças tecnológicas e as variações dos parâmetros de avaliação deste potencial ao longo do tempo

pequenos reservatórios aos outros maiores, em horários de baixa demanda, para turbiná-los em horários de ponta (TOLMASQUIN, 2016a).

(MME, 2020a).

De acordo com Ribeiro e Da Silva (2010), em 2001 o Brasil tinha mais de 130 hidrelétricas, a maioria com mais de 1 GW de capacidade instalada, entre os quais, se destaca a hidrelétrica de Itaipu (12,6 GW), que é uma das maiores do mundo. A IEA, (2019b), apontou que o Brasil conta com 100 GW de capacidade líquida instalada e produziu 371 TWh até 2017, o que representa 8,8% da produção de eletricidade mundial por esta fonte. O PNE-2050 que analisa a competitividade das fontes a partir da evolução de custos de investimentos, operação e benéfico energético para cada tecnologia, apresenta 141 GW de toda potência das hidrelétricas do país sem repotenciação e inclusão de projetos internacionais (MME, 2020b). Atualmente, o SIN se caracteriza por acentuadas sazonalidades na oferta (entre a contribuição para a recuperação dos reservatórios e os consumos máximos percebidos), porém, o relatório final do POE-2020/2024 (ONS, 2020d), indicou 102 GW de capacidade instalada em hidrelétricas no final de 2019 (ONS, 2020d).

Foi possível identificar 99 sistemas hidrelétricos do SIN, no SIGA, de acordo com as fronteiras da presente pesquisa, sendo que, foram considerados apenas aqueles sistemas cujo RE é 100% do setor público. Ou seja, não se consideraram os sistemas geradores mistos, como são o caso das hidrelétricas de Dona Francisca, Machadinho e Manso, respectivamente. No Quadro 6 estão descritos os sistemas hidrelétricos considerados na pesquisa.

Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continua)

Nr.	Empreendimento - CEG ⁴⁰	Localização-UF ⁴¹	Entrada em operação	Proprietário	Potência (kW)	
					Outorgada	Fiscalizada
1	Alto Fêmeas I - UHEPHBA027414-3	São Desidério - BA	01/01/1992	Afluentes geração de energia elétrica S.A	10.650,00	10.650,00
2	Apolônio Sales (Antiga Moxotó) - UHEPHAL001510-5	Delmiro Gouveia - AL, Santa Brígida - BA	15/04/1977	Companhia hidroelétrica do São Francisco	400.000,00	400.000,00
3	Aripuanã - UHEPHMT027417-8	Aripuanã - MT		Juruena Energia S.A	800,00	800,00
4	Balbina - UHEPHAM000190-2	Presidente Figueiredo - AM	20/02/1989	Amazonas geração e transmissão de energia S.A	249.750,00	249.750,00
5	Boa Esperança (Antiga Castelo Branco) - UHEPHPI000267-4	Guadalupe - PI, São João dos Patos - MA	02/10/1970	Companhia hidroelétrica do São Francisco	237.300,00	237.300,00
6	Bracinho - UHEPHSC000302-6	Schroeder - SC	01/01/1931	CELESC Geração S.A	15.000,00	15.000,00
7	Bugres - UHEPHRS000324-7	Canela - RS	01/01/1952	CEEE-GT	17.620,00	11.120,00
8	Buritis - UHEPHSP000336-0	Buritizal - SP		Chimay Empreendimentos e Participações LTDA	800,00	800,00
9	Cachoeira Dourada - UHEPHGO000528-2		01/01/1959	ENEL Green Power cachoeira dourada S.A	658.000,00	658.000,00
10	Cajuru - UHEPHMG000597-5	Carmo do Cajuru - MG, Divinópolis - MG	01/01/1954	CEMIG Geração Oeste S.A	7.200,00	7.200,00
11	Camargos - UHEPHMG000608-4	Itutinga - MG, Nazareno - MG	01/01/1960	CEMIG Geração Camargos S.A	46.000,00	46.000,00
12	Canastra - UHEPHRS000635-1	Canela - RS	09/05/1905	CEEE-GT	44.800,00	44.800,00
13	Cedros (Rio dos Cedros) - UHEPHSC000737-4	Rio dos Cedros - SC	01/01/1949	CELESC Geração S.A	8.400,00	8.400,00
14	Coaracy Nunes - UHEPHAP000783-8	Ferreira Gomes - AP, Macapá - AP	30/12/1975	Centrais elétricas do Norte do Brasil S/A Eletronorte	780,00	780,00

⁴⁰ CEG: Cadastro de empreendimentos de geração⁴¹ UF: Unidade da Federação.

Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continuação)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência (kW)	
					Outorgada	Fiscalizada
15	Coronel Domiciano - UHEPHMG000838-9	Muriae - MG		CEMIG Geração Sul S.A	5.040,00	5.040,00
16	Corumbá I - UHEPHGO000866-4	Caldas Novas - GO, Corumbá - GO	31/10/1996	FURNAS-Centrais elétricas S.A	375.300,00	375.300,00
17	Curuá-Una - UHEPHPA027130-6	Santarém - PA	01/01/1977	Centrais elétricas do Norte do Brasil S/A Eletronorte	42.800,00	30.300,00
18	Dona Rita - UHEPHMG028084-4	Santa Maria de Itabira - MG	01/01/1959	CEMIG Geração Leste S.A	2.408,00	2.408,00
19	Emborcação - UHEPHMG027115-2	Catalão - GO, Cascalho Rico - MG	02/08/1982	CEMIG Geração e transmissão S.A	1.192.000,00	1.192.000,00
20	Ervália - UHEPHMG027034-2	Ervália - MG, Guiricema - MG		CEMIG Geração Leste S.A	6.970,00	6.970,00
21	Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho) - UHEPHSP000917-2	Sacramento - MG, Pedregulho - SP	16/03/1969	para FURNAS-Centrais elétricas S.A	1.050.000,00	1.050.000,00
22	Fontes Nova - UHEPHRJ000973-3	Piraí - RJ	01/01/1940	LIGHT Energia S.A	131.988,00	131.988,00
23	Funil - UHEPHBA027046-6	Ubaitaba - BA	13/02/1970	Companhia hidroelétrica do São Francisco	30.000,00	30.000,00
24	Funil - UHEPHRJ027118-7	Itatiaia - RJ, Resende - RJ	20/03/1970	FURNAS-Centrais elétricas S.A	216.000,00	216.000,00
25	Furnas - UHEPHMG001007-3	São João Batista do Glória - MG, São José da Barra - MG	04/09/1963	FURNAS-Centrais elétricas S.A	1.216.000,00	1.216.000,00
26	Gafanhoto - UHEPHMG001011-1	Divinópolis - MG	01/01/1946	para CEMIG Geração Oeste S.A	14.000,00	14.000,00

Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continuação)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência (kW)	
					Outorgada	Fiscalizada
27	Garcia - UHEPHSC001019-7	Angelina - SC		CELESC Geração S.	8.290,00	8.290,00
28	Governador Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia) - UHEPHPR000984-9	Guarapuava - PR, Mangueirinha - PR, Pinhão - PR	01/10/1980	F.D.A. Geração de energia elétrica S.A	1.676.000,00	1.676.000,00
29	Governador José Richa (Salto Caxias) - UHEPHPR002591-7	Capitão Leônidas Marques - PR, Realeza - PR, Salto do Lontra - PR	18/02/1999	COPEL Geração e transmissão S.A	1.240.000,00	1.240.000,00
30	Governador Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo) - UHEPHPR002715-4	Guarapuava - PR, Mangueirinha - PR, Pinhão - PR	29/09/1992	COPEL Geração e transmissão S.A	1.260.000,00	1.260.000,00
31	Governador Pedro Viriato Parigot de Souza (Cativari/Cachoeira) - UHEPHPR001042-1	Antonina - PR	03/09/1971	COPEL Geração e transmissão S.A	260.000,00	260.000,00
32	Henry Borden - UHEPHSP001084-7	Cubatão - SP	01/01/1926	Empresa metropolitana de águas e energia SA	889.000,00	889.000,00
33	Ilha dos Pombos - UHEPHRJ001113-4	Além Paraíba - MG, Carmo - RJ	01/01/1924	LIGHT Energia S.A	187.169,00	187.169,00
34	Ilha Solteira - UHEPHSP001120-7	Selvíria - MS, Ilha Solteira - SP	18/07/1973	Rio paraná energia S.A	3.444.000,00	3.444.000,00
35	Itaipu (Parte Brasileira) - UHEPHPR001161-4	Foz do Iguaçu - PR	01/04/1989	Itaipu Binacional	7.000.000,00	7.000.000,00
36	Itaúba - UHEPHRS027019-9	Pinhal Grande - RS	01/01/1979	CEEE-GT	500.400,00	500.400,00
37	Itumbiara - UHEPHMG001194-0	Araporã - MG, Itumbiara - GO	24/04/1980	FURNAS-Centrais elétricas S.A	2.082.000,00	2.082.000,00

Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continuação)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência (kW)	
					Outorgada	Fiscalizada
38	Itutinga - UHEPHMG001197-5	Itutinga - MG, Nazareno - MG	01/01/1955	CEMIG Geração Itutinga S.A	52.000,00	52.000,00
39	Jacuí - UHEPHRS001217-3	Salto do Jacuí - RS	01/01/1962	CEEE-GT	180.000,00	180.000,00
40	Jaguara - UHEPHSP001225-4	Sacramento - MG, Rifaina - SP	01/01/1971	Companhia energética Jaguará	424.000,00	424.000,00
41	Jaguari - UHEPHSP027131-4	Jacareí - SP, São José dos Campos - SP	11/12/1973	Companhia energética de São Paulo	27.600,00	27.600,00
42	João Camilo Penna (Antiga Cachoeira do Emboque) - UHEPHMG000473-1	Raul Soares - MG	01/01/1998	Zona da mata geração S/A	21.600,00	21.600,00
43	Joasal - UHEPHMG001255-6	Juiz de Fora - MG		CEMIG Geração Sul S.A	8.400,00	8.400,00
44	Jupiá (Engº Souza Dias) - UHEPHSP001282-3	Três Lagoas - MS, Castilho - SP	14/04/1969	Rio paraná energia S.A	1.551.200,00	1.551.200,00
45	Luiz Gonzaga (Itaparica) - UHEPHPE001174-6	Jatobá - PE, Petrolândia - PE, Glória - BA	31/01/1988	Companhia hidroelétrica do São Francisco	1.479.600,00	1.479.600,00
46	Macaco Branco - UHEPHSP001349-8	Campinas - SP	01/01/1911	CPFL Energias Renováveis S.A	2.363,00	2.363,00
47	Marechal Mascarenhas, de Moraes (Antiga Peixoto) - UHEPHMG002038-9	Delfinópolis - MG, Ibiraci - MG	01/04/1957	FURNAS-Centrais elétricas S.A	492.100,00	492.100,00
48	Marimbondo - UHEPHMG001417-6	Fronteira - MG, Icém - SP	25/10/1975	FURNAS-Centrais elétricas S.A	1.440.000,00	1.440.000,00
49	Marmelos - UHEPHMG001420-6	Juiz de Fora - MG	01/01/1915	CEMIG Geração Sul S.A	4.000,00	4.000,00
50	Martins - UHEPHMG001427-3	Uberlândia - MG		CEMIG Geração Oeste S.A	7.700,00	7.700,00

Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continuação)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência (kW)	
					Outorgada	Fiscalizada
51	Mascarenhas - UHEPHES001432-0	Baixo Guandu - ES, Aimorés - MG	21/09/1973	ENERGEST S.A.	198.000,00	198.000,00
52	Miranda - UHEPHMG001469-9	Indianópolis - MG, Uberlândia - MG	30/05/1998	Companhia energética Miranda	408.000,00	408.000,00
53	Monjolinho - UHEPHSP001486-9	São Carlos - SP		Mohini Empreendimentos e Participações LTDA	600,00	600,00
54	Mourão I - UHEPHPR001509-1	Campo Mourão - PR		ENEL Green Power Mourão S.A.	8.200,00	8.200,00
55	Neblina - UHEPHMG001533-4	Ipanema - MG		CEMIG Geração Leste S.A	6.468,00	6.468,00
56	Nilo Peçanha - UHEPHRJ001536-9	Piraí - RJ	01/01/1953	LIGHT Energia S.A	380.030,00	380.030,00
57	Nova Ponte - UHEPHMG001574-1	Nova Ponte - MG	01/01/1994	CEMIG Geração e transmissão S.A	510.000,00	510.000,00
58	Paciência - UHEPHMG001927-5	Matias Barbosa - MG		para CEMIG Geração Sul S.A	4.080,00	4.080,00
59	Palmeiras - UHEPHSC001945-3	Rio dos Cedros - SC	01/01/1963	CELESC Geração S.A	24.602,00	24.602,00
60	Paraibuna - UHEPHSP027122-5	Paraibuna - SP	20/04/1978	Companhia energética de São Paulo	87.020,00	87.020,00
61	Paranapanema - UHEPHSP001972-0	Piraju - SP	01/01/1957	ENEL Green Power paranapanema S.A	31.500,00	31.500,00
62	Passo de Ajuricaba - UHEPHRS001997-6	Ijuí - RS	19/10/1959	Departamento municipal de energia de Ijuí geração	6.200,00	3.200,00
63	Passo Real - UHEPHRS002003-6	Salto do Jacuí - RS	01/01/1973	CEEE-GT	158.000.00	158.000.00
64	Paulo Afonso I - UHEPHBA002012- 5	Delmiro Gouveia - AL, Paulo Afonso - BA	30/12/1964	Companhia hidrolétrica do São Francisco	180.001.00	180.001.00

Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continuação)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência (kW)	
					Outorgada	Fiscalizada
65	Paulo Afonso II - UHEPHBA027048-2	Delmiro Gouveia - AL, Paulo Afonso - BA	24/10/1961	Companhia hidroelétrica do São Francisco	443.000,00	443.000,00
66	Paulo Afonso III - UHEPHBA027049-0	Delmiro Gouveia - AL, Paulo Afonso - BA	21/10/1971	Companhia hidroelétrica do São Francisco	794.200,00	794.200,00
67	Paulo Afonso IV - UHEPHBA027050-4	Delmiro Gouveia - AL, Paulo Afonso - BA	01/12/1979	Companhia hidroelétrica do São Francisco	2.462.400,00	2.462.400,00
68	Pedra - UHEPHBA027052-0	Jequié - BA	13/11/1978	Companhia hidroelétrica do São Francisco	20.007,00	20.007,00
69	Pedro Affonso Junqueira (Antiga Antas I) - UHEPHMG000109-0	Poços de Caldas - MG		DME Energética S.A. - DMEE	8.780,00	8.860,00
70	Pereira Passos - UHEPHRJ002043-5	Piraí - RJ	01/01/1962	Light Energia S.A	99.900,00	99.900,00
71	Pery - UHEPHSC002045-1	Curitibanos - SC	24/10/2013	CELESC Geração S.A	30.000,00	30.000,00
72	Peti - UHEPHMG002047-8	São Gonçalo do Rio Abaixo - MG	19/05/1946	CEMIG Geração Leste S.A.	9.400,00	9.400,00
73	Piau - UHEPHMG002052-4	Piau - MG	01/01/1955	CEMIG Geração Sul S.A. (SP)	18.012,00	18.012,00
74	Porto Colômbia - UHEPHMG002117-2	Planura - MG, Guaiara - SP	29/06/1973	FURNAS-Centrals elétricas S.A	320.000,00	320.000,00
75	Porto Góes - UHEPHSP002123-7	Salto - SP	04/11/1928	Empresa metropolitana de águas e energia S.A	24.800,00	24.800,00
76	Rasgão - UHEPHSP002187-3	Pirapora do Bom Jesus - SP	06/09/1925	Empresa metropolitana de águas e energia S.A	22.000,00	22.000,00
77	Rio do Peixe (Casa de Força I e II) - UHEPHSP002353-1	São José do Rio Pardo - SP	01/01/1925	CPFL Energias Renováveis S.A	18.060,00	18.060,00
78	Rochedo - UHEPHGO002537-2	Piracanjuba - GO		CELG Geração e transmissão S.A	4.000,00	4.000,00

Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continuação)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência (kW)	
					Outorgada	Fiscalizada
79	Rondon II - UHEPHRO027448-8	Pimenta Bueno - RO	31/03/2011	Eletrogoes S/A	73.500,00	73.500,00
80	Rosal - UHEPHES002553-4	Bom Jesus do Itabapoana - RJ, Guaçuí - ES, São José do Calçado - ES	18/01/2000	Rosal energia S/A	55.000,00	55.000,00
81	Sá Carvalho - UHEPHMG002563-1	Antônio Dias - MG	01/01/1951	Sá Carvalho S/A	78.000,00	78.000,00
82	Salto (Salto Weissbach) - UHEPHSC002682-4	Blumenau - SC		CELESC Geração S.A	6.280,00	6.280,00
83	Salto Grande - UHEPHMG027210-8	Braúnas - MG	01/01/1956	CEMIG Geração salto grande S.A	102.000,00	102.000,00
84	Samuel - UHEPHRO002687-5	Porto Velho - RO	17/07/1989	Centrais elétricas do Norte do Brasil S/A Eletronorte	216.750,00	216.750,00
85	Santa Branca - UHEPHSP002696-4	Jacareí - SP, Santa Branca - SP	21/05/1999	Light Energia S.A	56.050,00	56.050,00
86	São Domingos - UHEPHGO027665-0	São Domingos - GO	01/01/1991	CELG Geração e transmissão S.A	12.000,00	14.336,00
87	São Simão - UHEPHGO002704-9	Santa Vitória - MG, São Simão - GO	01/01/1978	UHE São Simão energia S.A	1.710.000,00	1.710.000,00
88	Serra da Mesa - UHEPHGO002731-6	Cavalcante - GO, Minaçu - GO	30/04/1998	para FURNAS-Centrais elétricas S.A	1.275.000,00	1.275.000,00
89	Sinceridade - UHEPHMG002751-0	Manhuaçu - MG, Reduto - MG		CEMIG Geração Leste S.A	1.416,00	1.416,00
90	Sobradinho - UHEPHBA002755-3	Sobradinho - BA	03/03/1982	Companhia hidrelétrica de São. Francisco	1.050.300,00	1.050.300,00
91	Socorro - UHEPHSP002762-6	Socorro - SP		Mohini Empreendimentos e Participações LTDA	1.000,00	1.000,00

Quadro 6 - Sistemas de geração hidrelétrica da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(conclusão)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência (kW)	
					Outorgada	Fiscalizada
92	Três Irmãos - UHEPHSP002873-8	Andradina - SP	28/11/1993	TIJOÁ Participações e investimentos S.A	807.500,00	811.450,00
93	Três Marias - UHEPHMG027113-6	Três Marias - MG	01/01/1962	CEMIG Geração três marias S.A	396.000,00	396.000,00
94	Três Saltos - UHEPHSP002877-0	Torrinha - SP		Jayaditya Empreendimentos e Participações LTDA	640,00	640,00
95	Tronqueiras - UHEPHMG002886-0	Coroaci - MG		CEMIG Geração Leste S.A.	8.500,00	8.500,00
96	Tucuruí - UHEPHPA002889-4	Tucuruí - PA	30/12/1984	Centrais elétricas do Norte do Brasil S/A Eletronorte	8.535.000,00	8.535.000,00
97	Volta Grande - UHEPHSP003045-7	Conceição das Alagoas - MG, Miguelópolis - SP	22/04/1974	ENEL Green Power projetos I S.A.	380.000,00	380.000,00
98	Walter Rossi (Antiga Antas II) - UHEPHMG000110-4	Poços de Caldas - MG	01/07/1998	DME Distribuição S.A. - DMED	16.500,00	16.500,00
99	Xingó - UHEPHSE027053-9	Piranhas - AL, Canindé de São Francisco - SE	16/12/1994	Companhia hidroelétrica do São Francisco	3.162.000,00	3.162.000,00

Fonte: ANEEL (2020).

4.3 SISTEMAS TERMELÉTRICOS NUCLEARES

Estes sistemas de geração se caracterizam pela sua vantagem em termos de segurança no fornecimento contínuo de eletricidade, possibilidade de instalação em áreas reduzidas, os baixos custos de produção, alto fator de capacidade e a não emissão de GEE durante a fase operacional (ZWAAN, 2013).

No entanto, as questões relacionadas ao armazenamento de resíduos radioativos e a segurança dos reatores destes sistemas de geração exigem políticas e medidas de segurança severas (RASHAD; HAMMAD, 2000, KADIYALA; KOMMALAPATI; HUQUE, 2016).

Em termos de emissões de GEE, somente as termonucleares resultam mais amigáveis ao meio ambiente se comparadas com as outras mencionadas, independentemente do seu regime de funcionamento e características.

4.3.1 Reservas

O urânio é um metal radioativo disponível de várias formas nas rochas. Ela é a principal matéria prima para os sistemas nucleares e se encontra amplamente distribuída no mundo. Sua exploração gera poucos conflitos internacionais em comparação as crises que se observam pelo petróleo. Por essa razão, muitos países possuem reservas de urânio e a energia nuclear é considerada como contribuinte nas matrizes elétricas, embora a opinião pública insista nas questões inerentes ao perigo, a segurança dos reatores e outros acidentes que estes sistemas podem causar (POINSSOT et al., 2014). Um exemplo concreto e frequentemente mencionado são os acidentes de Tree Miles Island (nos EUA em 1979), Chernobyl (na ex-URSS em 1986) e Fukushima (no Japão em 2011). Entretanto, países como a Austrália, Kazaguistão, Canadá, EUA, África do Sul, Namíbia, Brasil, entre outros compartilham as maiores porcentagens de reservas de urânio do mundo (LENZEN, 2008; MME, 2020b).

Até 2014, o Brasil ocupava a sétima posição no ranking mundial com 309 mil toneladas do minério distribuídas entre as expressivas reservas minerais de urânio; no Ceará, Paraná, Minas gerais e Bahia. Porém, com fechamento da mina de Caetité em 2014, ocorreu a queda na produção de urânio⁴² e o país foi obrigado a importar esta matéria prima para atender as usinas nacionais (PIRES, 2019). O governo atual decidiu retomar os projetos da indústria nuclear e anunciou a construção de seis novas usinas no país até 2050, atendendo o Plano Nacional de Energia (PAES, 2019) e a Política Nuclear Brasileira (PNB), nos termos do

⁴² O átomo de urânio gera calor quando a ligação entre os seus prótons e neutrões é rompida (PIRES, 2019).

decreto nº 9600/05/2018. Atualmente, o planejamento das atividades nucleares no país fixa 19 objetivos, em observância da soberania nacional, com vistas ao desenvolvimento, à proteção da saúde humana e do meio ambiente (MME, 2020b).

Estas ações originaram a reativação da mina Caetité, conhecida como província uranífera. A região de Caetité possui pelo menos 38 pontos com concentrações de urânio nas rochas, ocupa uma área de 1,7 mil hectares com recursos minerais estimados 99,1 mil toneladas de reserva de urânio e tem capacidade de produzir cerca de 400 t/ano, podendo duplicar esta capacidade (INB, 2017; PAES, 2019). A outra região mineira que deverá ser explorada é a Jazida de Itatiaia, conhecida como Santa Quitéria, no Ceará. As reservas desta região estão estimadas em 80 mil toneladas e poderão produzir 1.600 t/ano, uma vez que a região seja acionada (INB, 2017).

4.3.2 Tecnologia

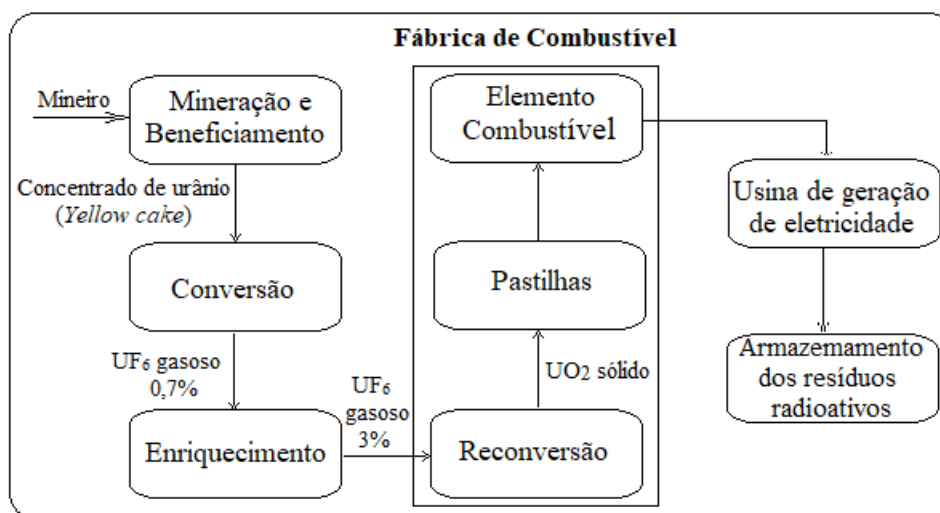
A geração de eletricidade a partir de termelétricas nucleares é feita por meio de fissão nuclear com o uso do urânio como fonte de energia. O processo começa com o lavrado do mineiro na terra (mineração), e passa por várias etapas industriais, que formam o ciclo combustível nuclear para que o urânio se transforme em combustível nas usinas (STAMFORD; AZAPAGIC, 2011; INB, 2017).

Existem mais de 30 tipos de reatores nucleares comerciais, cada um se diferencia no ciclo do combustível, saída de energia e sistema de refrigeração (SOVACOO, 2008). Alguns tipos de reatores nucleares são: *Advanced Gas-cooled Reactor* (AGR), *Heavy Water Reactor* (HWR), *Fast Breeder Reactor* (FBR), *Light Water Reactor* (LWR), entre outros. O último reator mencionado é o mais comum e classifica-se em duas subtecnologias: *Boiling Water Reactor* (BWR) e *Pressurized Water Reactor* (PWR) que são utilizados em países como a Rússia, França, Japão e EUA (WARNER; HEATH, 2012).

As term nucleares do Brasil utilizam os reatores PWR, que operam com UO_2 como combustível e água como moderador no resfriamento primário. A água é mantida no circuito primário como líquido sob alta pressão que entra o reator e flui pelas paredes internas reunindo energia térmica do circuito primário que sai pelos geradores de vapor. As barras de combustível controlam a reatividade, enquanto a mistura água-vapor sai pelo circuito secundário até ao estágio de separação de umidade. A linha de vapor que é direcionada para girar os geradores de turbina possibilita que se produza a eletricidade (KADIYALA; KOMMALAPATI; HUQUE, 2016).

O combustível nuclear passa por várias etapas de processamento industrial de enriquecimento do urânio. As mais utilizadas em escala industrial são a difusão gasosa e a ultracentrifugação (RASHAD; HAMMAD, 2000). A Indústria Nuclear do Brasil (INB) utiliza o processo de ultracentrifugação, por resultar economicamente factível em relação aos outros processos. Miranda (2012), descreve as etapas industriais, no contexto brasileiro, como são ilustradas a seguir, na Figura 12.

Figura 12 - Ciclo do combustível nuclear no Brasil



Fonte: Adaptado de Stamford e Azapagic (2011); Miranda (2012); Poinssot et al. (2014).

O minério explorado é concentrado na forma líquida, chamado licor, e depois enriquecido, tornando-se em pó de cor amarela chamado *yellow cake*. Posteriormente é transportado por mais de 700 km até ao porto de Salvador. O minério é enviado para o exterior (França ou Canadá), onde são realizadas outras etapas de enriquecimento com tecnologias de ultracentrifugação, na qual se separa os isótopos⁴³ do urânio e se aumenta a concentração dos isótopos de 0,7 a 3%. Ao fim, o urânio enriquecido retorna ao país, sendo levado para a fábrica de combustível nuclear em Resende/RJ, onde passa por processos de reconversão gasoso-sólido, em forma de pó de dióxido de urânio e agrupado em pequenas pastilhas cilíndricas para que possa ser utilizado como combustível nos reatores das usinas nucleares do país.

O Brasil domina toda a tecnologia do ciclo combustível nuclear, desde a mineração até a montagem do elemento combustível e existem pesquisas em desenvolvimento sobre reatores e aplicações da energia nuclear em reatores multipropósito brasileiro (RMB) e o submarino

⁴³ Os isótopos são átomos (prótons e neutrões) de um mesmo elemento químico com massas diferentes.

com propulsão nuclear (SN-BR). Contudo, as etapas do ciclo do combustível nuclear como, a conversão e o enriquecimento, ainda são realizados no exterior por questões de escala (MME, 2020b).

O uso do urânio vai além dos sistemas de geração de eletricidade, sendo também tem utilidade nos setores da agricultura, medicina, conservação de alimentos, esterilização de materiais e pesquisas. Os altos níveis de radiação durante a mineração resultam em problemas socioeconômicos e ambientais nas áreas circundantes aos centros de exploração, principalmente, nas mineiras do Brasil onde a exploração é feita a céu aberto.

Espera-se que a maturidade tecnológica, a competitividade e o processo de licenciamento facilite a implantação das novas tecnologias nucleares baseados nos modelos de Geração III+⁴⁴ e reatores modulares (SMR)⁴⁵, mas para o Brasil, prevê-se que Angra 3 ainda utilizará a tecnologia PWR.

4.3.3 Quantidade de sistemas e potência instalada

No SIN existem três sistemas de geração de eletricidade termonuclear, dentre os quais, uma se encontra em fase de construção no mesmo estado onde operam as restantes. Aquelas que estão em funcionamento representam 1990 MW de potência fiscalizada na matriz. As especificações destes sistemas, em operação, estão apresentadas no Quadro 7.

A primeira usina que entrou em operação em 1985, com um reator de água pressurizada, pode gerar eletricidade capaz de suprir as necessidades de mais de 1 milhão de pessoas. Apesar de alguns problemas técnicos na década de 1990, a usina continua a gerando eletricidade tendo superado os recordes de produção registrados nos anos 2010, 2011 e 2012. Até o final de 2019 a usina gerou 5.546.164 MWh com um fator de capacidade de 98,21%, o que foi considerado como um novo recorde na produção da mesma.

⁴⁴Os reatores da Geração III e III+ são considerados uma evolução dos reatores de segunda geração, sendo que as construções destes últimos iniciadas nos anos 2000 que deverá ser comercializada na próxima década, que inclui o PBMR (*pebble-bed modular reactor*) desenvolvido pela Eskom sul-africana, com unidades bem pequenas (165 MW), modulares, e o AP1000, sucessor do AP600 da Westinghouse,- Disponível no Plano Nacional de Energia 2030.

⁴⁵ SMR: *Small Modular Reactors*

Quadro 7 - Sistemas de geração termonucleares do SIN, em 2019 (100% em regime de exploração)

Empreendimento (CEG)	Almirante Álvaro Alberto - Unidade I (UTNURRJ000100-7)	Almirante Álvaro Alberto - Unidade II (UTNURRJ000101-5)
Localização-UFb	Angra dos Reis - RJ	Angra dos Reis - RJ
Proprietário	Eletrobrás Termonuclear S.A	Eletrobrás Termonuclear S.A
Combustível Final	Urânio enriquecido UO ₂	Urânio enriquecido UO ₂
Entrada em Operação	01/01/1985	01/06/2001
Potência outorgada (kW)	640.000,00	1.350.000,00
Potência Fiscalizada (kW)	640.000,00	1.350.000,00
Configuração/Tecnologia	Reator PWR - Westinghouse	Reator PWR - Siemens/KWU
Grau médio de enriquecimento do Urânio (%)	2,6	2,5
Pressão da água (líquida) no sistema de refrigeração (atm)	157	161
Primário (WT°C)	324	329
Pressão do vapor de água no sistema (atm)	65	70
Temperatura do vapor na entrada da turbina (°C)	315	280
Temperatura da refrigeração secundário (°C)	287	284
Eficiência térmica (%)	34,2	35,8
Número de turbinas	1	1
Número de Geradores de vapor	2	4
Número de Geradores elétrico	1	1

Fontes: ANEEL (2020); Miranda (2012); ELETROBRAS (2020b); ELETROBRAS (2020c).

A segunda usina possui maior potência em relação a primeira, sendo capaz de gerar energia para atender o consumo de 2 milhões de pessoas. No ano de 2019 produziu 10.582.662 MW/h com um fator de capacidade de 89,38%. Em termos de geração total, a central nuclear de Angra produziu 16.128.826 MWh. Esta produção representou 2,9% da geração de eletricidade da matriz brasileira e foi a marca histórica na geração de eletricidade desta central (ELETROBRAS, 2020; EPE, 2020b).

Considerando que na última década não houve acionamento de outros sistemas de geração termonuclear no SIN e não houve alterações tecnológicas nas usinas, nesta pesquisa são apresentadas as mesmas características descritas por Miranda (2012), para as duas termonucleares em operação e agregam-se algumas informações obtidas na Eletrobrás, como

a variação das eficiências, especificação do PWR, entre outras.

4.4 SISTEMAS TERMELÉTRICOS A GÁS NATURAL

O gás natural é uma substância (combustível fóssil) composta por hidrocarbonetos em estado gasoso nas condições atmosféricas normais. Ele pode ser associado, quando se encontra dissolvido no petróleo no reservatório geológico, sob uma forma de capa de gás, ou não associado, quando está livre do óleo e água no reservatório. Sua composição é, essencialmente metano (CH_4) acima de 70%, etano (C_2H_6) em menores proporções e propano (C_3H_8) abaixo de 2% (TOLMASQUIN, 2016b; ANP, 2020a).

As termelétricas a gás natural são alternativas para completar a geração das fontes intermitentes. No Brasil, a produção do gás natural é majoritariamente associado ao petróleo e se destina, além da geração de energia elétrica e da produção industrial, a outros setores de consumo sem fins energéticos, como o uso domiciliar, uso para fertilizantes, uso veicular, entre outros (FIOROTTI et al., 2016; FUHRMANN, 2016).

4.4.1 Reservas

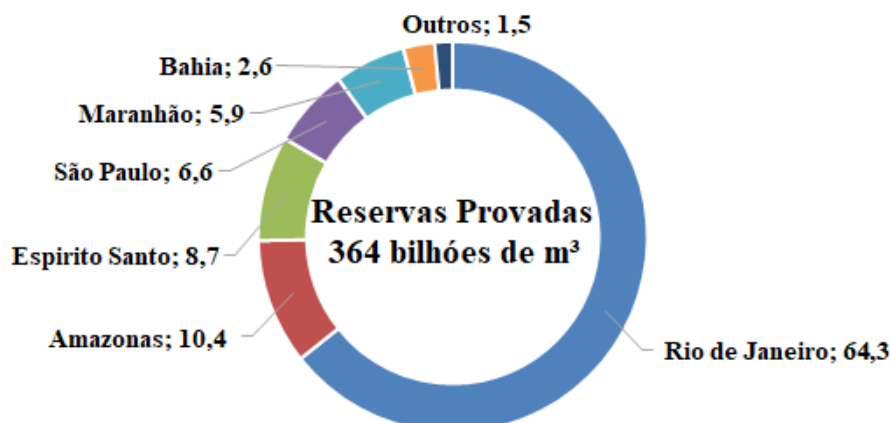
De acordo com a EPE (2020c), o Brasil conta com 364 bilhões de m^3 em reservas provadas⁴⁶ de gás natural. Em 2019, a produção deste recurso energético foi aproximadamente de 44,7 bilhões de m^3 , sendo que a relação de reserva e produção foi 8 anos. As reservas totais⁴⁷ de gás natural somaram 549 bilhões m^3 em 2019, embora esta cifra apresente uma diminuição de 3,7% na comparação anual (ANP, 2020a).

A maior parte das reservas brasileiras de gás natural está localizada em mar, sendo predominantemente associado. Isso causa que a oferta nacional seja disponibilizada ao mercado por gasodutos e terminais de gás natural. A infraestrutura de oferta de gás natural do Brasil abrange como mínimo 14 polos de processamento em diversos estados, com produção de milhões de metros cúbicos por dia e largos quilômetros de extensão de gasodutos de transporte (TOLMASQUIN, 2016b). O estado do Rio de Janeiro, responde por 64,3% das reservas provadas do país, seguido do estado de Amazonas. Enquanto que, outros estados, como Ceará, Alagoas, Sergipe e Rio Grande do Norte apresentam a menor porcentagem de reservas de gás natural do país, como apresentado na Figura 13.

⁴⁶ Reflete a quantidade de recursos que a análise de dados de geociência e de engenharia indica com razoável certeza, como recuperáveis comercialmente, de reservatórios descobertos e com condições econômicas, métodos operacionais e regulamentação governamental definidos.

⁴⁷ Representam a soma das reservas provadas, prováveis (recursos cuja a recuperação é menos provável) e possíveis (recursos menos prováveis recuperado que as reservas prováveis) (TOLMASQUIN, 2016b).

Figura 13 - Distribuição percentual das reservas provadas de gás natural, segundo unidades federativas



Fonte: Elaboração do autor com dados da ANP (2020a).

Em relação à 2018, as reservas provadas de gás natural caíram 1,3% em 2019. As reservas em terra e em mar caíram 2,5%, para 68,1 bilhões m³ e 11,1%, para 295,9 bilhões m³, respectivamente. Consequentemente, a relação entre reserva e produção do gás natural também foi afetada (EPE, 2020c; ANP, 2020).

A diminuição das reservas provadas, possivelmente, está associada ao fato de que o setor de exploração vem sofrendo quedas na sua participação no mercado nacional, em consequência das crises petrolíferas e instabilidades dos preços (EPE, 2020d). Ainda assim, o Brasil dispõe de recursos significativos de gás natural, com expectativas de crescimento na produção líquida de 120 milhões de m³/dia em 2024 (TOLMASQUIN, 2016b). Atualmente, o país ocupa a 32ª colocação das maiores reservas provadas de gás natural do mundo (ANP, 2020a).

4.4.2 Tecnologia

Segundo Tolmasquin (2016b), numa central térmica não nuclear, a combustão externa ou interna é o primeiro estágio na transformação da energia química do combustível em energia elétrica. Em seguida têm-se os ciclos típicos de geração de potência⁴⁸ (Rankine, Brayton, Otto), sejam em turbinas a vapor, motores de combustão interna e turbinas a gás.

Termodinamicamente, as turbinas a gás, que são típicas do ciclo de Brayton, não necessitam de um fluido intermediário de trabalho, visto que os gases quentes que saem da câmara de combustão possibilitam que a energia térmica do combustível se converta em

⁴⁸ Sistemas de geração de potência a vapor, a gás e combinados.

energia mecânica nas turbinas. As turbinas de gás podem operar em circuito aberto ou fechado. Ambos têm o mesmo princípio de funcionamento, embora no primeiro circuito os escapes de gases nas turbinas não são aproveitáveis. Ao contrário do primeiro, no segundo circuito, o fluido de trabalho é mantido dentro do sistema e o combustível é queimado em trocadores de calor externo. Ambos circuitos apresentam vantagens e desvantagens no que tange ao aproveitamento, eficiências, redução do tamanho da máquina utilização de altas e baixas pressões, necessidade de sistemas externos de aquecimento, entre outras (TOLMASQUIN, 2016b; ZHU; WANG; HE, 2017; EPE, 2018).

No Brasil as centrais podem ser de ciclo simples, combinado e cogeração (EPE, 2018). No ciclo simples (Rankine) o fluido de trabalho é comprimido pelo compressor, passando pela câmara de combustão, onde recebe energia do combustível, aumentando a temperatura e posteriormente é direcionado para a turbina de expansão, que fornece potência ao compressor e ao eixo do gerador elétrico. O ciclo combinado (Rankine e Brayton) é a combinação de ciclos e cascata, recuperando-se o calor existente nos gases de exaustão da turbina, elevando assim, as eficiências entre 55 e 60%. Esta eficiência é muito maior que no ciclo simples, que podem variar de 36 a 37%. O ciclo de cogeração, consiste na produção de mais de uma forma útil de energia a partir da mesma fonte, no qual resulta mais prático utilizar o potencial de trabalho existente para produzir energia ao invés de permitir que se desperdice (EPE, 2018).

Os sistemas de geração de eletricidade, termelétricas a gás natural são flexíveis na sua alocação e apresentam vantagens comparativas, concernentes a menores emissões de CO₂ e menores custos de capital, em relação ao carvão e óleo combustível (FIOROTTI et al., 2016; CAMPOS, 2019), particularmente em turbinas de gás de ciclo combinado de alta eficiência (TOLMASQUIN, 2016b). Entretanto, a queima limpa nos sistemas não significa isenção das emissões. Uma turbina de gás natural emite mais óxido de nitrogênio (NO_x) do que caldeiras a óleo ou carvão, dado que a relação entre o ar e o combustível é muito maior na queima do gás (CAMPOS, 2019).

4.4.3 Quantidade de sistemas e potência instalada

O gás natural é utilizado em 3 sistemas de geração de eletricidade da matriz elétrica do SIN em operação, do setor público, cujas descrição e características são apresentadas no Quadro 8. As usinas de Campos e Santa Cruz, funcionam com caldeiras adaptadas para o uso do gás natural com realização de modernizações tecnológicas que se foram realizados nos últimos 20 anos. Ambas usinas compartilham as tecnologias *Mitsubishi* e *Engineering Co.Ltd* e

Siemesn-Westinhouse. Algumas características tecnológicas são apresentadas no Quadro 8, as outras mais que resultem do interesse dos pesquisadores, podem ser encontrados na referência aqui menciona (FURNAS, 2020).

Quadro 8 - Sistemas de geração termelétricos a gás natural existentes no SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

Empreendimento (CEG)	Aparecida Parte I (UTEGNAM027250-7)	Campos (Antiga Roberto Silveira) UTEGNRJ027935-8	Santa Cruz (UTEGNRJ027243-4)
Localização-UF	Manaus - AM	Campos dos Goytacazes - RJ	Rio de Janeiro - RJ
Entrada em operação	01/08/1997	01/12/1968	01/07/1967
Proprietário	Amazonas Geração e transmissão de energia S.A	FURNAS-Centrais elétricas S.A	FURNAS-Centrais elétricas S.A
Combustível final	Gás Natural	Gás Natural	Gás Natural
Potência outorgada (kW)	240.740,00	25.000,00	1.000.000,00
Potência fiscalizada (kW)	240.740,00	30.000,00	350.000,00
Turbina	-	2	2
Gerador	-	2	-
Condições de vapor no super aquecedor	-	65 kg/cm ² a 485°C	-
Caldeira	-	67 t/h	-
Eficiência (%) e regime de operação	CS	CS	36 - CS e 54 - CC
Condensador	-	1000 m ²	-
Condições de vapor na turbina	-	60 kg/cm ² a 480°C	1288 °C

Fontes: ANEEL (2020); FURNAS (2020).

4.5 SISTEMAS TERMELÉTRICOS A CARVÃO MINERAL

Os sistemas termelétricos suprem as necessidades de energia elétrica no mundo. O carvão é uma fonte primária de energia utilizada em vários países do mundo, pelo o seu baixo custo e a sua tecnologia convencional (DIOS; SOUTO; CASARES, 2013; ZHAO; CHEN, 2015). No Brasil, estes sistemas estão vigentes, mas a sua utilização na matriz elétrica brasileira é baixa em comparação ao gás natural.

4.5.1 Reservas

O carvão mineral, embora seja uma fonte de energia não renovável, é um recurso abundante e distribuído em quase todas partes do mundo, a diferença do petróleo e o gás natural. O setor energético responde por mais de 60% da demanda mundial de carvão, fazendo deste, uma das principais fontes de energia do mundo (VASCONCELOS, 2018).

As reservas mundiais de carvão mineral ascendem os 850 bilhões de toneladas, sendo que os EUA (28,6%), Rússia (18,5%), China (13,5%), Austrália (8,9) e Índia (7%), concentram a maior parte destas reservas (TOLMASQUIN, 2016b; OLIVEIRA, 2017; IEA, 2019b). A América do Sul e Central concentram 1,6% das reservas mundiais. O Brasil possui 0,5% do total destas reservas conforme o valor apresentado no final de 2019 pelo MME de 3,8 bilhões de toneladas em reservas de carvão mineral e valores de produção de 4449,9 milhões de toneladas (MME, 2020c).

O carvão mineral nacional apresenta características como baixo poder calorífico (de 2950 e 4500 kcal/kg), elevados teores de cinzas (de 40 e 55,6%) e teor de enxofre entre 0,5 e 2,5%, sendo que esta quantidade de cinzas não permite o seu aproveitamento total em relação ao carvão importado⁴⁹ (PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016; VASCONCELOS, 2018; TISSOT, 2019). A utilização deste recurso para o acionamento das termelétricas nacionais está projetada para 5,35% até 2023. Este valor é muito inferior em relação a projeção de 13% do gás natural, para o mesmo ano. Isto se evidencia ainda mais, ao verificar na matriz elétrica, onde as termelétricas a carvão mineral têm baixa porcentagem de participação (ROHDE, 2016).

As maiores reservas nacionais estão localizadas na região coberta por rochas da Bacia do Paraná, do Rio Grande do Sul, de Santa Catarina (VASCONCELOS, 2018; TISSOT,

⁴⁹ O cenário de produção mundial e utilização do carvão como fonte de geração de eletricidade estão explicados com maiores detalhes em (VASCONCELOS, 2018), o percentual de cinzas do carvão importado é de 30 a 45%, para a Índia e 10 a 15% para outros países.

2019). Em 2014, a produção cresceu 71% comparado com a produção da última década (OLIVEIRA, 2017). Hoje, o carvão mineral nacional tem a sua maior aplicação na geração de eletricidade, sendo que quase 85% é utilizado nos sistemas termelétricos a carvão mineral do país (TISSOT, 2019), que também respaldam as crises registradas nas hidrelétricas em tempos de estiagens, conforme se mencionou com outros sistemas de geração.

4.5.2 Tecnologia

A queima do combustível pulverizado é o método mais usado mundialmente para gerar eletricidade a partir do carvão e, a gaseificação integrada com ciclo combinado (IGCC) é também uma das tecnologias para a geração de energia limpa a partir deste mineral (OBOIRIEN et al., 2018). Existem quatro tecnologias de utilização deste combustível, denominadas por carvão mineral pulverizado, usinas supercríticas e ultra-supercríticas, combustão em leito fluidizado e IGCC.

As termelétricas movidas a carvão mineral utilizam o ciclo de potência a vapor (Rankine) para produzir eletricidade. O processo ocorre na combustão de pequenas partículas de carvão mineral em uma caldeira de altas temperaturas (acima de 1000°C), gerando vapor que acionam as turbinas e os geradores de 50 a 1.300 MWe. Após a combustão, cerca de 25% da matéria mineral original é encontrada nas cinzas de fundo e 75% nas cinzas de leve (OLIVEIRA, 2017; TISSOT, 2019).

A tecnologia está bem desenvolvida, sendo que no Brasil são utilizadas as plantas convencionais subcríticas a carvão pulverizado (PC), combinada com sistemas de dessulfurização de gases (OLIVEIRA, 2017). O ciclo subcrítico funciona com parâmetros de pressão a 161 atm e temperatura de 538 °C, sendo que estes valores não permitem uma eficiência acima dos 40%. As eficiências variam de 30 a 38% em função da qualidade do carvão queimado (MIRANDA, 2012).

As usinas termelétricas a carvão mineral possuem um alto FC (88-91%), mas a baixa eficiência das usinas em operação constitui uma desvantagem ao uso do carvão para a geração de eletricidade (TOLMASQUIN, 2016b). As emissões de GEE, óxido de nitrogênio e enxofre relacionados ao carvão mineral, colocam ele na escala das fontes energéticas mais agressivas ao meio ambiente (TISSOT, 2019), principalmente quando se considera o seu ciclo de vida. O processo de produção, extração e combustão provoca significativos impactos ambientais. Em 2019, a geração de eletricidade por fontes de carvão mineral representou 30% das emissões globais de GEE (PEREIRA; POSEN, 2020). No mesmo ano referenciado, 37,5% das

emissões de GEE da matriz elétrica brasileira do SIN foram por esta fonte, aproximadamente 13 MtCO₂, perdendo apenas pelas emissões de 20 MtCO₂ do gás natural que representou 59,7% das emissões do SIN (EPE, 2020c). Entretanto, o planejamento energético brasileiro não permite a renúncia desta fonte, por apresentar custos competitivos e características que agregam confiabilidade ao SIN.

Espera-se que a partir de 2030 haja uma maior participação das tecnologias de alta eficiência e baixas emissões como os ciclos ultra supercríticos com eficiência superior a 50% e as tecnologias de captura e armazenamento de carbono (TOLMASQUIN, 2016b).

4.5.3 Quantidade de sistemas e potência instalada

Atualmente, o SIN conta com apenas um sistema de geração de eletricidade termelétrica a carvão mineral em operação no setor público, cujas características são apresentadas no Quadro 9.

Quadro 9 - Sistemas de geração termelétricos a carvão mineral do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

Empreendimento (CEG)	Figueira - PR (UTECMPR000955-5)
Localização-UF	Figueira - PR
Entrada em operação	01/01/1963
Proprietário	COPEL Geração e transmissão S.A
Combustível Final	Carvão mineral
Potência fiscalizada (kW)	20.000,00
Capacidade de geração (MW)	160
Caldeira 1 e 2	Marca Stein; Vazão de vapor 46 a 52 t/h PMTA: 38 kgf/cm ² ; Temperatura do vapor 450 °C
Grupo Gerador 1	Marca Alsthom; Potência 10 MW; Rotação 3600 rpm
Grupo Gerador 2	Marca Siemens; Potência 10 MW; Rotação 6500/1800 rpm

Fontes: Tolmasquin (2016b); ANEEL (2020); Rohde (2016).

Esta usina está localizada no Vale do Rio Peixe, às margens do Rio Laranjinha, onde se encontra a principal Bacia Carbonífera do Paraná, no município de Figueira, no Nordeste do Estado. O combustível utilizado é o carvão mineral extraído subterraneamente (*short wall* com câmaras estreitas) nas jazidas da região, com alto teor de cinzas (45%), enxofre (6%), carbono (30%) e poder calorífico superior 4850 kcal/kg. A produção é consumida na termelétrica de Figueira à 5 km, o transporte do mineral é feito por vagões e chega aos silos

das caldeiras por meio de correias transportadoras (TOLMASQUIN, 2016b; ROHDE, 2016; COPEL, 2020).

A usina começou as suas atividades em 1963 com a instalação de dois grupos geradores e duas caldeiras. Com o passar dos anos foram se realizando modificações tecnológicas o que permitiu a instalação de outra caldeira e outro grupo gerador. Entretanto, atualmente a usina opera novamente com 2 caldeiras e 2 grupos geradores, dado que alguns equipamentos foram desativados. Os serviços técnicos da usina foram terceirizados à Companhia Carbonífera de Cambuí, que é também o responsável pelo fornecimento da matéria prima (ROHDE, 2016; COPEL, 2020).

4.6 SISTEMAS TERMELÉTRICOS A ÓLEO COMBUSTÍVEL

Os sistemas de geração óleo combustível funcionam com motores de combustão interna alimentados por ar/combustível, na qual se transforma a energia química do combustível em energia mecânica e com a ajuda de um gerador se obtém a energia elétrica (COLOSSI, 2012). Durante o processo, os gases de escapes antes de serem lançados para atmosfera, alimentam caldeiras de recuperação através da troca de calores, a partir do qual se produz a geração de vapor para o aquecimento do óleo combustível até a temperatura de trabalho. O combustível sob pressão, movimenta as pás de uma turbina, cujo o eixo está acoplado a um gerador, que produz energia elétrica (COPEMAR, 2007). Os sistemas de geração a óleo combustível, normalmente necessitam de resfriamento, envolvendo processos de lubrificação, recirculação, ventilação e centrifugação para remover o calor gerado na operação do motor e a contaminação pelo processo de combustão (COPEMAR, 2007; COLOSSI, 2012).

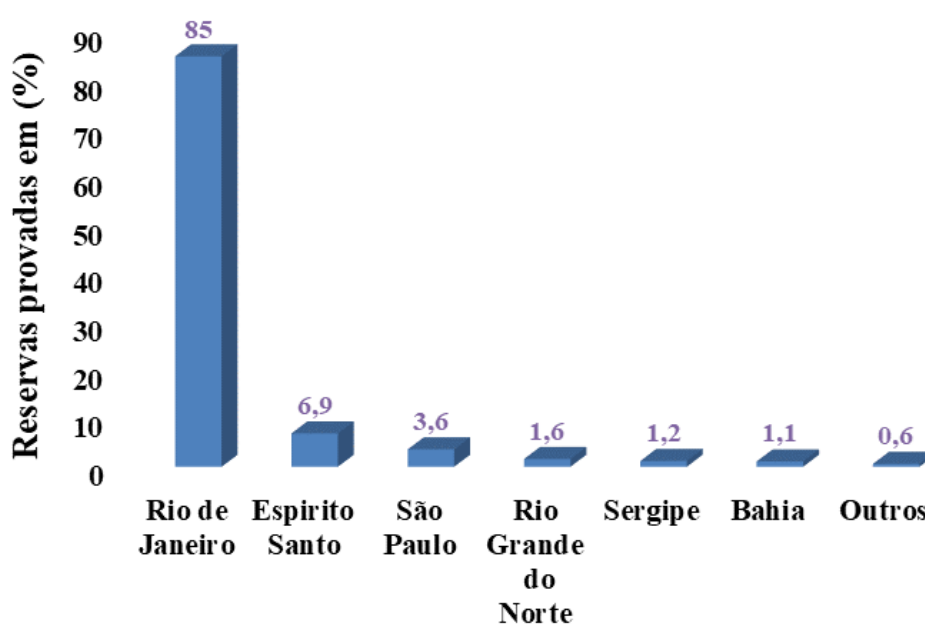
4.6.1 Reservas

No fim de 2019, as reservas totais de petróleo do Brasil foram contabilizadas em 21,8 bilhões de barris, embora este volume seja 10,3% menor que em 2018. As reservas provadas também apresentam uma queda de 5,4% em relação ao ano anterior, tendo sido contabilizadas em 12,7 bilhões de barris, das quais 457,6 milhões de barris em terra e 12,3 bilhões em mar. No entanto, no mesmo ano, a produção nacional apresentou alta de 7,8% em relação a 2018, tendo atingido aproximadamente 1 bilhão de barris, embora, a relação de reserva e produção para este recurso seja inferior aos dois últimos anos, em função da queda das reservas e aumento da produção (EPE, 2020c; ANP, 2020).

Na Figura 14 representa-se a distribuição percentual das reservas provadas de petróleo

nos distintos estados do país, sendo o estado do Rio de Janeiro apresenta a que maior reserva aproveitadas. A denominação de outros na Figura 14 representam os estados de Alagoas, Ceará, Maranhão e Amazonas, que juntos representam a menor porcentagem de reservas provadas do país. Atualmente, o Brasil ocupa a 15ª posição entre os maiores países com reservas provadas e a 10ª colocação entre os maiores produtores de petróleo do mundo (ANP, 2020^a).

Figura 14 - Distribuição das reservas provadas de petróleo, segundo unidade federativa



Fonte: Elaboração do autor com dados da ANP (2020a).

Sabe-se que no processo de refinamento do petróleo se obtêm vários produtos derivados energéticos (gasolina, gasóleo, queroseno, óleo combustível, óleo diesel) e não energéticos (asfalto, coque, parafina, solventes e óleos lubrificantes).

Em 2019, a produção total dos derivados de petróleo foi de 108,1 milhões de m³, sendo que deste total, 11,8 milhões de m³ foi a produção de óleo combustível. Esta produção óleo combustível representou um crescimento de 10% em relação a produção do óleo combustível no anterior (ANP, 2020b).

4.6.2 Tecnologia

As termelétricas movidas a óleo combustível utilizam o ciclo de potência a vapor (Rankine) para produzir eletricidade, típico do funcionamento quase comum das usinas

termelétricas, com variação apenas no tipo de combustível (EPE, 2007). São consideradas como sistemas de geração de altos custos pelo fato de operarem constantemente para suprir as demandas de eletricidade, impactando assim o preço da energia.

4.6.3 Quantidade de sistemas e potência instalada

De acordo com a delimitação da presente pesquisa, o levantamento efetuado no SIGA permitiu a identificação de três sistemas de geração de eletricidade termelétrico a óleo combustível, que juntas representam 431.000 kW da potência fiscalizada, como apresentado no Quadro 10, onde estão descritas suas respectivas características.

Quadro 10 - Sistemas de geração termelétricos a óleo combustível do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

Empreendimento/ CEG	Igarapé/ UTEPEMG001100-2	Mauá/ UTEPEAM002952-1	Piratininga/ UTEPESP002082-6
Localização-UF	Juatuba -MG	Manaus -AM	São Paulo-SP
Entrada em operação	01/01/1963	01/07/1973	01/01/1954
Proprietário	CEMIG Geração e Transmissão S.A	Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A	Baixada Santista Energia S.A
Potência outorgada (kW)	131.000,00	462.564,00	390.000,00
Potência fiscalizada (kW)	131.000,00	110.000,00	190.000,00

Fonte: ANEEL (2020).

4.7 SISTEMAS TERMELÉTRICOS A ÓLEO DIESEL

O sistemas de geração a óleo diesel utilizam motores de combustão interna e funcionam de acordo ao mesmo princípio termodinâmico das termelétricas que utilizam outro tipo de combustível (EPE, 2007). Durante o processo, utiliza-se um motor-diesel de combustão interna e injeção direita acoplado em um gerador elétrico de corrente alternada, associado a um sistema de excitação (COPEMAR, 2007). O sistema de excitação é um sistema estático, em que os enrolamentos polares do alternador (gerador composto por sistemas de partida e de escape) são diretamente excitados em tensão contínua pelo sistema, provocando tensão de saída nos alternadores (COPEMAR, 2007; COLOSSI, 2012).

Os sistemas de geração a óleo diesel geralmente são considerados como sistemas alternativos que funcionam com frequência constante, independentemente da variação da carga.

Estes sistemas apresentam desvantagens em termos de limitação de potência, ruído e vibrações, no entanto, são sistemas de rápido acionamento e de fácil operacionalidade (COLOSSI, 2012).

4.7.1 Reservas

As reservas relacionadas ao óleo diesel referem-se às reservas de petróleo descritas anteriormente no item 4.6.1.

O cenário brasileiro de produção de derivados do petróleo não apresentou variações significativas entre os anos 2018 e 2019 (0,02% de crescimento). Este fato levou a queda de produção de alguns derivados energéticos como é o caso do óleo diesel que apresentou um decréscimo de 2,31% na sua produção entre 2018 a 2019. Apesar do decréscimo registrado, a produção do óleo diesel foi de 40,9 milhões de m³, sendo este, comparativamente superior à produção de 40,5 milhões de m³ registrada em 2017 (ANP, 2020b).

4.7.2 Tecnologia

As termelétricas movidas a óleo diesel utilizam o ciclo diesel de eletricidade, no qual, o um pistão comprime o ar em um cilindro a alta pressão, capaz de gerar um aumento da temperatura do ar ao ponto de ignição do combustível. O vapor produzido gira as turbinas que convertem a energia mecânica em energia elétrica por meio de geradores (EPE, 2007; TOLMASQUIN, 2016b).

As termelétricas a óleo diesel (convencionais) do Brasil, utilizam o método de combustão interna de ciclo aberto e algumas de ciclo fechado com funcionamento de ciclos abertos, na mistura de ar e combustível. Esta tecnologia apresenta limitações relacionadas a potência, ruído, vibrações e o seu uso é maioritário em sistemas isolados em regiões longínquas como os estados do Amazonas e Rondônia (TOLMASQUIN, 2016b).

4.7.3 Quantidade de sistemas e potência instalada

Para a presente pesquisa foram identificados 26 sistemas de geração de eletricidade termelétrica a óleo diesel para a estimativa do fator de emissão de GEE. Estes sistemas estão apresentados no Quadro 11 sendo que juntos estes sistemas representam 637.037,2 kW de potência fiscalizada na matriz do SIN dentro das fronteiras estabelecidas no estudo.

Quadro 11 - Sistemas de geração termelétrica a óleo diesel da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continua)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)
1	Vilhena - UTEPERO027862-9	Vilhena - RO	01/06/1984	Energiza Rondônia - distribuidora de energia S.A	23750,00	23750,00
2	Amapá II UTEPEAP000085-0	Amapá - AP	01/01/1994	Companhia de eletricidade do amapá	7500,00	7500,00
3	Apuí - UTEPEAM000124-4	Apuí - AM	01/10/1998	Amazonas energia S.A	5350,00	5000,00
4	Autazes - UTEPEAM000175-9	Autazes - AM	01/09/1998	Amazonas energia S.A	7940,00	6042,00
5	Axinim - UTEPEAM000181-3	Borba - AM	01/09/1998	Amazonas energia S.A	900,00	455,00
6	Bagre - UTEPEPA000186-4	Bagre - PA		Equatorial Pará Distrib. De energia S.A	1222,00	1222,00
7	Bannach - UTEPEPA000196-1	Bannach - PA		Equatorial Pará distribuidora de energia S.A	720,00	720,00
8	Barcelos - UTEPEAM000201-1	Barcelos - AM	01/08/2002	Amazonas energia S.A	5260,00	4260,00
9	Barreira do Campo - UTEPEPA000228-3	Santana do Araguaia - PA	01/03/2002	Equatorial Pará distribuidora de energia S.A	440,00	440,00

Quadro 11 - Sistemas de geração termelétrica a óleo diesel da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)

(continuação)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)
10	Benjamin Constant - UTEPEAM000253-4	Benjamin Constant - AM		Amazonas energia S.A	5120,00	5100,00
11	Beruri - UTEPEAM000258-5	Beruri - AM	20/07/2008	Amazonas energia S.A	6520,00	4520,00
12	Betânia - UTEPEAM000259-3	Santo Antônio do Içá - AM	01/12/2005	Amazonas energia S.A	750,00	750,00
13	Barreirinha - UTEPEAM000230-5	Barreirinha - AM	01/04/1992	Amazonas energia S.A	2982,00	3240,00
14	Boa Vista do Ramos - UTEPEAM000270-4	Boa Vista do Ramos - AM	01/07/2002	Amazonas energia S.A	2760,00	2062,00
15	Boca do Acre - UTEPEAM000274-7	Boca do Acre - AM	01/07/1998	Amazonas energia S.A	7641,00	11300,00
16	Borba - UTEPEAM000297-6	Borba - AM	01/12/1997	Amazonas energia S.A	5600,00	6390,00
17	Caícubi - UTEPERR027938-2	Caracaraí - RR	01/01/1998	Companhia Energética de Roraima	48,00	48,00
18	Calçoene - UTEPEAP000600-9	Calçoene - AP		Companhia de eletricidade do amapá	1296,00	1296,00
19	UTEPEAM002998-0	Barreirinha - AM	01/09/1992	Amazonas energia S.A	429,00	592,00

Quadro 11 - Sistemas de geração termelétrica a óleo diesel da matriz do SIN em 2019 (100% em regime de exploração)
(conclusão)

Nr.	Empreendimento - CEG	Localização-UF	Entrada em operação	Proprietário	Potência outorgada (kW)	Potência fiscalizada (kW)
20	Caracaraí - UTEPERR000666-1	Caracaraí - RR	01/07/1975	Companhia Energética de Roraima (SP)	6272,00	10956,00
21	Carauari - UTEPEAM000671-8	Carauari - AM	01/11/1999	Amazonas energia S.A	5456,00	5456,00
22	Careiro da Várzea - UTEPEAM000677-7	Careiro da Várzea - AM	01/09/2006	Amazonas energia S.A (SP)	2420,00	2500,00
23	Castanho - UTEPEAM000715-3	Careiro - AM	01/07/1998	Amazonas energia S.A	17520,00	6000,00
24	Coari - UTEPEAM000784-6	Coari - AM	01/01/1982	Amazonas energia S.A	19310,00	22260,00
25	Colorado do Oeste - UTEPERO000798-6	Colorado do Oeste - RO	01/01/1984	Energiza Rondônia - distribuidora de energia S.A	10946,00	10946,00
26	Cucuí - UTEPEAM027152-7	São Gabriel da Cachoeira - AM	01/09/2006	Amazonas energia S.A	420,00	420,00

Fonte: ANEEL (2020).

5 META-ANÁLISE

5.1 SISTEMAS HIDRELÉTRICOS

Os sistemas hidrelétricos são fontes confiáveis de geração de eletricidade e de baixas emissões de CO₂-eq/kWh em comparação com as fontes convencionais (que usam combustíveis fósseis) de geração de eletricidade (LU et al., 2020). No entanto, os reservatórios são fontes de emissões de GEE como CO₂ e N₂ (decomposição aeróbica) e CH₄, N₂ e CO₂ (decomposição anaeróbica), resultantes da retenção e do lento fluxo da água, das inundações, da acumulação e decomposição dos compostos orgânicos submersos (SANTOS et al., 2006; GEORGAKELLOS, 2012; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016). Também há outros problemas como a difusão molecular, concentração de gradientes e desgaseificação, sendo que a quantidade de GEE pode exceder as emissões das tecnologias fósseis (RODRIGUEZ; CASPER, 2018). As emissões do ciclo de vida dos sistemas hidrelétricos com ou sem reservatório variam de acordo a localização, tipo de clima, tamanho e profundidade do reservatório, temperatura, direção do vento, pH, tempo de vida do reservatório, etapa de ciclo de vida, entre outros aspetos (BRIONES HIDROVO; UCHE; MARTÍNEZ-GRACIA, 2017).

Por referenciar algumas evidências, estudos realizados na Tailândia e na Indonésia, em sistemas de geração hidrelétricas a fio de água reportaram os fatores de emissões de GEE de 52,7 gCO₂-eq/kWh e 1,2 gCO₂-eq/kWh, respectivamente (PASCALE; URMEE; MOORE, 2011; HANAFI; RIMAN, 2015). Emissões de 3,84; 11,3 e 25,2 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, foram reportados por Wang et al. (2019a); Hondo (2005) e Lee; Lee; Hur (2004), para sistemas hidrelétricos a fio de água e reservatórios considerando o ciclo de vida destes sistemas. Mallia e Lewis (2013); Siddiqui e Dincer (2017); Pereira e Posen (2020) apresentaram emissões de GEE de 2; 2,7 e 7,6 gCO₂-eq/kWh, para sistemas hidrelétricos sem reservatórios e 23; 15,2 e 21,7 gCO₂-eq/kWh, para sistemas hidrelétricos com reservatórios, respectivamente, em Canadá. Teodoru et al. (2012) reportaram fatores de emissão de GEE de 671,61 gCO₂-eq/kWh e 238 gCO₂-eq/kWh na avaliação de reservatórios em Canadá no período de 2006 a 2009.

A pesquisa de Barros et al. (2011) reportou 176,2 TgCO₂/ano e 4,4 TgCH₄/ano para hidrelétricas com reservatório na América e Europa do Norte. Li e Zhang (2014) estimaram emissões globais de 301 TgCO₂/ano e 18,7 TgCH₄/ano. Posteriormente, Deemer et al. (2016) reportaram que as emissões globais anuais dos reservatórios hidrelétricos é 135 TgCO₂/ano e 17,9 TgCH₄/ano. Segundo Tremblay et al. (2008) e Hertwich (2013), o fator de emissão dos

reservatórios em ecossistemas tropicais pode exceder os 2100 tCO₂-eq/GWh, muito maior que as emissões dos ecossistemas boreais que são como média 15 tCO₂-eq/GWh, sem considerar a fase *downstream* que representa 55% das emissões do ciclo de vida.

Para as etapas *upstream* e *midstream*, a estimativa de 2,5 tCO₂-eq/GWh é associado às emissões dos materiais e a energia requerida para a construção da barragem e a fase operacional, enquanto que 12,5 tCO₂-eq/GWh é associado à decomposição da biomassa nos reservatórios destas regiões (GAGNON; VAN DE VATE, 1997). Hertwich (2013) estimou que a média global das emissões biogênicas de GEE das hidrelétricas é de 161 gCO₂-eq/kWh e reportou emissões globais de 279 TgCO₂/ano e 9,7 TgCH₄/ano para hidrelétricas com reservatórios. As emissões da fase *downstream* das hidrelétricas com reservatório são três vezes maiores que as emissões da fase *upstream* (construção) dado que o sedimento acumulado no reservatório libera CH₄ na atmosfera durante o descomissionamento do reservatório (KUMAR; YANG; SHARMA, 2019) e variam de acordo a disponibilidade de dados, as metodologias aplicadas, tipo de clima e outros aspectos (LI; ZHANG, 2014).

Por outra parte, a idade dos reservatórios condiciona as emissões durante a vida útil (TAVARES LIMA, 2005). Normalmente, as emissões são altas nos primeiros 4; 5 anos até 10 anos (ROSA et al., 2003). Após este tempo, é possível observar-se homogeneidade dos valores das emissões (ABRIL et al., 2005; KUMAR; YANG; SHARMA, 2019). Este processo é mais lento para os reservatórios em zonas tropicais e equatoriais (DEMARTY; BASTIEN, 2011; VERÁN-LEIGH; VÁZQUEZ-ROWE, 2019). As emissões do reservatório de Petit-Saut, na Goiana Francesa, variaram de 100,51 a 1,45 gCO₂-eq/kWh em 19 anos, sendo que o mínimo valor foi constante a partir do 10º ano. Analogamente, as emissões de Tucuruí, Brasil, variaram de 90,61 a 3,99 gCO₂-eq/kWh, sendo que o mínimo valor foi a partir do 12º ano (YANG et al., 2014; BRIONES HIDROVO; UCHE; MARTÍNEZ-GRACIA, 2017).

Todos os autores referenciados anteriormente concordam que as emissões são variáveis em função dos aspectos das condições climáticas das regiões. Eles reconhecem que em áreas tropicais as emissões de GEE dos sistemas hidrelétricos com reservatórios de grande porte podem exceder os 2000 gCO₂-eq/kWh, o que pode fazer dos impactos na geração de eletricidade por estes sistemas serem maiores do que a dos combustíveis fósseis.

Em virtude ao escopo da presente pesquisa e as variações das emissões destes sistemas, em consequência da localização geográfica e condições climáticas e geológicas, os estudos incluídos na meta-análise foram aqueles que reportam emissões de sistemas hidrelétricos em

ecossistemas tropicais e equatoriais. Desta forma, foram identificados aproximadamente 300 estudos nas bases de dados (*Scopus e Web of Science*) e por busca manual, dos quais 59 estudos mereceram atenção pormenorizada. No Quadro 12 são apresentados os detalhes do processo de buscas e refinamentos destes estudos nas bases de dados da *Scopus e Web of Science*.

Quadro 12 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração hidrelétrica nas bases de dados

Detalhes	<i>Scopus</i>	<i>Web of Science</i>
Método de busca e palavra-chave	Busca externa⁵⁰: “<i>Life cycle assessment</i>” OR “<i>Life cycle analysis</i>” AND “<i>greenhouse gas</i>” OR “<i>emission factor</i>” Busca interna⁵¹: “<i>Hidroelectric</i>” OR “<i>hydro-electric</i>” OR “<i>hydropower</i>” OR “<i>hydroelectricity</i>”	Busca externa: “<i>Life cycle assessment</i>” OR “<i>Life cycle analysis</i>” AND “<i>greenhouse gas</i>” OR “<i>emission factor</i>” Busca interna: “<i>Hidroelectric</i>” OR “<i>hydro-electric</i>” OR “<i>hydropower</i>” OR “<i>hydroelectricity</i>”
Nº de documentos gerais	200 genéricos. Filtrados por idioma, campo de atuação e tipo de documento, dos quais 91 documentos tiveram os resumos lidos e 23 foram lidos ao pormenor (C)	76 estudos obtidos na busca externas e internas, cujos resumos foram lidos e 25 (C). Mais 11 documentos encontrados por busca manual

(C) Documentos que foram lidos ao pormenor. Fonte: Elaboração do próprio autor.

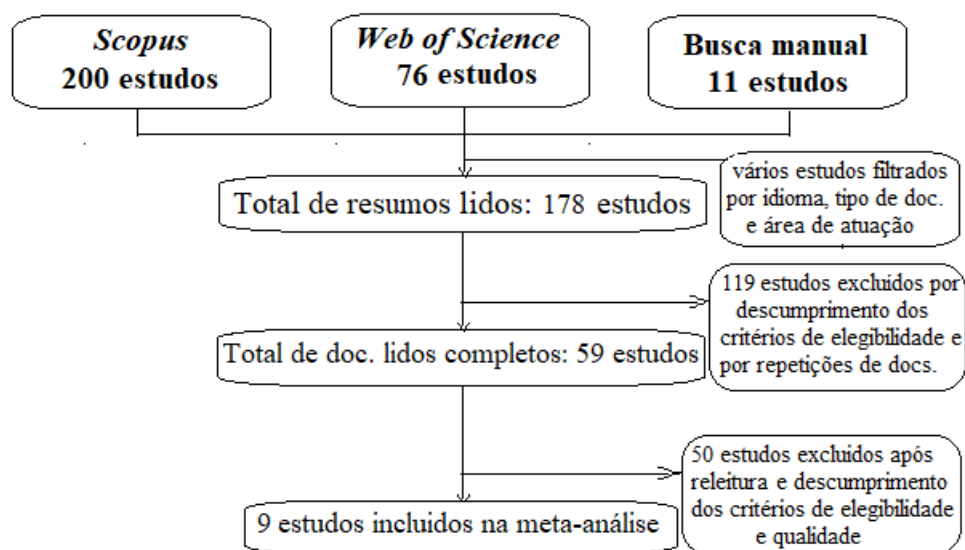
A busca manual resultou na identificação de estudos semelhantes tanto no processo de *download* nas bases de dados quanto nas referências bibliográficas apresentadas por um ou outro artigo. Os 59 estudos, dentre os quais se incluem estudos feitos por busca manual, foram analisados na íntegra, porém, apenas 9 estudos atenderam aos critérios de elegibilidade e qualidade de acordo com as fronteiras da pesquisa e o disposto na metodologia.

Na Figura 15 apresenta-se o resumo dos documentos encontrados selecionados para meta-análise.

⁵⁰ A busca externa foi realizada nas páginas principais das bases dados, sendo que, com este procedimento se obtiveram, em algumas ocasiões, uma diversidade de documentos sobre fator de emissão de GEE e ACV.

⁵¹ A busca interna foi realizada no intuito de aproximar o rastreamento aos documentos (estudos) específicos sobre o fator de emissão de GEE dos sistemas de geração de eletricidade analisados na presente pesquisa.

Figura 15 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração hidrelétrica



Fonte: Elaboração do autor.

Os dados dos estudos foram compilados e foram apresentados nos Quadro 13 e Quadro 14, respectivamente, sendo o primeiro quadro relacionado aos estudos que apresentaram estimativas sem considerar os reservatórios e o último quadro, relacionado as estimativas das emissões dos reservatórios.

Ressalta-se que os estudos de Hidrovo, Uche e Gracia (2017); Rodriguez e Casper (2018) e Verán-leigh e Vázquez-Rowe (2019) foram referenciados de forma repetida em ambos quadros (Quadro 13 e Quadro 14), dado que estes estudos apresentaram tanto estimativas das emissões de GEE para as hidreletricas à fio de água quanto para os seus reservatórios.

Quadro 13 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia hidrelétrica a fio de água

Autor	Região/ Nome da Usina	Características do estudo	Início de operação	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Potência instalada (MW)	Energia gerada (GWh/ano)	Fator de emissão (gCO ₂ -eq/kWh)
(Verán-leigh; Vázquez-Rowe, 2019)	Peru-Lima/H1	ACV-AICV. <i>Upstream</i> e <i>midstream</i> . Dados primários e secundários 2016-2017	2010	50	-	220	1100	2,42
	Peru-Lima/H2		2015	50	-	178	837	2,06
	Peru-Huánuco/H3		2017	50	-	18,4	147	2,33
(Rodriguez; Casper, 2018)	Brasil-PE/ Itaparica	Avaliação das emissões. Medidas de CO ₂ e CH ₄ por difusão, ebulição dos sedimentos e desgaseificação, 2013-2014; dados primários	1988	30	-	887,4 ^a	-	183,5 ^a
(Hidrovo; Uche; Gracia, 2017)	Equador/ Baba	Dados primários; berço ao portão (<i>upstream</i> e <i>midstream</i>)	2013	100	44	42	600	547
	Equador/ Mazar-Dudas:			80	-	21	125	2,6
(Ribeiro; Silva, 2010)	Brasil-PR/Itaipu	ICV- Geração de eletricidade. Berço ao portão: Avaliação das emissões de CO ₂ e CH ₄ - <i>upstream</i> e <i>midstream</i> . Ano base -2000	1975-2004	100	85	12600	93428	4,33 ^b
(Castelazo; Gujba; Azapagic, 2011)	México	ACV- berço ao tumulto. Dados primários e secundários. Avaliação das emissões de CO ₂ , CH ₄ e N ₂ O. GWP-100. Ano base - 2006	-	-	33	10566	30305	12 ^b

Nota: ^a0,05 t C- CO₂-eq/MWh foi a emissão real da geração de eletricidade reportada pelo estudo, considerando 60% da capacidade instalada (1479 MW). No entanto, 1 t C = 3,67 t CO₂. Logo, o fator de emissão foi recalculado (0,1835 t CO₂-eq/MWh) como apresentado em^a. ^bO estudo fornece separadamente estimativas das emissões de cada GEE e estimativas de cada etapa do ciclo de vida. Fonte: Elaboração do próprio autor.

Quadro 14 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia hidrelétrica com reservatório

(continua)

Autor	Região Nome da usina	Caracterís- ticas do estudo	Início da opera- ção	Dimensões (P: profundidade; A: área; V: volume)			Vida útil (anos)	Potência instalada (MW)	Densidade energética (MW/ km ²)	Energia gerada (GWh/a no)	Emissão (tCO ₂ - eq/ano)
				P (m)	A (km ²)	V (m ³)					
(Rodriguez; Casper, 2018)	Brasil-PE/ Itaparica	Avaliação das emissões. Medidas de CO ₂ e CH ₄ por difusão ⁵² , ebulição ⁵³ dos sedimentos e degaseificação ⁵⁴ , 2013-2014; dados primários	1988	55	822	1300-2060	30	1479	1,8	7125,8	1,33E+06
(Hidrovo; Uche; Gracia, 2017)	Equador/ Baba	Avaliação das emissões. Medidas de CO ₂ e CH ₄ ; dados primários; berço ao portão (<i>upstream</i> e <i>midstream</i>)	2013	-	1000 ha ^a	-	100	42	4,2	600	8,8E+06

⁵² São as medições dos fluxos de gases de CO₂ e CH₄ que ocorrem durante o intercâmbio de gases entre água e ar na interface do reservatório. E o tipo de medição mais usada na avaliação das emissões dos reservatórios.

⁵³ São as medições para avaliar a quantidade das emissões de CH₄ resultantes da metanogênese que origina a formação de borbulhas no reservatório.

⁵⁴ Geralmente ocorre na fase *downstream* e refere-se as emissões de GEE associados com turbulência da água na turbina, as variações de pressão, temperatura e as descargas do vertedouro (RODRIGUEZ; CASPER, 2018; LEVASSEUR et al., 2021).

Quadro 14 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia hidrelétrica com reservatório

(continuação)

Autor	Região Nome da usina	Caracterís- ticas do estudo	Início da opera- ção	Dimensões (P: profundidade; A: área; V: volume)			Vida útil (anos)	Potência instalada (MW)	Densidade energética (MW/ km ²)	Energia gerada (GWh/a no)	Emissão (tCO ₂ - eq/ano)
				P (m)	A (km ²)	V (m ³)					
(Roland et al., 2010)	Brasil-MG/ Furnas	Avaliação da pressão parcial de CO ₂ 2006-2007	1963	89	1342	20,7	-	1216	0,9	5238	4,53E+05
	Brasil-MG/ Mascarenhas de Moraes		1957	43	250	3,8	-	476	1,9	2584	2,05E+05
	Brasil-SP/ Luis.C.B. De Carvalho		1969	55	45	1,3	-	1050	23,3	4336	6,29E+04
	Brasil-MT/ Manso		2000	40	360	6,5	-	210	0,58	806	5,46E05
	Brasil-RJ /Funil		1969	45	27	0,5	-	180	6,7	780	-5,26E+04
(Abril et al., 2005)	Guiana Francesa/ Petit-Saut (Rio Sinnamary)	Avaliação das emissões. Medidas de CO ₂ e CH ₄ por difusão, ebulição dos sedimentos e degaseificação 1994-2003	1994	35	~300	4,5E+05	-	116	0,38	560	0,732E+06

Quadro 14 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia hidrelétrica com reservatório

(continuação)

Autor	Região Nome da usina	Características do estudo	Início da operação	Dimensões (P: profundidade; A: área; V: volume)			Vida útil (anos)	Potência instalada (MW)	Densidade energética (MW/ km ²)	Energia gerada (GWh/ano)	Emissão (tCO ₂ -eq/ano)
				P (m)	A (km ²)	V (m ³)					
(Kemenes; Forsberg; Melack, 2011)	Brasil-AM/Balbina	Avaliação das emissões. <i>Upstream</i> e <i>downstream</i> . Medidas de CO ₂ e CH ₄ por difusão, ebulição dos sedimentos (2004-2006)	1989	10	2360	3,88E+05	-	250	0,11	1095	11527470 ^b
(Verán-Leigh; Vázquez-Rowe, 2019)	Peru-Lima/H1	Avaliação das emissões biogênicas CO ₂ e CH ₄ e N ₂ O. Dados secundários	2010	-	-	-	-	220	-	1100	125519
	Peru-Lima/H2		2015	-	-	-	-	178	-	837	84600
	Peru-Huánuco/H3		2017	-	-	-	-	18,4	-	147	17156

Quadro 14 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia hidrelétrica com reservatório

(conclusão)

Autor	Região Nome da usina	Caracterís- ticas do estudo	Início da opera- ção	Dimensões (P: profundidade; A: área; V: volume)			Vida útil (anos)	Potência instalada (MW)	Densidade energética (MW/ km ²)	Energia gerada (GWh/a no)	Emissão (tCO ₂ - eq/ano)
				P (m)	A (km ²)	V (m ³)					
(Demarty; Bastien, 2011)	Brasil-MG/ Miranda	Avaliação das emissões de CO ₂ e CH ₄ por medidas de difusão e ebulição dos sedimentos	1998	-	70	-	-	408	5,83	1576	15,2E+04
	Brasil-MG/ Três Marias		1962	-	1155	1,42E +07	-	396	0,34	2128	2,29E+04
	Brasil-SP/ Barra Bonita		1963	-	334,31	2E+05	-	141	0,42	141	51,3E+04
	Brasil-PR/ Segredo		1992	-	82	-	-	1260	15,37	5518	8,7E+04
	Brasil-AL e SE/ Xingó		1994	-	60	1,32E +07	-	3000	50	19277	15,6E+04
	Brasil-RO/ Samuel		1987	6	560	3,48E +05	-	216	0,39	946,1	2,05E+06
	Brasil-PA/ Tucuruí		1984	20	2475	6,04E +06	-	8370	2,91	21000	9,942E+06
	Brasil-GO/ Serra da Mesa		1998	-	1784	-	-	1275	0,715	6750	1,709E+06
	Brasil-PR/ Itaipu		1991	-	1350	1E+07	-	12600	9,33	90000	1,95E+05

Fonte: Elaboração do próprio autor.

^aValor convertido (1 ha = 0,01 km²) para calcular a densidade energética. ^bO estudo apresentou a emissão anual de 3141 Gg C-CO₂, sendo que, foi convertido Gg para que se obtivesse a emissão anual em toneladas (3141000 t C-CO₂-eq/ano). Tendo em conta que 1 t C = 3,67 t CO₂, multiplicou-se o valor previamente obtido e se obteve a emissão anual do reservatório na unidade correspondente ao apresentado na tabela.

Dentre os 9 estudos selecionados, 7 apresentaram estimativas de hidrelétricas considerando os reservatórios. O número reduzido de estudos selecionados na meta-análise pode ser justificado pelo contexto geográfico (regiões de climas tropicais e equatoriais), na qual estes estudos foram realizados. Alguns estudos como aqueles realizados por Kim; Kim e Yoo (2020); Vaca-Jiménez; Gerbens-Leenes e Nonhebel (2020) e/ou estudos de Fantin-Cruz et al. (2015); Dorber et al. (2019) e Oliveira et al. (2019), ainda que estivessem dentro do contexto geográfico, não cumpriam com os critérios de elegibilidade, visto que estes estudos centravam-se em outros conteúdos como a avaliação de indicadores de alteração hidrológica das planícies e nos impactos do ciclo de vida do consumo de água em m^3/kWh , vaporização, melhoramento do controle dos fluxos volumétricos, entre outros, atendendo o fato que as hidrelétricas também são caracterizadas como fontes de alto consumo de água e de impactos a biodiversidade aquática. A água dos reservatórios é utilizada para múltiplas tarefas, incluindo o consumo humano (OLIVEIRA et al., 2019).

Outros estudos brasileiros como de Coltro; Garcia e Queiroz (2003); Von Randow et al. (2019) abordavam questões sobre inventários de produção e distribuição do sistema interconectado de eletricidade e os diferentes impactos socioeconômicos das hidrelétricas pela ocupação e uso da terra e as variações na geração da eletricidade nas bacias hidrográficas do país.

Os estudos de Fearnside (2002); Kemenes e Forsberg (2007); Tavares Lima (2005); Rosa et al. (2003) e Santos et al. (2006) são frequentemente referenciados na literatura. Sendo que, o estudo de Fearnside (2002) apresenta estimativas baseadas nas medições do estudo, de Galy-Lacaux et al. (1999). Os estudos de Kemenes e Forsberg (2007) e Tavares Lima (2005) avaliam apenas emissões de CH_4 , enquanto que Rosa et al. (2003) e Santos et al. (2006) são de suma pertinência no que tange as medições e apresentações de estimativas nacionais. Entretanto, estes estudos usam o mesmo conjunto de dados, sendo que alguns resultados foram questionados por Demarty; Bastien (2011). Em consequência do estudo de Demarty e Bastien (2011) optou-se por desclassificá-los para evitar repetições.

É importante ressaltar que muitos autores insistem no fator geográfico e defendem que não é idôneo utilizar dados de estudos de regiões diferentes (tropicais, equatoriais, boreais ou temperados), para estimar as emissões dos sistemas hidrelétricos (GAGNON; VAN DE VATE, 1997; DEMARTY; BASTIEN, 2011; MALLIA; LEWIS, 2013; ASDRUBALI et al., 2015; SIDDIQUI; DINCER, 2017; VERÁN-LEIGH; VÁZQUEZ-ROWE, 2019; PEREIRA; POSEN, 2020). As emissões de reservatórios localizados em regiões tropicais e equatoriais

podem ser até 20 vezes maiores que aqueles localizados em regiões de climas mais amenos (MIRANDA, 2012). Os reservatórios rasos são pontos críticos de emissões de GEE pela decomposição da vegetação (biomassa) ou inundações terrestres. As emissões totais variam também de acordo a quantidade de água liberada nas turbinas e vertedouros. Para os reservatórios tropicais, tanto o período seco quanto período de chuvas, as emissões de CH₄ são altas pelas altas temperaturas e pelas retenções prolongada das águas inundadas e, em caso de geração de eletricidade, as emissões aumentam quando a produção baixa.

Estas e outras razões óbvias dos critérios metodológicos da presente pesquisa, influenciaram na redução significativa dos estudos para a meta-análise, sem desconsiderar as contribuições de cada estudo revisado.

5.2 SISTEMAS NUCLEARES

Os sistemas de geração nuclear são sistemas com baixo custo de operação, altas saídas de energias, um lento tempo de resposta para os picos de demanda e emissões de GEE relativamente baixas na fase operacional (MALLIA; LEWIS, 2013).

Segundo Poinssot et al. (2014), as emissões de GEE destes sistemas encontram-se normalmente na faixa de 6 a 10 gCO₂-eq/kWh e podem ser reduzidas com o aperfeiçoamento das tecnologias.

Apesar da fase operacional não dispor de altas emissões de GEE, a energia nuclear não é uma fonte com zero emissões. Suas etapas a montante e jusante (*upstream* and *downstream*) envolvem entradas de energia em tudo, principalmente para o enriquecimento do urânio, e abastecimentos de matérias primas (HARDISTY; CLARK; HYNES, 2012; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016). Na prática, estes insumos são fornecidos por combustíveis fósseis e, logo, os sistemas nucleares envolvem indiretamente emissões de gases de efeito estufa (VAN DER ZWAAN, 2013; LENZEN, 2008). Estas fases *upstream* e *downstream* são identificadas como as fases de maior contribuição nos impactos ambientais (SIDDIQUI; DINCER, 2017; WANG et al., 2019b)

Turconi, Boldrin e Astrup (2013) revisaram as emissões de GEE de 10 estudos, estes estudos apresentaram uma variação do fator de emissão de 3,1 a 35 (kgCO₂-eq/MWh), a discrepância nas variações deveu-se as características das tecnologias e as metodologias aplicadas nos estudos. O estudo aponta que a variabilidade nos resultados da ACV para a geração de eletricidade pode originar decisões conflitantes aos tomadores de decisão, sobre as

questões ambientais e a possibilidade de implementação de novas tecnologias e que o GEE não pode ser utilizado como um indicador único para medir a performance ambiental dos sistemas ou tecnologias elétricas.

O fator de emissão apresentado por Poinssot et al. (2014) é relativamente baixo ao fator no intervalo de Turconi, Boldrin e Astrup (2013). Isso se deve justamente a questões metodológicas, condições geográficas e o tipo de tecnologia, que são aspectos que influenciam nos resultados. As emissões de GEE da fase operacional das usinas nucleares são significativamente inferiores às emissões de SO₂ e NO_x nas fases *upstream* e *downstream* ou das outras etapas do ciclo de vida da tecnologia (HARDISTY; CLARK; HYNES, 2012; VAN DER ZWAAN, 2013).

As discrepâncias comumente encontradas nos dados e nos resultados da ACV estão associadas às características tecnológicas, às condições locais (ambientais e geográficas) e ao tipo de metodologia de ACV empregada nos estudos. As guias de ACV e os ILCD *Handbooks* são ferramentas para auxiliar na coerência e compatibilidade de dados. Entretanto, estas guias permitem que os pesquisadores interpretem de forma individual aspectos relacionados com a metodologia, dentre os quais citam-se o escopo, o tipo de estudo, quais emissões a serem avaliados (EDENHOFER et al., 2011). Portanto, o simples acompanhamento das guias não é uma condição suficiente para assegurar a precisão e a robustez dos resultados.

A seleção dos estudos relacionados aos sistemas de geração nuclear, com os critérios de buscas estão apresentados no Quadro 15. Na

Figura 16 apresentam-se todas etapas do processo de seleção dos estudos.

Na primeira etapa, a busca dos estudos nas principais bases de dados permitiu a identificação de mais de 800 estudos, que após refinamentos e aplicações das cláusulas estabelecidas na seção de metodologia, o número de estudos foi reduzido até 39, incluindo os estudos que foram identificados por busca manual a partir de referências de estudos similares. Posteriormente, procedeu-se a leitura completa dos 39 estudos, sendo que apenas 8 estudos contribuíram na meta-análise.

A razão desta redução consistiu no fato de que muitos dos estudos, embora abordassem sobre a ACV de sistemas nucleares, não avaliavam a eletricidade como produto, não apresentavam o valor dos impactos em gCO₂-eq/kWh, não especificavam as características tecnológicas. Optou-se por considerar apenas os estudos cujas características tecnológicas coincidiam com as características das usinas do Brasil, com ênfase ao tipo de reator LWR-

PWR, tecnologia de ultracentrifugação e o urânio enriquecido como combustível.

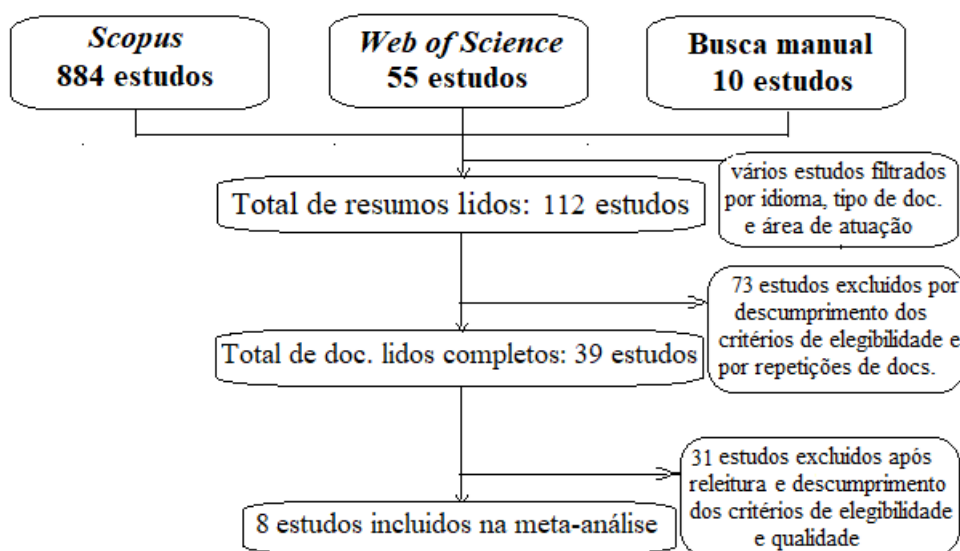
Quadro 15 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração de nuclear nas bases de dados

Detalhes	Scopus	Web of Science
Método de busca e palavra-chave	Busca externa: <i>“Life cycle assessment”</i> OR <i>“Life cycle analysis”</i> AND <i>“greenhouse gas emissions”</i> OR <i>“emissions factor”</i> . Busca interna: <i>“nuclear power”</i> OR <i>“nuclear energy”</i> OR <i>“nuclear electricity”</i>	Busca externa: <i>“Life cycle assessment”</i> OR <i>“Life cycle analysis”</i> AND <i>“greenhouse gas emissions”</i> OR <i>“emissions factor”</i> . Busca interna: <i>“nuclear power”</i> OR <i>“nuclear energy”</i> OR <i>“nuclear electricity”</i>
Nº de documentos gerais	884 genéricos. Filtrados por idioma, campo de atuação e tipo de documento (A), dos quais 47 documentos tiveram os resumos lidos (B) e 15 foram lidos ao pormenor (C)	55 (A), 55 (B) e 14 (C). Mais 10 documentos encontrados por busca manual

Fonte: Elaboração do próprio autor.

(A) Documentos filtrados por idioma, campo de atuação e tipo de documento. (B) Documentos cujos os resumos foram lidos. (C) Documentos que foram lidos ao pormenor.

Figura 16 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração nuclear



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os 8 estudos selecionados para a meta-análise apresentaram 8 estimativas de emissões de GEE em gCO₂-eq/kWh para os sistemas de geração nuclear, como se pode verificar no Quadro 16. Em caso dos estudos que apresentaram unidades diferentes, as estimativas foram ajustadas na unidade principal.

Quadro 16 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia nuclear

Autor	Região	Estágio de ciclo de vida	Tipo de turbina	Potência (MW)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Energia gerada (GWh/ano)	Eficiência (%)	Fator de emissão de GEE (gCO ₂ -eq/kWh)
(White; Kulcinski, 2000)	EUA	Berço ao túmulo	LWR-PWR	1000	40	75	6570	-	15 ^a
(Dones et al., 2004)	China	Mineração, transporte e operação	LWR-PWR	1000	60	-	-	31	8,7
(Lee; Lee; Hur, 2004)	Coréia	Mineração, enriquecimento, fabricação conversão	LWR-PWR	-	-	-	68218	34	2,77
(Nian et al., 2014)	Singapura	Berço ao túmulo	LWR	1000	60	70	6333,3	33	22,8 ^{a b}
(Nian, 2015)	Singapura	Berço ao túmulo	LWR	1000	60	90	-	33	23 ^{a b}
(Siddiqui; Dincer, 2017)	Canadá	Berço ao túmulo	LWR	3100	-	-	-	-	3,41 ^a
(Ding et al., 2019)	China	Preparação do combustível nuclear; produção; construção; operação	LWR-PWR	1000	-	-	-	-	6,36
(Wang et al., 2019b)	China	Berço ao túmulo	LWR-PWR	984	60	-	-	-	12,4

Fonte: elaboração do próprio autor.

^aO estudo fornece estimativas de GEE (gCO₂-eq/kWh) para cada processo durante as etapas do ciclo de vida. Neste caso, o valor apresentado é o somatório de todas as emissões destas etapas que vai da mineração ao descomissionamento. ^bO estudo fornece estimativas das emissões separadas para diferentes cenários e calcula o valor médio.

Outro aspeto a ressaltar, foi a questão das diferenças de metodologias e tecnologias aplicada nas avaliações. A ferramenta de ACV inclui dois métodos de análises para a avaliação dos impactos relacionados às emissões de GEE dos sistemas nucleares, precisamente os métodos PCA (*Process Chain Analysis*) e AEI/IOA (*Avarege Economic Intensity/Input-Output Analysis*) (LENZEN, 2008; WARNER; HEATH, 2012; NIAN, 2015). O primeiro método tem uma aproximação *bottom-up* e avalia questões mais desagregadas relativas às emissões no processamento dos materiais, preferivelmente, as informações direitas das usinas, no que tange à engenharia e com ele se obtêm resultados mais precisos. O segundo método tem uma aproximação *top-down* e uma inclinação mais econômica na avaliação dos custos relacionados às emissões na geração de eletricidade nas usinas e, este método é caracterizado por apresentar imprecisões nos resultados.

Existe ainda o método AEI que é considerado híbrido, pois combina o custo e a intensidade energética (WHITE; KULCINSKI, 2000; BEERTEN et al., 2009; TURCONI; BOLDRIN; ASTRUP, 2013; KREY et al., 2014; YUE et al., 2019). Vários autores como (SOVACOO, 2008; BEERTEN et al., 2009; WARNER; HEATH, 2012; ZWAAN, 2013) sustentam que as estimativas das emissões de GEE apresentam variações significativas pelos métodos aplicados, o tipo de tecnologia, condições geográficas, limites de fronteira, geração anual de eletricidade, capacidade instalada, vida útil e outros fatores contextuais. Qualquer variação pode levar a discrepância nos resultados de um e outro estudo (SIDDIQUI; DINCER, 2017). Portanto, é apropriado que as comparações sejam conduzidas seguindo a mesma estrutura analítica, mesma estrutura de dados e mesmo método de estudo (KREY et al., 2014; WANG et al., 2019b).

5.3 SISTEMAS TERMELÉTRICOS A CARVÃO MINERAL

O carvão é considerado um combustível de alto impacto ambiental no processo de geração de eletricidade, sendo que as suas emissões superam as emissões do óleo combustível e podem superar em dobro as emissões do uso do gás natural, dependendo do tipo de tecnologia (PIKON et al., 2016).

Koornneef et al. (2008) apresentaram três casos para três tecnologias diferentes: plantas subcríticas de carvão pulverizado (PC); plantas ultra-supercrítica (USC) e plantas com unidades com uso de tecnologias de captura e armazenamento de carbono (CCS, *Carbon Capture and Storage*), que consiste em separar o CO₂ durante o processo de conversão do combustível. As emissões direitas foram de 976 gCO₂-eq/kWh (PC), 949 gCO₂-eq/kWh

(USPC) e 107 gCO₂-eq/kWh (CCS) e as emissões do ciclo de vida foram 1092 gCO₂-eq/kWh, 837 gCO₂-eq/kWh e 243 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, para PC, USC e CCS. Os valores das emissões direitas e de ciclo de vida no uso do carvão nas plantas subcríticas descritas pelo autor podem ser comparados com 886 gCO₂-eq/kWh e 383 gCO₂-eq/kWh, referentes as emissões de sistemas de geração a óleo combustível e gás natural, respectivamente, mencionadas por Pikon et al. (2016), sendo que, se evidencia que as emissões do ciclo de vida do carvão mineral nas plantas subcríticas resultaram significativamente maiores às emissões do ciclo de vida dos sistemas de geração à óleo combustível e gás natural.

Odeh e Cockerill (2008) avaliaram as emissões do ciclo de vida de plantas PC a carvão na Inglaterra e obtiveram emissões de 990 gCO₂-eq/kWh, no qual 89,1% (889,6 gCO₂-eq/kWh) das emissões estavam relacionados ao processo de combustão e o restante representavam emissões indiretas como o transporte, a vazão de metano, mineração entre outros. Entretanto, uma mudança na metodologia permitiu apurar que em plantas IGCC as emissões do ciclo de vida seria 845,8 gCO₂-eq/kWh, 15% inferior e, um aumento da eficiência da planta de 35% a 38% poderia reduzir as emissões em até 7,6%. Os autores asseguraram que com a aplicação de tecnologias CCS as emissões na fase *upstream* seriam significativamente reduzidas, embora esta tecnologia afetasse a eficiência da usina, que é compensada com o consumo de até 40% da energia da usina (KARMAKER et al., 2020).

Segundo Zhao e Chen (2015), o aumento da eficiência dos sistemas de geração a carvão também pode diminuir significativamente as emissões. De acordo com Oboirien et al. (2018), 1% de aumento da eficiência da planta pode diminuir de 2 a 3% das emissões. Ou seja, altas eficiências e baixas emissões são requisitos para a aplicação das tecnologias limpas para uso do carvão como USC, leito fluidizado, IGCC, entre outras. As plantas PC consomem muito combustível e tem menor eficiência. As emissões dependem de fatores como a distância dos sumidouros, a quantidade e a característica do carvão, o tipo de mineração, a produção e o tratamento dos resíduos químicos (HARDISTY; CLARK; HYNES, 2012).

Branco et al. (2013) e Oboirien et al. (2018) afirmam que uma estratégia efetiva de mitigação das emissões dos sistemas de geração a carvão é a aplicação de tecnologias de CCS, que consiste em separar o CO₂ durante o processo de conversão do combustível. No entanto, outros autores como Singh; Strømman e Hertwich (2011) sustentam que este processo pode resultar na redução da eficiência líquida e aumentar proporcionalmente as emissões de substâncias não afetadas pelo processo de captura e gerar resíduos sólidos.

De todas formas, é importante sempre considerar aspectos como a localização das

reservas de carvão, os métodos de mineração, o tipo e a composição do carvão, a tecnologia, entre outros fatores, na estimação das emissões e avaliação dos impactos dos sistemas de geração a carvão.

A tecnologia empregada no Brasil são as plantas convencionais PC, combinada com sistemas de dessulfurização de gases (PC-FGD, *Pulverised Coal with Flue Gas Desulphurisation*). Sendo assim, foi identificado apenas um sistema de geração termelétrico a carvão mineral no SIN, dentro das fronteiras da presente pesquisa.

A revisão bibliográfica permitiu a identificação de mais de 1000 estudos genéricos. Os mecanismos de buscas dos estudos estão especificados no Quadro 17. O critério de seleção para a meta-análise seguiu os moldes da metodologia, com ênfase a seleção de estudos com tecnologia similar à do Brasil para melhores resultados e comparações.

Com isso, justifica-se uma das razões que levou a exclusão de muitos estudos, sendo que, apenas 15 estudos contribuíram para na meta-análise. O processo de seleção destes estudos está representado na Figura 17.

Quadro 17 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração a carvão mineral nas bases de dados

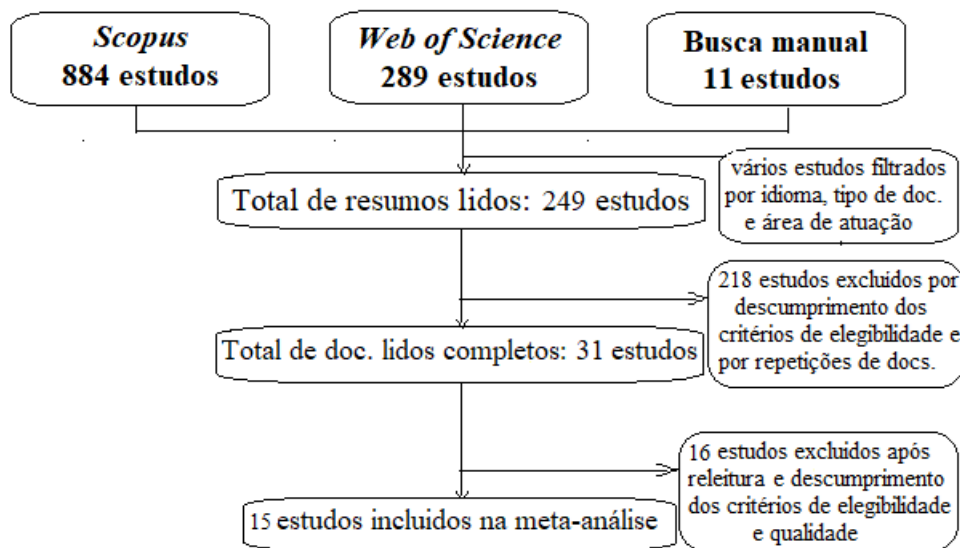
Detalhes	Scopus	Web of Science
Método de busca e palavra-chave	Busca externa: <i>“Life cycle assessment” OR “Life cycle analysis” AND “greenhouse gas emissions” OR “emissions factor”</i> Busca interna: <i>“coal plant” OR “coal energy” OR “coal electricity”</i>	Busca externa: <i>“Life cycle assessment” OR “Life cycle analysis” AND “greenhouse gas emissions” OR “emissions factor” AND “coal”</i> Busca interna: <i>“electric plants” OR “electric power” OR “electricity generation” OR “electricity systems” OR “energy plants”</i>
Nº de documentos gerais	884 genéricos. Filtrados por idioma, campo de atuação e tipo de documento (A), dos quais 146 documentos tiveram os resumos lidos (B) e 14 foram lidos ao pormenor (C)	289 (A), 92 (B) e 11 (C). Mais 11 documentos encontrados por busca manual

Fonte: Fonte: Elaboração do próprio autor.

A outra razão da exclusão de muitos estudos residuiu no fato que muitos destes estudos, tais como Branco et al. (2013); Burchart-Korol et al. (2016); Pikon et al. (2016); Gilbert e Sovacool (2017) e Li; Gao e Jin (2017), não avaliavam o sistema de geração de eletricidade,

senão o carvão como um produto e, o desenvolvimento de diferentes processos para a redução dos impactos associados ao carvão. Outros estudos, como Singh; Strømman e Hertwich (2011) e Dios; Souto e Casares (2013), avaliaram o fator de emissão na geração termelétrica, utilizando linhito e turfa, que diferem muito do carvão betuminoso empregado na termelétrica de Figueira. Foram também excluídos os estudos de Chang et al. (2015); Burnham et al. (2012) e Dinca et al. (2009), sendo que, no estudo de Chang et al. (2015) foi apresentado a estimativa de 980 gCO₂-eq/kWh para sistemas a carvão, tendo-se extraído o valor nas bases de dados de uso económico (sem especificações das plantas) para comparar com o consumo de água e estimar a emissão de gás de xisto na China. Burnham et al. (2012) apresentaram as emissões de forma gráfica e Dinca et al. (2009) apresentaram uma reprodução do estudos realizado por Odeh e Cockerill (2008b). Estes estudos, apesar de interessantes, resultaram muito aquém dos objetivos da presente pesquisa, sendo que não se cumpriam os critérios de elegibilidade.

Figura 17 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração a carvão mineral



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Os 15 estudos selecionados para a meta-análise encontram-se detalhados no Quadro 18. Estes estudos apresentaram 29 estimativas de emissões de GEE em gCO₂-eq/kWh para os sistemas de geração de eletricidade a carvão mineral.

Para as tecnologias a carvão e a gás natural, a etapa *upstream* é algumas vezes

subdividida em *upstream* do combustível e *upstream* da usina (MIRANDA, 2012). No primeiro caso, são considerados os processos relacionados a extração, mineração, processamento e transporte do combustível. No segundo caso, são considerados os processos relacionados aos fluxos de matérias, manufatura, transporte de materiais e a construção da usina (MIRANDA, 2012; O'DONOUGHUE et al., 2014). Alguns estudos como os de Spath e Mann (2000); Kannan (2005); Whitaker et al. (2012); O'Donoughue et al. (2014); Atilgan e Azapagic (2015) consideram a avaliação do ciclo de vida completo, como extração, produção e transporte de matérias para a construção das usinas (*upstream*); ciclo do combustível, mineração, processamento, transporte do combustível e a operacionalidade e manutenção da usina (*midstream*) e disposição final (*downstream*), combinando desta forma a etapa *upstream* do combustível à etapa *midstream*. Entretanto, nem todos processos de cada etapa são descritos na avaliação dos estudos, dado que nem sempre as informações são suficientes para estabelecer os processos a serem incluídos na avaliação de cada etapa (KOORNNEEF et al., 2008; CORSTEN et al., 2013). Existem outras avaliações do ciclo de vida completo, que são realizados de forma sucinta, com enfoque nas emissões diretas (*midstream*) e indiretas (*upstream e downstream*), sendo que os estudos resumem as etapas do ciclo de vida em extração e mineração do combustível, manufatura, transporte e processamento dos materiais e do combustível, construção da usina (*upstream*), processo de combustão, geração de eletricidade e manutenção da usina (*midstream*) e descomissionamento – aterro ou reutilização (*downstream*) (ODEH; COCKERILL, 2008a; CORSTEN et al., 2013; SU; ZHANG, 2016).

Apesar de tudo, a avaliação completa do ciclo de vida que contempla as etapas *upstream*, *midstream* e *downstream* varia de acordo a ótica do pesquisador e os objetivos da pesquisa. Sendo assim, na presente pesquisa optou-se por considerar a avaliação do ciclo de vida completo, dividindo a etapa *upstream* em *upstream*-combustível e *upstream*-usina, para os sistemas de geração de eletricidade à carvão mineral e gás natural, ainda que os estudos incluídos na meta-análise não apresentassem todos processos associados à estas etapas.

Quadro 18 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia térmica a carvão mineral

(continuação)

Autor/ Região	Est.do CV/ Consideração de CH ₄	Tecnologia/ Unidade Funcional	Potência (MW)	Energia gerada (GWh/ano)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Eficiência (%)	Fator de emissão (gCO ₂ -eq/kWh)
(Hondo, 2005) Japão	<i>Upstream e Midstream/ Sim</i>	Subcrítica PC-FGD/ 1 kWh	1000	-	30	70	36,8	975,2 ^{b i}
(Pereira; Posen, 2020) Canadá	Berço ao túmulo/ Sim	Subcrítica PC- FGD ^c /1 kWh	-	-	-	-	-	979
(Mallia; Lewis, 2013) Canadá	Berço ao túmulo/ Sim	Subcrítica PC-FGD/ 1 kWh	-	22837 ^e	30	-	-	1300 ^b
								1040 ^b
								1069 ^b
								1223 ^b
(May; Brennan, 2003) Austrália	<i>Upstream e Midstream</i>	Subcrítica PC/1 kWh	-	-	25	-	33	1034 ^h
(Spath; Mann; Kerr, 1999) UEA	Berço ao túmulo/ Sim	Subcrítica PC-FGD/ 1 kWh	360	-	30	60	32	1022 ^b
(Spath; Mann, 2004) UEA	<i>Upstream e Midstream/ Sim</i>	Subcrítica PC/1 kWh	600	-	30	-	-	847

Quadro 18 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia térmica a carvão mineral

(conclusão)

Autor/ Região	Est.do CV/ Consideração de CH ₄	Tecnologia/ Unidade Funcional	Potência (MW)	Energia gerada (GWh/ano)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Eficiência (%)	Fator de emissão (gCO ₂ -eq/kWh)
(Odeh; CockerilL, 2008b) Inglaterra	Berço ao túmulo/ Sim	Subcrítica PC/1 kWh	475	3285	30	75	35,3	984
(Garcia; Marques; Freire, 2014) Portugal	Berço ao túmulo/ Sim	Subcrítica PC-FGD/ 1 kWh	300	-	-	-	37,5	988
				-	-	-	36	1021
(Agrawal; Jain; Dahiya, 2014) Índia	Berço ao túmulo/ Sim	Subcrítica PC/1 kWh	1200	-	25	85	35,5	1129
(Bouman; Ramirez; Hertwich, 2015) Noruega	Berço ao túmulo/ Sim	Subcrítica PC-FGD/ 1 kWh	550	-	30	85	38,2	856

Fonte: Elaboração do próprio autor.

^a Plantas subcríticas de carvão pulverizado com dessulfuração de gases de combustão. ^b O estudo fornece estimativas de GEE (gCO₂-eq/kWh) para cada processo durante as etapas do ciclo de vida. Neste caso, o valor apresentado é o somatório de todas as emissões destas etapas que vai da mineração ao descomissionamento. ^c Assumiu-se a tecnologia empregada por Mallia e Lewis (2013), dado que se trata de estudos da mesma região. ^d O estudo apresenta a geração de 460 MW e considera 7800 h/ano como sendo as horas de carga completa. ^e Foi subtraído a capacidade de geração líquida da usina a óleo e gás Lennox GS (278 GWh). ^f Valores de emissões para cada região apresentado no estudo. ^g inclui avaliações de alguns processos desde a mineração, processamento de materiais, transporte até a operação, sem uma ordem específica. Ou seja, alguns processos podem estar incluídos em um estudo e não em outros. ^h O estudo fornece estimativas separadas para cada GEE, apresenta as emissões das etapas do ciclo de vida em (%) e considera GWP100; CH₄ de 21 CO_{2eq} e N₂O de 310 CO_{2eq}. ⁱ O estudo fornece estimativas separadas para cada GEE, apresenta as emissões das etapas do ciclo de vida e considera GWP100; CH₄ de 21 CO_{2eq} e N₂O de 310 CO_{2eq}.

5.4 SISTEMAS TERMELÉTRICOS A GÁS NATURAL

O Brasil dispõe significativos recursos de gás natural, com expectativas de crescimento na produção líquida (ANP, 2020a). A infraestrutura e o processamento envolvem uma produção de milhões de metros cúbicos e quilômetros de extensão em linhas de transporte e distribuição do combustível (TOLMASQUIN, 2016b). O combustível é utilizado para diversos fins (FIOROTTI et al., 2016; FUHRMANN, 2016), entre eles, nos sistemas de geração de eletricidade, cujas tecnologias nacionais são geralmente de ciclo simples (CS), ciclo combinado (CC) e cogeração (EPE, 2018).

O gás natural se destaca entre os combustíveis fósseis (PIKON et al., 2016; TAGLIAFERRI et al., 2017) e, de acordo com as políticas econômicas e regulamentares sobre emissões de GEE, ele é visto uma escolha assertiva para o funcionamento dos sistemas de geração de eletricidade (MEIER et al., 2005). O consumo global do gás natural deve crescer em 40% até 2040, sendo considerado como uma alternativa mais limpa comparado aos combustíveis fósseis convencionais como o carvão e o óleo combustível na geração de eletricidade, embora sua utilização não esteja isenta de efeitos adversos ao meio ambiente (PHUMPRADAB; GHEEWALA; SAGISAKA, 2009; YOUNG et al., 2019). Além disso, é possível que na etapa *upstream*-combustível ocorram vazamentos de CH₄, que é um GEE mais agressivo ao meio ambiente em relação ao CO₂ (SPATH; MANN, 2004; MEIER et al., 2005; TAGLIAFERRI et al., 2017; LULLO et al., 2020), embora em termos gerais o CO₂ é considerado como o GEE dominante (MEIER et al., 2005; HAMMOND; HOWARD; JONES, 2013).

Os sistemas de geração a gás natural liberam menos carbono na fase de combustão em comparação com os sistemas a carvão (CHANG et al., 2015), porém o vazamento de CH₄ no uso do gás natural (LITTLEFIELD et al., 2017; CHO; STREZOV, 2020) pode ser climaticamente mais agressivo em comparação ao uso do carvão, contribuindo significativamente nas emissões do seu ciclo de vida (HARDISTY; CLARK; HYNES, 2012; ATILGAN; AZAPAGIC, 2015; PIKON et al., 2016; GILBERT; SOVACOOOL, 2017).

Segundo Bouman, Ramirez e Hertwich (2015), as emissões totais de GEE em gCO₂-eq/kWh variam consideravelmente de acordo ao tipo de tecnologia e região, sendo que as emissões fugitivas de CH₄ podem ser entre 0,08 a 1,52 kgCO₂-eq/kWh. Segundo Corsten et al. (2013) a fase *upstream* contribui significativamente nas emissões totais de GEE do gás natural, justamente porque ocorrem vazamentos de CH₄ durante os processos de perfuração,

operação dos poços, extração do gás natural e vazamentos na infraestrutura intermediárias de compressão e redistribuição do gasoduto. Portanto, o impacto das emissões fugitivas de CH₄ podem ser significativamente representativas na contribuição dos impactos totais do ciclo de vida destes sistemas de geração de eletricidade, variando de 3 a 56%, em função da tecnologia e da região (BOUMAN; RAMIREZ; HERTWICH, 2015).

No estudo de ACV dos sistemas fósseis realizado na Turquia por Atilgan e Azapagic (2015) foram reportadas estimativas de emissões totais do ciclo de vida de 1126 gCO₂-eq/kWh, 1062 gCO₂-eq/kWh e 499 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, para os sistemas de geração a carvão (*lignite and hard coal*) e a gás natural de ciclo combinado (CC). No estudo foi verificado que mais de 70% destas emissões estavam associadas a fase de combustão dos sistemas avaliados no estudo. Entretanto, no caso particular dos sistemas de geração a gás natural, no estudo foi apontado que 17% das emissões estavam associadas ao vazamento do gás (CH₄) nas linhas de transporte e distribuição.

Gilbert e Sovacool (2017) também afirmaram que as emissões de gás natural estão associadas com a tecnologia e a eficiência da planta, sendo que as plantas mais antigas nos EUA chegam a emitir até 427 gCO₂-eq/kWh. Dones et al. (2004) reportaram 434 gCO₂-eq/kWh para as tecnologias de CC considerando 55% de eficiência. Segundo os autores, este valor está muito próximo a média das emissões reportadas na Europa (423 gCO₂-eq/kWh, com uma eficiência de 57,5%) e na Suíça (391 gCO₂-eq/kWh com 60% de eficiência). Contudo, com a implantação de plantas modernas de CC estas emissões podem reduzir-se até 362 gCO₂-eq/kWh, sendo que, alguma alteração da tecnologia (maiores valores de aquecimento- HV- *Heater value*) e aumento das eficiências pode originar mudanças nos intervalos das emissões de GEE e proporcionalmente originar reduções nas necessidades de combustíveis para o funcionamento destes sistemas de geração de eletricidade (FREDDY; HANDLER; JULIO, 2017).

As estimativas das emissões ainda podem ser muito menores com aplicação das tecnologias CCS em plantas CC (SPATH; MANN, 2000; YOUNG et al., 2019), com as quais as emissões podem ser reduzida dentro do intervalo de 42 a 250 gCO₂-eq/kWh (BOUMAN; RAMIREZ; HERTWICH, 2015; GILBERT; SOVACOO, 2017). Entretanto, pesquisas com o uso de tecnologias CCS não tem sido muito aplicada para gás natural, comparada às plantas a carvão, devido as eficiências e os custos de operação entre os dois tipos de sistemas de geração de eletricidade (SPATH; MANN, 2004; LACY et al., 2015).

Dentro das fronteiras estabelecidas na presente pesquisa, foram identificados 3

sistemas de geração de eletricidade a gás natural em operação no SIN, cujas as especificações foram apresentadas anteriormente no Quadro 8.

A revisão bibliográfica permitiu a identificação de aproximadamente 500 estudos genéricos, cujo processo de busca está apresentado no Quadro 19 e a seleção dos estudos para a meta-análise está representada na Figura 18. O critério de seleção para a meta-análise seguiu os moldes da metodologia, com ênfase a seleção de estudos com características similares àquelas apresentadas pelas 3 usinas do SIN, precisamente, a gás natural, ciclo simples (GNCS) e combinado (GNCC), para obtenção de melhores resultados e comparações justas.

Quadro 19 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração a gás natural nas bases de dados

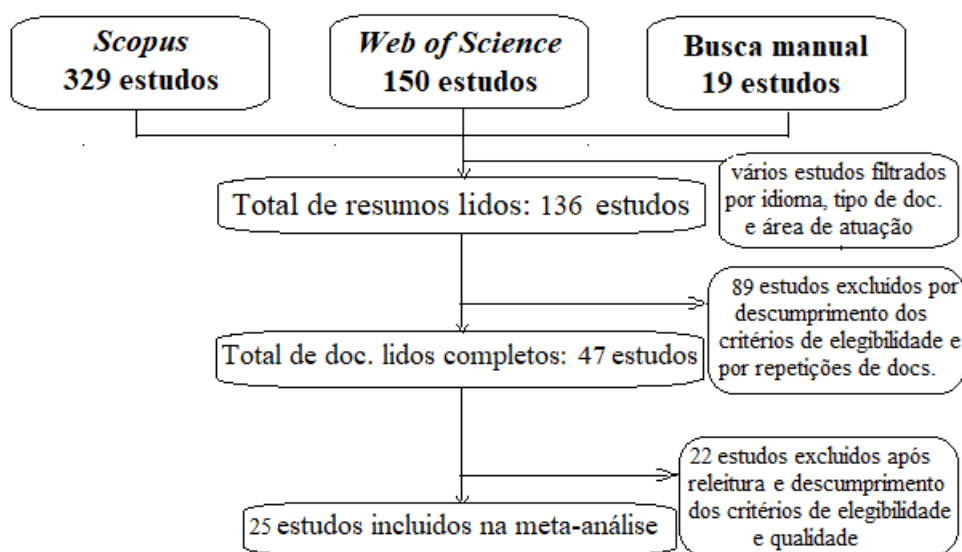
Detalhes	Scopus	Web of Science
Método de busca e palavra-chave	Busca externa: <i>“Life cycle assessment” OR “Life cycle analysis” AND “greenhouse gas” OR “emission factor” AND “natural gas”</i> Busca interna: <i>“electric plants” OR “electric power” OR “electricity generation” OR “electricity systems” OR “energy plants”</i>	Busca externa: <i>“Life cycle assessment” OR “Life cycle analysis” AND “greenhouse gas” OR “emission factor” AND “natural gas”</i> Busca interna: <i>“electric plants” OR “electric power” OR “electricity generation” OR “electricity systems” OR “energy plants”</i>
Nº de documentos gerais	329 genéricos. Filtrados por idioma, campo de atuação e tipo de documento (A), sendo que 83 documentos tiveram os resumos lidos (B) e 23 foram selecionados para leitura pormenorizada (C).	150 (A), 34 (B) e 12 (C). Mais 19 documentos encontrados por busca manual

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Várias razões estiveram na redução dos estudos, sendo que alguns estudos avaliavam o uso do gás natural em outros contextos, como aqueles conduzidos por Littlefield et al. (2017); Tagliaferri et al., (2017); Lullo et al. (2020); Su e Zhang (2016); Sapkota, Oni e Kumar (2018); Raj et al. (2016); Hammond, Howard e Jones (2013); Pérez-Camacho, Curry e Cromie (2019) e Pikon et al. (2016), que abordavam a avaliação das emissões fugitivas do CH₄, análise comparativa dos gasodutos, desenho ótimo das linhas de transporte e avaliação técnico econômica no suministro do gás natural, aperfeiçoamento das bases de dados para ciclo de vida dos combustíveis fósseis como carvão mineral, gás natural e produção de gás de xisto, utilização do gás natural como combustível para veículos (biogás) e uso doméstico (sistemas de aquecimento), entre outras abordagens.

Deste modo, o total de estudos encontrados nas bases de dados foi reduzido a 47 após refinamentos, sendo que, aplicados os critérios de elegibilidade e qualidade, apenas 25 estudos contribuíram para a meta-análise como apresentado na Figura 18. Os 25 estudos apresentaram 29 estimativas de emissão de GEE que foram incluídas na meta-análise. Estes estudos e as correspondentes estimativas estão apresentados no Quadro 20.

Figura 18 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração a gás natural



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Outros estudos como de Dones et al. (2005); Kim e Dale (2005), apesar de apresentarem resultados interessantes, focavam-se na elaboração de inventários de ciclo de vida e apresentavam as estimativas em intervalos. Destacam-se também os estudos de Lacy et al. (2015); Singh, Strømman e Hertwich (2011), que estimavam as emissões do ciclo de vida a partir de um sistema GNCC hipotéticos e uso de tecnologias CCS; Burnham et al. (2012), que apresentava as emissões de forma gráfica; Viebahn et al. (2007), que comparava as emissões do ciclo de vida de sistemas fósseis com e sem uso de tecnologias CCS, porém apresentava os resultados de forma gráfica; Rashid et al. (2019), que realizaram a avaliação técnico e econômico do ciclo de vida dos sistemas de geração híbridas (gás natural e solar).

Portanto, os estudos anteriormente referenciados, embora envolvessem uma análise sobre a geração de eletricidade através do gás natural, não foram incluídos na meta-análise.

Quadro 20 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a gás natural
(continua)

Autor/ Região	Est.do CV/ Consideração de CH ₄	Tecnologia/ Unidade Funcional	Potência (MW)	Energia gerada (GWh/ano)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Eficiência (%)	Fator de emissão (gCO ₂ -eq/kWh)
(Dones et al., 2004) China	<i>Upstream e Midstream</i>	CC/1 kWh	-	-	-	-	55	434,3 [†]
(Hondo, 2005) Japão	<i>Upstream e Midstream</i>	CS e CC/ 1 kWh	1000	-	30	70	37,2	607,6 ^{b j}
							43,6	518,8 ^{b j}
(Mallia; Lewis, 2013) Canadá	Berço ao túmulo	CS e CC/ 1 kWh	2010	8277 ^d	30	87	-	463,2 ^{b c}
(Lee; Lee; Hur, 2004) Coreia	<i>Upstream e Midstream</i> ^h /Não	CC/ 1 kWh	-	22716	-	-	36,3	512,3 ^{be}
(Pereira; Posen, 2020) Canadá	Berço ao túmulo /Sim	CS e CC/ 1 kWh	-	-	-	-	-	805,5
								554,8
(Kannan, 2005) Singapura	Berço ao túmulo /Sim	CC/ 1 kWh	367,5	2450	25	83	50	474 ^{b j}
(Castelazo; Gujba; Azapagic, 2011) México	Berço ao túmulo /Sim	CC/ 1 kWh	11590	91064	-	67	44,5	468 ^a
(Bouman; Ramirez; Hertwich, 2015) Noruega	Berço ao túmulo /Sim	CC/ 1 kWh	555	-	30	85	55,6	365
(Piemonte et al., 2011) Itália	<i>Upstream e Midstream</i>	CS/ 1 kWh	340	-	-	-	30	934
(Osman; Ries, 2007) EUA	<i>Upstream e Midstream</i>	CC/ 1 kWh	500	-	30	-	49	445 j
(Georgakellos, 2012) Grécia	Berço ao túmulo /Não	CC/ 1 kWh	-	7765	-	-	-	496,63k
(Meier et al., 2005) EUA	Berço ao túmulo /Sim	CC/ 1 kWh	620	-	30	-	48	466,3b j

Quadro 20 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a gás natural
(continuação)

Autor/ Região	Est.do CV/ Consideração de CH ₄	Tecnologia/ Unidade Funcional	Potência (MW)	Energia gerada (GWh/ano)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Eficiência (%)	Fator de emissão (gCO ₂ -eq/kWh)
(Spath; Mann, 2004) EUA	<i>Upstream e Midstream</i> ^g /Sim	CC/ 1 kWh	600	-	-	-	41	499 ^{g j}
(Spath; Mann, 2000) EUA	Berço ao túculo /Sim	CC/ 1 kWh	505	-	30	80	48,8	499,1 ^{b j}
(May; Brennan, 2003) Austrália	<i>Upstream e Midstream</i>	CS e CC/ 1 kWh	-	-	25	-	35	762,86 ^{b j}
							50	502,36 ^{b j}
(Adedeji et al., 2020) Brunei	Berço ao túculo	CC/ 1 kWh	759	4255	25	64	30	758,9
(Phumpradab; Gheewala; Sagisaka, 2009) Tailândia	<i>Upstream e Midstream</i> /Sim	CS e CC/ 1 kWh	2300	30207,32	-	-	39	690 ^b
			1380	11091,71	-	-	44	539,5 ^b
(Song et al., 2018) Macau	Berço ao túculo /Não	CC/ 1 kWh	136,4	377 ⁱ	-	-	41,65	420 ^b
(Freddy; Handler; Julio, 2017) México	Berço ao túculo /Sim	CC/ 1 kWh	-	-	-	85	44,5	619 k
(Ramirez et al., 2019) Equador	Berço ao túculo /Não	CS/ 1 kWh	250	-	40	-	33,6	680 k
(Garcia; Marques; Freire, 2014) Portugal	Berço ao túculo /Sim	CC/ 1 kWh	400	-	-	-	57,8	423
(Tarannum; Mohammedy, 2019) Bangladesh	<i>Upstream e Midstream</i> /Sim	CC/ 1 kWh	450	2365,2	25	60	51	464,13

Quadro 20 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a gás natural (conclusão)

Autor/ Região	Est.do CV/ Consideração de CH ₄	Tecnologia/ Unidade Funcional	Potência (MW)	Energia gerada (GWh/ano)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Eficiência (%)	Fator de emissão (gCO ₂ -eq/kWh)
(Agrawal; Jain; Dahiya, 2014) Índia	Berço ao túmulo /Sim	CC/ 1 kWh	350	-	25	85	42	584
(Akber; Thaheem; arshad, 2017) Paquistão	Berço ao túmulo /Sim	CC/ 1 kWh	400	31,196	30	-	31,17	531 ^k
(Odeh; Cockerill, 2008b) Inglaterra	Berço ao túmulo /Sim	CC/ 1 kWh	500	3285	30	75	50,1	488 ^b

Fonte: Elaboração do próprio autor.

^a O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada GEE, considera GWP100; CH₄ de 25 CO₂ e N₂O de 298 CO₂. ^b O estudo fornece emissões separados para cada etapa do ciclo de vida. ^c Valor médio das emissões do ciclo de vida das 20 usinas GNCS/CC. O estudo fornece emissões separadas para cada usina, mas não especifica as usinas CS das CC. Aqui se desconsideram as 7 usinas CHP, pois a tecnologia diverge das usinas brasileiras avaliadas na presente pesquisa. ^d Foi subtraído a capacidade de geração líquida das CHP (3048 GWh), ou seja, as 27 usinas juntas somam a capacidade de geração de 11,325 GWh/ano, na matriz. ^e O estudo fornece emissões separados para cada etapa do ciclo de vida, mas não fornece estimativa de emissão de todo ciclo de vida. Neste caso, seguindo o procedimento de Malia e Lewis 2013, a emissão do ciclo de vida e a soma da emissão de todas etapas, ou seja, foi somado a emissão da etapa *upstream* e as emissões direitas da fase operacional (24,3 + 488 gCO₂-eq/kWh). ^f Valor médio das emissões de quatro cidades. O estudo fornece o valor das emissões por separado para cada cidade (sempre que o estudo apresentasse estimativas separadas, mas depois apresentasse o valor médio das estimativas, então, as estimativas separadas eram descartadas, assumindo-se assim, apenas o valor médio). ^g extração, processamento, transporte, distribuição e operação. ^h extração, processamento, transporte e distribuição. ⁱ média da geração anual de eletricidade. ^j O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada GEE e considera GWP100; CH₄ de 21 CO_{2eq} e N₂O de 310 CO_{2eq}, sendo que deve ser convertido no GWP100 da presente pesquisa. OBS: N₂O de 316 CO_{2eq}, no estudo de Osman e Ries (2007). ^k O estudo não apresentou a emissão *downstream*, então foi harmonizado pela fronteira.

5.5 SISTEMAS TERMELÉTRICOS A ÓLEO COMBUSTÍVEL

No Brasil, os sistemas de geração de eletricidade a partir de derivados do petróleo (óleo combustível e diesel) estão maioritariamente localizados nas regiões Sudeste e Norte, sendo que para o sistema interligado nacional (SIN), na região Sudeste estes sistemas são importantes para garantir a complementaridade térmica, enquanto que na região Norte elas atendem o sistema isolado (EPE, 2007).

O óleo combustível é importante para a geração termelétrica devido ao seu baixo preço, porém, as emissões de GEE pela sua utilização são comparativamente maiores em relação ao gás natural e óleo diesel, que são caracterizados como combustíveis mais leves (FREDDY; HANDLER; JULIO, 2017). Esta característica do óleo combustível refere-se à presença de hidrocarbonetos pesados (carbono, hidrogênio, sulfato e nitrogênio), possui pontos de viscosidades e densidades variáveis e alto teor de enxofre na sua composição (EPE, 2007; DA COSTA, 2013).

Segundo Tarannum e Mohammedy (2019), o impacto do óleo combustível em termos de GWP, pode ser duas vezes maior do que o impacto causado no processo de combustão do gás natural. O gás natural supera o óleo combustível somente nas emissões indiretas referentes aos processos de extração e processamento (7,5% versus 1,4%), transporte de matérias primas (20,2% versus 10,7%) e construção das usinas (0,5% versus 0,3%), embora o transporte do óleo combustível emita maiores quantidades de CO₂ em relação as emissões do gás natural nos gasodutos (TARANNUM e MOHAMMEDY, 2019).

Castelazo, Gujba e Azapagic (2011) realizaram um estudo de ACV da matriz elétrica do México em 2006. Os autores reportaram que os sistemas de geração pelo uso de fósseis (gás natural, carvão mineral, óleo combustível e diesel) contribuíram com mais de 87% nas emissões do ciclo de vida. Além disso, o sistema de geração a óleo combustível resultou, comparativamente, mais crítico entre os sistemas fósseis avaliados no estudo, com exceção ao carvão.

Similar ao estudo anterior, Freddy, Handler e Julio (2017) avaliaram o impacto do ciclo de vida de diversos sistemas de geração elétrica no México e Yucatán entre 2007 a 2013 e realizaram uma projeção da performance ambiental destes sistemas desde 2013 até 2028. De acordo com os autores, para o México, o incremento de 15% uso do gás natural na matriz contribuiu na redução de 15 a 10% do uso óleo combustível e do carvão entre 2007 a 2013,

com isso se obteve uma redução de até 11% em todas categorias de impactos avaliados no estudo. A projeção para 2028 foi de um incremento de 29% no uso do gás natural, o que originaria a redução do uso do carvão e do óleo combustível e a possível redução de 34 a 77% dos impactos ambientais. Na localidade de Yucatán, o estudo revelou que os impactos ambientais crescem até 86% entre 2007 e 2013, devido ao decréscimo de 17% no uso do gás natural e ao incremento substancial de 728% no uso do óleo combustível e incremento de e 13,5% para o diesel. Entretanto, de acordo com os autores, a projeção do incremento de 18% no uso do gás natural reverteria em até 26% o valor do impacto ambiental entre 2007 e 2013. Em suma, o estudo reportou emissões em termos de GWP de 710 gCO₂-eq/kWh a 693 gCO₂-eq/kWh entre 2007 a 2013, com projeção de 465 gCO₂-eq/kWh, para o México e emissões em termos de GWP de 692 gCO₂-eq/kWh a 762 gCO₂-eq/kWh, com projeção de 613 gCO₂-eq/kWh, para Yucatán, nos mesmos anos de análise.

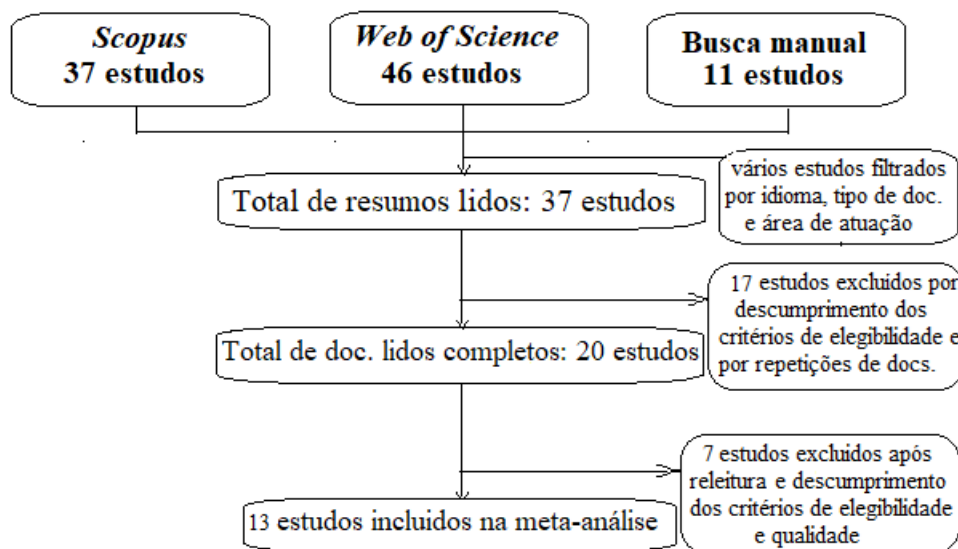
A revisão bibliográfica permitiu a identificação de 83 estudos genéricos nas bases de dados. Os mecanismos de busca destes estudos estão especificados no Quadro 21 e o processo de seleção dos estudos para a meta-análise está representado na Figura 19, na qual foram considerados 13 estudos para a meta-análise, após aplicação filtros, leitura dos resumos e aplicação dos critérios de elegibilidade e qualidade, como descrito na metodologia.

Quadro 21 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração a óleo combustível nas bases de dados

Detalhes	Scopus	Web of Science
Método de busca e palavra-chave	Busca externa: <i>“Life cycle assessment”</i> OR <i>“Life cycle analysis”</i> AND <i>“greenhouse gas”</i> OR <i>“emission factor”</i> AND <i>“fuel oil”</i> OR <i>“oil fired”</i> Busca interna: <i>“energy systems”</i> OR <i>“electricity generation”</i> OR <i>“electric energy plants”</i>	Busca externa: <i>“Life cycle assessment”</i> OR <i>“Life cycle analysis”</i> AND <i>“greenhouse gas”</i> OR <i>“emission factor”</i> AND <i>“fuel oil”</i> OR <i>“oil fired”</i> Busca interna: <i>“energy systems”</i> OR <i>“electricity generation”</i> OR <i>“electric energy plants”</i>
Nº de documentos gerais	37 documentos genéricos. Sendo que, estes documentos foram reduzidos em 17 após busca interna. Todos tiveram os resumos lidos (B) e 2 foram selecionados para leitura pormenorizada (C).	46 documentos genéricos. Sendo que, estes documentos foram reduzidos em 9 após busca interna (B) e 7 (C). Mais 11 documentos encontrados por busca manual

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 19 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração a óleo combustível



Fonte: Elaboração do próprio autor.

No estudo de Hauck et al. (2016) não foi avaliado de forma específica o sistema de geração de eletricidade, senão, múltiplos sistemas e apresentava a estimativas pelo uso de um modelo de regressão linear. Portugal-Pereira et al. (2016) avaliaram, mediante um modelo de previsão (cenários), as emissões do ciclo de vida dos sistemas de geração elétrica do Brasil. Entretanto, no estudo não se avalia em absoluto os impactos ambientais de uma tecnologia específica, sendo que a simplificação aplicada, embora usual, não representa os impactos reais dos sistemas de geração em uma determinada métrica e horizonte temporal. Tokunaga e Konan, (2014), que faz referência ao uso do petróleo (óleo combustível e diesel), realiza uma ACV específica destes combustíveis, senão que, avalia o impacto do ciclo de vida de sistemas de geração de eletricidade com biocombustíveis, sendo que de alguma forma estes sistemas utilizam o petróleo em alguma etapa do ciclo de vida (*upstream*). Estes e outros estudos descritos anteriormente, resultaram em dados interessantes, no entanto, não cumpriram com os critérios de elegibilidade. Com isso, justifica-se a exclusão deles, sendo que 13 estudos contribuíram para a meta-análise, dos quais 9 estudos foram obtidos após refinamentos e leituras dos resumos e 4 estudos foram adicionados após a busca manual de 11 estudos pelas citações em artigos relacionados. Os 13 estudos considerados para a meta-análise estão especificados no Quadro 22.

Quadro 22 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a óleo combustível
(continua)

Autor/ Região	Estágio de ciclo de vida/ Unidade funcional	Potência (MW)	Energia gerada (GWh)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Eficiência (%)	Fator de emissão de GEE (gCO ₂ -eq/kWh)
(Hondo, 2005) Japão	<i>Upstream e Midstream/</i> 1 kWh	1000	n.i	30	70	36,2	742,1 ^{a c}
(Castelazo; Gujba; Azapagic, 2011) México	Berço ao túbulo/ 1 kWh	12895	51931	-	46	34,9	964 ^b
(Georgakellos, 2012) Grécia	Berço ao túbulo ^e / 1 kWh	500	6513	35	-	-	844,23 ^e
(Tarannum; Mohammedy, 2019) Bangladesh	<i>Upstream e Midstream/</i> 1 kWh	45	187,25	25	47,5	38	830,82 ^a
(Garcia; Marques; Freire, 2014) Portugal	Berço ao túbulo/ 1 kWh	500	-	-	24	35,6	912
(Piemonte et al., 2011) Itália	<i>Upstream e Midstream/</i> 1 kWh	1700	-	-	-	30	1134
(Kannan et al., 2004) Singapura	Berço ao túbulo/ 1 kWh	250	1512	25	70	33	932 ^{a c}
(Freddy; Handler; Julio, 2017) México	Berço ao túbulo/ 1 kWh	-	-	-	85	34,9	1150 ^e
(Mallia; Lewis, 2013) Canada	Berço ao túbulo/ 1 kWh	2100	278	30	-	-	1082 ^a
(Brizmohun; Ramjeawon; Azapagic, 2015) Maurícias	Berço ao túbulo e f/ 1 kWh	295	885	-	-	42,7	754 ^{c e f}
(Lee; Lee; Hur, 2004) Coréia	<i>Upstream e Midstream/</i> 1 kWh	-	9376	-	-	37,2	846 ^{d f}

Quadro 22 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a óleo combustível
(conclusão)

Autor/ Região	Estágio de ciclo de vida/ Unidade funcional	Potência (MW)	Energia gerada (GWh)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Eficiência (%)	Fator de emissão de GEE (gCO ₂ -eq/kWh)
(Ramirez et al., 2019) Equador	Berço ao túbulo/ 1 kWh	440,5	-	60	-	32,2	932
(Akber; Thaheem; arshad, 2017) Paquistão	Berço ao túbulo ^e / 1 kWh	500	38,690	30	-	36	1502,86 ^e

Fonte: Elaboração do próprio autor.

^a O estudo fornece emissões separadas para cada etapa do ciclo de vida. ^b O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada GEE, considera GWP100; CH₄ de 25 CO₂ e N₂O de 298 CO₂. ^c O estudo considera GWP100; CH₄ de 21 CO_{2eq} e N₂O de 310 CO_{2eq}, sendo que deve ser convertido no GWP100 da presente pesquisa. ^d O estudo fornece emissões separadas para cada etapa do ciclo de vida, mas não fornece a estimativa do ciclo de vida. Neste caso, seguindo o procedimento de Malia e Lewis 2013, a emissão do ciclo de vida e a soma da emissão de todas etapas, ou seja, foi somado a emissão da etapa *upstream* e as emissões diretas da fase operacional (41,6 + 805 gCO₂-eq/kWh). ^e O estudo não apresentou a emissão *downstream*, então foi harmonizado pela fronteira. ^f O estudo não considera a construção da usina, então foi harmonizado pela etapa *upstream*-construção.

5.6 SISTEMAS TERMELÉTRICOS A ÓLEO DIESEL

A participação das termelétricas a óleo diesel nas matrizes elétricas, em termos percentuais, não tem sido grande comparada às termelétricas a gás natural e a carvão mineral (EPE, 2007). As exclusividades podem ser explicadas no preço do combustível, comparado ao carvão ou no impacto das emissões de GEE se comparado com a geração a gás natural, nuclear, solar e eólica.

Em alguns casos, o diesel é utilizado para geradores em turbinas que funcionam simultaneamente com o gás natural (CHO; STREZOV, 2020). Em outros casos, os sistemas de geração a diesel, em virtude ao seu rápido e fácil acionamento, são comumente utilizados para atender as demandas de pico de consumo de eletricidade nas circunstâncias de sobrecargas, paralização ou estiagens de outros sistemas de geração de eletricidade como as termelétricas e as hidrelétricas (GILMORE; ADAMS; LAVE, 2010; TOLMASQUIN, 2016b). Por conseguinte, existe na literatura um déficit de estudos específicos sobre os sistemas de geração a óleo diesel (RAMIREZ et al., 2019). Ainda assim, há caso em que o energético é utilizado como fonte principal para a geração de eletricidade em termelétricas a diesel, sendo que desde a perspectiva do ciclo de vida, o processo de extração e refinamento do petróleo e a combustão têm altas contribuições nas emissões de GEE do ciclo de vida destes sistemas de geração de eletricidade (RAMIREZ et al., 2019; CHO; STREZOV, 2020).

O uso do óleo diesel para a geração de eletricidade, demanda maiores temperaturas durante a sua combustão (CHO; STREZOV, 2020), porém as eficiências das usinas de geração não são muito altas, sendo que isto influencia nas emissões de GEE (KARMAKER et al., 2020). Consequente, a estimativa de GEE resultante do processo da queima deste combustível para geração de eletricidade supera as emissões dos sistemas a gás natural. Há também o efeito das condições de combustão do diesel devido à entrada de ar e teores de umidade, que contribuem negativamente nas emissões dos materiais particulados, SO_2 e NO_x , que provocam alterações na biodiversidade local, tais como chuvas ácidas, suspensão de pós e cinzas, e diversos danos à saúde humana (EPE, 2007; GILMORE; ADAMS; LAVE, 2010).

Pela perspectiva de ACV, diferentes sistemas de geração de eletricidade em diferentes locais e com diferentes características tecnológicas, dentre as quais estão a eficiência e capacidade do sistema, impactam de diferentes formas no meio ambiente (QUEK et al., 2019). De acordo Karmaker et al. (2020), o fator de emissão médio dos sistemas de geração a óleo diesel é 640 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$. Entretanto, estes autores estimaram para Bangladesh um

fator de emissão de 760 gCO₂-eq/kWh pela simulação matemática, sendo que a diferença foi explicada como erro relativo entre as características do combustível (óleo diesel) e as tecnologias. Vandani, Joda e Bozorgmehry (2016) realizaram uma análise exergética para avaliar a disponibilidade, melhorar as eficiências e reduzir as irreversibilidades dos sistemas de geração a óleo diesel. Ramirez et al. (2019) afirmaram que a eficiência destes sistemas pode variar entre 33% a 35%, principalmente quando a turbina funciona com óleo diesel e gás natural. Karmaker et al. (2020) apresentaram um intervalo de eficiências térmicas do sistema que varia de 30% a 46%, em dependência do tipo de ciclo. Contudo, os autores concordam (QUEK et al., 2019; RAMIREZ et al., 2019; KARMAKER et al., 2020), que as estimativas de GEE do ciclo de vida dos sistemas de geração a diesel e o erro relativo podem variar para cada usina de acordo as suas características e localização.

Algumas características dos geradores a diesel, *backup* (sistemas de emergências) e autônomos, permitem que estes sistemas sejam instalados em áreas remotas e sejam hibridizados com outras tecnologias como a solar e eólica, ademais, estes motores dominam o mercado através do seu baixo custo de geração de energia (EPE, 2007). Estas tecnologias híbridas reduzem as emissões em 20 a 60% em comparação a tecnologia diesel autônoma, principalmente as emissões de NO_x. Outra redução de 40 a 95% das emissões de NO_x, pode ocorrer com a aplicação de tecnologias de retroalimentação como *selective catalytic reduction* (SCR), experimentados por alguns países, como os Estados Unidos e China (EPE, 2007; GILMORE; ADAMS; LAVE, 2010; CHO; STREZOV, 2020).

Existem diferentes tipos de óleo diesel, considerando as suas respectivas características. No Brasil utiliza-se o diesel do Tipo B⁵⁵, também conhecido como diesel metropolitano, comumente aplicado nas termelétricas para a geração de eletricidade após um acréscimo de 13% de biodiesel (ANP, 2021). Este diesel, difere dos outros tipos por possuir como máximo 0,5% de enxofre na sua composição, maior viscosidade e é pouco corrosivo. Assim, no processo de combustão são formados componentes tóxicos como CO, NO_x, SO_x, cujas concentrações estão diretamente relacionadas a característica do combustível e as condições técnicas do sistema de geração de eletricidade (EPE, 2007; COSTA, 2013).

A revisão bibliográfica permitiu a identificação de 823 estudos genéricos nas bases de dados. Os mecanismos de busca destes estudos estão especificados no Quadro 23 e o processo

⁵⁵ A Petrobrás coloca a disposição do mercado os diesel do Tipo A (uso automotivo e instalações de pequeno porte), Tipo B (uso automotivo e geração de eletricidade) e o Tipo D (uso marítimo). As especificações técnicas de cada tipo de óleo diesel podem ser encontradas em (COSTA, 2013).

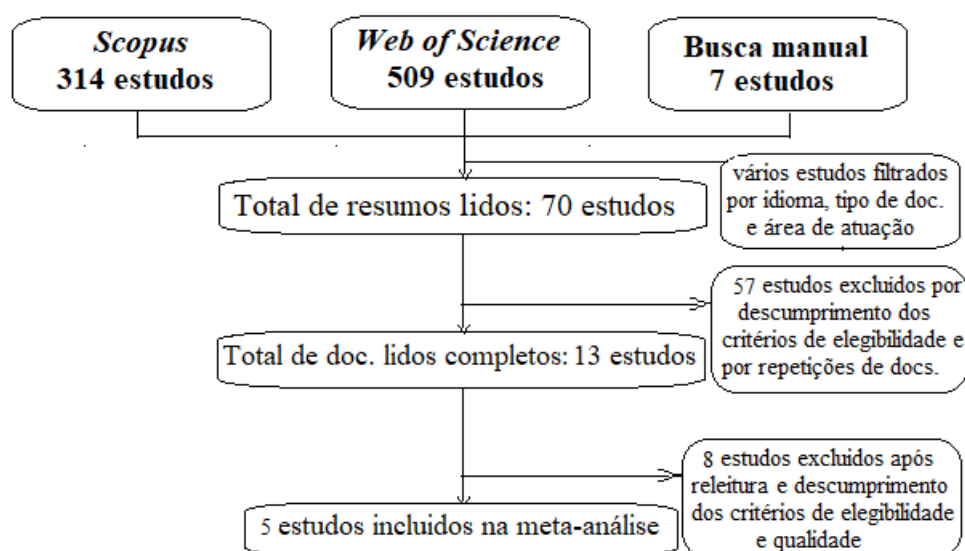
de seleção dos estudos para a meta-análise está representado na Figura 20, na qual foram considerados 5 estudos para a meta-análise, após aplicação de filtros, leitura dos resumos e aplicação dos critérios de elegibilidade e qualidade, como descrito na metodologia.

Quadro 23 - Critérios de buscas dos estudos sobre geração a diesel bases de dados

Detalhes	Scopus	Web of Science
Método de busca e palavra-chave	Busca externa: <i>“Life cycle assessment” OR “Life cycle analysis” AND “greenhouse gas” OR “emission factor” AND “diesel” OR “oil diesel”</i> Busca interna: <i>“energy systems” OR “electricity generation” OR “electric energy plants”</i>	Busca externa: <i>“Life cycle assessment” OR “Life cycle analysis” AND “greenhouse gas” OR “emission factor” AND “diesel” OR “oil diesel”</i> Busca interna: <i>“energy systems” OR “electricity generation” OR “electric energy plants”</i>
Nº de documentos gerais	314 documentos genéricos. Sendo que, estes documentos foram reduzidos em 110 após busca interna. 39 tiveram os resumos lidos após refinamentos (B) e 5 foram selecionados para leitura pormenorizada (C).	509 documentos genéricos. Sendo que, estes documentos foram reduzidos em 42 após busca interna. 24 (B) e 3 (C). Mais 7 documentos encontrados por busca manual

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Figura 20 - Etapas da seleção dos estudos para a meta-análise do sistema de geração a diesel



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Alguns estudos como de Tang e Mudd (2015) e Li et al. (2013) avaliavam as emissões dos sistemas de geração a óleo diesel. Tang e Mudd (2015) avaliavam a capacidade de

geração elétrica das usinas a óleo diesel em função das emissões de componentes orgânicos e inorgânicos. De acordo com estes autores, os compostos orgânicos são as principais fontes das emissões fugitivas das fontes térmicas, como gás natural, diesel, carvão e biogás. Para as tecnologias térmicas fósseis como a gás natural e diesel, as emissões destes compostos são maiores em relação ao carvão mineral. Ou seja, as emissões de NO_x das usinas a óleo diesel são muito mais altas em relação as usinas a carvão e que por sua vez têm emissões de SO_2 maiores que as usinas óleo diesel. Contudo, este estudo se limitava na avaliação das emissões do diesel em função da sua composição química. Li et al. (2013) analisaram as emissões do ciclo de vida do diesel como fonte secundária para a geração de eletricidade e apresentaram as emissões em outras unidades.

Outros estudos (TAN et al., 2018; XU; LEE; WANG, 2020) faziam referência ao uso do diesel como combustível para outros fins, excepto a avaliação dos seus impactos na geração de eletricidade. Destacam-se os estudos de Karmaker et al. (2020); Khan, Jack e Stephenson (2018) e Strezov e Cho (2020). Na qual, Karmaker et al. (2020) e Khan, Jack e Stephenson (2018) apresentaram estimativas de GEE destes sistemas de geração de eletricidade, sendo 760 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$ e 645,8 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$, respectivamente, porém os autores não calculam o fator de emissão desde uma abordagem de ACV. Strezov e Cho (2020) avaliou a ACV, porém centrou-se nos indicadores *midpoint* e *endpoint* considerando dados publicados nos inventários australianos e apurou que o uso do óleo diesel apresentava maiores impactos entre os indicadores avaliados. Foi destacado 6,92 g/kWh nas emissões de NO_x que foi comparativamente muito superior ao intervalo de 0,9 gNO_x/kWh a 3,74 gNO_x/kWh , estimado para outras termelétricas dentre as quais, as termelétricas a carvão e gás natural.

Entretanto, apesar da pertinência dos estudos anteriormente referenciados, as abordagens não aportaram dados para o estudo meta-analítico no contexto da presente pesquisa. Portanto, estes e outros estudos foram desclassificados, sendo que apenas 5 estudos contribuíram para a meta-análise. No Quadro 24 são apresentados os detalhes dos 5 estudos selecionados para a meta-análise.

Quadro 24 - Resumo dos estudos de ACV selecionados para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida da energia a diesel

Autor/ Região	Estágio de ciclo de vida/ Unidade funcional	Tipo	Potência (MW)	Energia gerada (GWh/ano)	Vida útil (anos)	Fator de capacidade (%)	Eficiência (%)	Fator de emissão de GEE (gCO ₂ -eq/kWh)
(Castelazo; Gujba; Azapagic, 2011) México	Berço ao túbulo 1 kWh	Motor de combustão a diesel (CE)	182	854	-	54	37,5	866 ^a
(Freddy; Handler; Julio, 2017) México	Berço ao túbulo 1 kWh	Motor de combustão a diesel	-	-	-	85	37,5	1070 ^d
(Adedeji et al., 2020) Brunei	<i>Upstream e Midstream</i> 1 kWh	Motor de combustão a diesel	12	42,048	25	40	36,15	1329,1
(Ramirez et al., 2019) Equador	Berço ao túbulo 1 kWh	Motor de combustão a diesel	180	-	40	-	34,7	945
(Song et al., 2018) Macau	Berço ao túbulo 1 kWh	Motor de combustão a diesel	271,4	312,4 ^c	-	-	44,93	710 ^b

Fonte: Elaboração do próprio autor.

^a O estudo fornece as estimativas de emissões separadamente para cada GEE, considera GWP100; CH₄ de 25 CO₂ e N₂O de 298 CO₂. ^b O estudo fornece emissões para cada estágio do ciclo de vida (emissões direitas-*midstream* e emissões indiretas-*upstream e downstream*). ^c média da geração anual de eletricidade. ^d O estudo não apresentou a emissão *downstream*, então foi harmonizado pela fronteira.

6 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados e discutidos os cálculos dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração de eletricidade da matriz elétrica do SIN, nas fronteiras da pesquisa. A abordagem é feita, primeiramente, de forma separada para cada sistema de geração de eletricidade e ao final será apresentado o FE de GEE para a matriz elétrica brasileira do SIN.

Vale salientar que todos os estudos que reportaram as estimativas de emissões separados por etapas de ciclo de vida, quando apresentaram um valor médio destas emissões, foi o considerado o valor médio reportado. Todos estudos que apresentaram estimativas de emissões em unidades diferentes, foram convertidos na unidade $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$, sempre que o cálculo fôsse possível. Quando não foi possível, os estudos foram desclassificados. Estas considerações são válidas para todos sistemas de geração analisados na presente pesquisa.

6.1 FATORES DE EMISSÃO DE GEE PARA CADA UM DOS SISTEMAS

6.1.1 Sistemas Hidrelétricos

Os estudos selecionados na etapa de meta-análise foram apresentados no Quadro 13 e Quadro 14. Os estudos de ACV apresentaram 8 estimativas de GEE do ciclo de vida que variaram de 2,06 a 574 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$, com uma mediana de 3,47 $\text{gCO}_2\text{-eq/kWh}$. Estes estudos foram harmonizados pela vida útil, fator de capacidade (FC) e cumulativamente, sendo os resultados apresentados na Tabela 3. As partes marcadas em cor cinza representam os valores que não puderam ser harmonizados, visto que os valores correspondentes de vida útil e FC não foram reportados pelos estudos.

As medidas estatísticas são apresentadas na Tabela 4. As variabilidades dos dados estão representadas pelos valores dos intervalos e múltiplos parâmetros como as médias, desvios padrão, mínimos e máximos. A tendência central está representada pelas medianas, que por sua vez, representa o FE de GEE em todos processos de harmonização. O valor da mediana é tomado como fator de emissão por se considerar um parâmetro robusto, dificilmente influenciado por fatores externos (WARNER; HEATH, 2012; KADIYALA; KOMMALAPATI; HUQUE, 2016).

Tabela 3 - Harmonização dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração hidrelétrica dos estudos selecionados sem reservatório

Estudos	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela vida útil (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo fator de Capacidade (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização Cumulativa (gCO ₂ -eq/kWh)
(Verán-leigh; Vázquez-Rowe, 2019)	2,42	4,03	2,42	4,03
(Verán-leigh; Vázquez-Rowe, 2019)	2,06	3,43	2,06	3,43
(Verán-leigh; Vázquez-Rowe, 2019)	2,33	3,88	2,33	3,88
(Rodriguez; Casper, 2018)	183,5	183,5	183,5	183,5
(Hidrovo; Uche; Gracia, 2017)	547	1823,33	437,6	1458,66
(Hidrovo; Uche; Gracia, 2017)	2,6	6,93	2,6	6,93
(Ribeiro; Silva, 2010)	4,33	14,43	6,69	22,3
(Castelazo; Gujba; Azapagic, 2011)	12	12	7,2	7,2

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Notas: As partes marcadas em cinza, não foram harmonizadas. Foi considerado o fator de capacidade (FC) de 55% e Vida útil de 30 anos, característicos das hidrelétricas nacionais.

Tabela 4 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração de hidrelétrica sem reservatório

Parâmetros	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Estimativas harmonizadas (gCO ₂ -eq/kWh)		
		Pela vida útil	Pelo fator de capacidade	Cumulativamente
Número de estimativas	8	7	3	3
Número de estudos	5	4	2	3
Média	94,53	256,44	80,55	211,24
Mediana	3,47	9,47	4,65	7,07
Desvio padrão	180,82	595,04	147,22	475
Valor mínimo	2,06	3,43	2,06	3,43
Valor máximo	547	1823,33	437,6	1458,66
Intervalo	544,94	1819,9	435,54	1455,23
1º quartil	2,4	3,99	2,4	3,99
3º quartil	54,88	56,7	51,28	62,6
Intervalo interquartil	52,48	52,71	48,88	58,61
Mudanças na média (%)	-	171	-15	123
Mudanças na mediana (%)	-	173	34	104
Mudanças no desvio padrão (%)	-	229	-19	163
Mudanças no valor mínimo (%)	-	67	0	67
Mudanças no valor máximo (%)	-	233	-20	167
Mudanças no intervalo (%)	-	234	-20	167
Mudanças no 1º quartil	-	66	0	66
Mudanças no 3º quartil	-	3	-7	14
Mudanças no Intervalo interquartil (%)	-	0	-7	12

Fonte: Elaboração do próprio autor.

De acordo com Tolmasquin (2016a), o FC médio e a vida útil das usinas hidrelétricas do SIN são 55% e 30 anos, respectivamente, tendo em conta as características técnicas das usinas, a configuração dos sistemas hidrelétricos e as vazões afluentes dos reservatórios.

Estes dados foram considerados como valores de referência e foram obtidas novas estimativas de emissões de GEE dos estudos de ACV, sendo a mediana igual à 7,07 gCO₂-eq/kWh após a harmonização cumulativa (Tabela 4). As estimativas harmonizadas provocaram um incremento de 173%, 34% e 104%, na mediana inicial e um incremento de 167% na variabilidade dos dados. Estes resultados estão marcados em **negrito** na Tabela 4, para melhor visualização.

Foi observado no estudo de Hidrovo; Uche; Gracia (2017) que a hidrelétrica operava com baixo FC, o que possivelmente indica uma baixa utilização da sua capacidade instalada, que pode ter levado ao incremento na variabilidade dos dados. Também pode estar associado à curva horária de carga, características técnicas da usina ou ainda às condições hidrológicas da região, dado que esta variabilidade também foi observada no valor da emissão e do fator de emissão do reservatório deste mesmo estudo (Quadro 14 e Tabela 5).

As 21 estimativas dos estudos relacionados aos reservatórios (Quadro 14), apresentaram emissões anuais que variaram de -5,26E+04 a 1,15E+07 tCO₂-eq/ano, sendo que estas emissões exibiram uma mediana de 2,05E+05 tCO₂-eq/ano. Assim, houve a necessidade de determinar o FE dos sistemas de geração com reservatórios em gCO₂-eq/kWh. No caso particular da geração de eletricidade por fontes hidrelétricas, utilizou-se a equação [6] para o cálculo da relação entre as emissões anuais e a geração anual de eletricidade de cada sistema hidrelétrico com reservatório. Os resultados deste cálculo estão apresentados na terceira coluna da Tabela 5, tendo-se calculado o FE das hidrelétricas com reservatório em gCO₂-eq/kWh. Os fatores de emissão das hidrelétricas com reservatório apresentaram uma mediana de 114,1 gCO₂-eq/kWh e um intervalo de dados que variaram de -67,44 a 14.666,7 gCO₂-eq/kWh, evidenciando alta variabilidade. Esta alta variabilidade foi explicada anteriormente na avaliação das hidrelétricas sem reservatórios, na qual se assinalou o estudo de Hidrovo; Uche; Gracia (2017). Pode-se também ser explicada pela diversidade das características dos reservatórios (idade, tamanho, entre outras), a forma como as medições são realizadas (medidas por difusão e por ebulição) (MIRANDA, 2012) e a possível existência de valores extremos fora do comportamento central dos dados.

Considerando-se as 8 estimativas para os estudos harmonizados e as 21 estimativas para os reservatórios, ambos agora apresentados em gCO₂-eq/kWh na Tabela 5, foi calculado

o fator de emissão do ciclo de vida dos sistemas hidrelétricos.

Tabela 5 - Estimativas consideradas para o cálculo do fator de emissão de GEE do ciclo de vida do sistema de geração hidrelétrico

Nr. de estimativas	Fator de emissão de GEE do ciclo de vida (gCO ₂ -eq/kWh)	
	Estudos harmonizados	Reservatórios
1	4,03	186,65
2	3,43	14666,7
3	3,88	86,48
4	183,5	79,3
5	1458,66	14,5
6	6,93	677,4
7	22,3	-67,44
8	7,2	1307,1
9	-	10527,37
10	-	114,1
11	-	101
12	-	116,7
13	-	96,45
14	-	10,76
15	-	3638,3
16	-	15,8
17	-	8,1
18	-	2167
19	-	473,43
20	-	253,19
21	-	2,2
Mediana		96,45

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Tendo em conta que todos estudos avaliados estão localizados em zonas tropicais e equatoriais, similares às condições brasileiras, o FE de GEE do ciclo de vida das hidrelétricas brasileiras foi calculado como a mediana dos estudos de hidrelétricas com ACV e os reservatórios (Tabela 5). Entende-se que os reservatórios participam na etapa *upstream* do ciclo de vida das hidrelétricas e suas emissões são significativas. Sendo assim, a estimativa do FE do ciclo de vida das hidrelétricas foi 96,45 gCO₂-eq/kWh, tendo sido determinado pela mediana dos 9 estudos incluídos na meta-análise, nas quais se consideram as estimativas harmonizadas cumulativamente e os fatores de emissão calculados nos reservatórios.

O valor obtido (96,45 gCO₂-eq/kWh) é superior ao fator de emissão de 83 gCO₂-eq/kWh apresentado no estudo feito por Miranda (2012). Esta diferença pode ser justificada nos dados e no tamanho da amostra que diferem nos dois estudos. Na pesquisa de Miranda

(2012) foram avaliados apenas dois estudos que apresentaram emissões dos sistemas hidrelétricos pela perspectiva de ACV. As demais estimativas incluídas na meta-análise, resultaram das emissões de CO₂ e CH₄ de estudos locais feitos em reservatórios. Entretanto, a autora não incluiu no seu estudo a avaliação sobre as emissões de Balbina, que é um dos maiores reservatórios em zonas tropicais (KEMENES; FORSBERG; MELACK, 2011), cujas emissões de GEE são altíssimas, superando as emissões de reservatórios locais como aquelas de Samuel e Tucuruí. As emissões do reservatório de Balbina são altas devido a sua baixa densidade energética, baixo rendimento de energia por unidade de área inundada e um retorno de energia gerada relativamente pequeno.

O fator de emissão estimado na presente pesquisa é também superior àqueles apresentados em outros estudos na literatura (ASDRUBALI et al., 2015; ADEDEJI et al., 2020; DONES et al. 2004; WEISSER, 2007; GEORGAKELLOS, 2012). Comparando-se com outros estudos, foi obtido o valor de 11,6 gCO₂-eq/kWh reportado por Asdrubali et al. (2015), após harmonização de 11 estimativas de 8 estudos incluídos para a meta-análise sobre hidrelétricas a fio d'água e reservatórios, cujas estimativas do ciclo de vida variaram de 2,2 a 74,8 gCO₂-eq/kWh. Adedeji et al. (2020) reportou a mediana harmonizada de 9 gCO₂-eq/kWh para as hidrelétricas de Brunei após revisão de estudos sobre hidrelétricas a fio d'água e reservatórios cujas estimativas do ciclo de vida variaram de 4 a 14 gCO₂-eq/kWh. Brizmohun, Ramjeawon e Azapagic (2015) estimaram o fator de emissão médio de 8,6 gCO₂-eq/kWh, em termos de GWP, sendo que este valor alcançou 17,1 gCO₂-eq/kWh ao considerar-se todos impactos *midpoint* e *endpoint* avaliados no ciclo de vida. Georgakellos (2012) reportou 2,51 gCO₂-eq/kWh, para as hidrelétricas na Grécia, considerando zero emissão na fase operacional e mencionou 30 gCO₂-eq/kWh e 6 gCO₂-eq/kWh para Finlândia e regiões não montanhosas. Em regiões montanhosas e frias, Dones et al. (2004) e Weisser (2007) obtiveram os fatores de emissão iguais a 0,34 gCO₂-eq/kWh e 30 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, sendo que as condições geográficas, climáticas e tecnológicas fazem jus na diferença entre as estimativas das emissões de GEE reportadas em cada estudo sobre sistemas de geração de eletricidade hidrelétrica.

Assim, se evidencia que as estimativas das emissões dos sistemas hidrelétricos são realmente menores em zonas frias em comparação as tropicais, que podem ser justificadas devido à decomposição lenta dos compostos orgânicos (biomassa) retidos nos reservatórios, às baixas temperaturas, topografia, geomorfologia⁵⁶, tamanho dos reservatórios, entre outras

⁵⁶ A geomorfologia estuda as formas superficiais de relevo e os processos de transformação da terra. Portanto, a

razões. Sendo que, em função destas razões as emissões de CO₂ e de CH₄ são significativamente menores em zonas frias (GAGNON; VAN DE VATE, 1997).

Gagnon e Van De Vate (1997) reportaram fatores de emissão de 237 e 340 gCO₂-eq/kWh para as hidrelétricas brasileiras de Tucuruí e Balbina ao compará-las com as hidrelétricas de La Grande-Canadá e Finlândia, cujos fatores de emissão foram de 15 e 72 gCO₂-eq/kWh, respectivamente. No entanto, os fatores de emissão do Brasil foram considerados pessimistas, pois resultaram de considerações teóricas nas quais assumiu-se de forma extrema que tardará 100 anos para que se observe 100% da decomposição da biomassa e durante este período 20% dos GEE emitidos estarão associados ao CH₄. Não foram feitas medições e cálculos diretos para estes estudos locais.

Levasseur et al. (2021) defendem que é importante a realização das medições dos fluxos pré e pós-represamento para distinguir as emissões calculadas e emissões naturais na vida útil do reservatório. Além disso, não se pode extrapolar as observações de um reservatório uma vez que as emissões de CO₂ e CH₄ variam muito em função dos aspectos geográficos e as características dos reservatórios. Os autores consideram também, que o ideal é calcular as emissões durante 10 anos e assumir que após esse período as emissões ocorrem naturalmente, na ausência de alternativas para as medições.

Contudo, os fatores de emissão dos GEE do Brasil são superiores tanto ao FE apresentado no presente estudo (96,45 gCO₂-eq/kWh), quanto aos fatores de emissão de Canadá e Finlândia (GAGNON, VAN DE VATE, 1997) e outros discutidos anteriormente (ASDRUBALI et al., 2015; DONES et al. 2004; WEISSER, 2007). Esse fato deve-se às diferenças dos tipos de pesquisas, tipos de medições (medições por difusão e por ebolição) (LEVASSEUR et al., 2021), análises, considerações e metodologias aplicadas em cada estudo, justificando-se deste modo as variabilidades dos resultados apresentados. Dos estudos incluídos na meta-análise, Ribeiro e Silva (2010) e Verán-Leigh e Vázquez-Rowe (2019) não realizam medições, trabalhando com dados secundários. Em todo caso, as altas emissões dos sistemas de geração hidrelétrico são característicos em regiões tropicais, defendidas por outros autores que foram referenciados em diversas ocasiões na nossa abordagem (GAGNON; VAN DE VATE, 1997; DEMARTY; BASTIEN, 2011; MALLIA; LEWIS, 2013; ASDRUBALI et al., 2015; SIDDIQUI; DINCER, 2017; VERÁN-LEIGH; VÁZQUEZ-

geomorfologia do reservatório determina em grande parte o material necessário e a energia utilizada para a construção do sistema hidrelétrico. Em áreas planas, os reservatórios podem ser largos, enquanto que em áreas montanhosas as baragens são altas e os reservatórios são curtos (pequenos) (GAGNON; VAN DE VATE, 1997).

ROWE, 2019; PEREIRA; POSEN, 2020).

O fator de emissão das hidrelétricas ainda é impreciso devido à dificuldades na contabilização das emissões de CH₄ nos reservatórios e outros GEE associados ao fluxo de materiais utilizados para a construção (GAGNON; VAN DE VATE, 1997; RASHAD; HAMMAD, 2000). A concentração do CH₄ varia em função do tipo de vegetação, idade do reservatório e outras variáveis externas como vento, inundação, profundidade, entre outras variáveis (PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016). Ainda existem contrariedades com respeito aos impactos associados a fase de descomissionamento das hidrelétricas (RASHAD; HAMMAD, 2000; SANTOS et al., 2006; BIMENYIMANA et al., 2018). Não existe, até o momento, uma metodologia específica para a avaliação das emissões dos reservatórios (GAGNON; VAN DE VATE, 1997; DEMARTY; BASTIEN, 2011; ASDRUBALI et al., 2015; LEVASSEUR et al., 2021). Isso torna a ACV das hidrelétricas praticamente incompleta (GEORGAKELLOS, 2012; FREDDY; HANDLER; JULIO, 2017). No entanto, considerando a decomposição da biomassa, o fator de emissão das hidrelétricas pode variar de 10 a 400 gCO₂-eq/kWh superior às emissões de outras fontes renováveis como a solar, biomassa e oceânica, cujas emissões variam entre 40 a 300 gCO₂-eq/kWh (RASHAD; HAMMAD, 2000). Durante a fase operacional, os reservatórios das hidrelétricas liberam, no mínimo, 4% de CO₂ e 18% de CH₄, do total das emissões relacionadas a estes sistemas de geração de eletricidade (KEMENES; FORSBERG, 2007; SIDDIQUI; DINCER, 2017).

Comparativamente aos sistemas convencionais, é preciso ter-se em conta no planejamento energético e nas decisões sobre o uso dos recursos energéticos, sendo que na geração de eletricidade 1 kWh pode gerar em média 545, 717 e 1000 gCO₂ nos sistemas a gás natural, óleo e carvão, respectivamente (LU et al., 2020). Entretanto, os sistemas hidrelétricos são fontes de altas emissões de CO₂ e CH₄ (VAROL, 2019) e quando se considera todos os estágios do ciclo de vida, os sistemas hidrelétricos com reservatórios geram emissões/kW de energia que superam as fontes convencionais (KEMENES; FORSBERG; MELACK, 2011).

6.1.2 Sistemas Nucleares

As estimativas da meta-análise exibiram uma média de 11,81 com desvio padrão de 7,48 e mediana de 10,55 na unidade de estudo (gCO₂-eq/kWh). Estas estimativas foram harmonizadas pela fronteira do sistema, vida útil, pelo FC, pela eficiência e cumulativamente. Tendo em conta que todos estudos não apresentaram estimativas de emissões do ciclo de vida de gases separadamente, então não foi necessário a harmonização pelo GWP.

No Brasil, há décadas, 2 sistemas de geração nucleares fazem parte do SIN e ambas fornecem aproximadamente 3% da geração de eletricidade da matriz brasileira (um novo está em construção - Angra 3). No ano base da presente pesquisa (2019), estas usinas geraram 16.129 MWh e emitiram 20,7 MtCO₂ e este valor foi 9,6% maior que as emissões do ano precedente (EPE, 2020c).

Os 8 estudos selecionados estão apresentados no Quadro 16, os resultados de cada etapa de harmonização e as medidas estatísticas estão especificados na Tabela 6 e Tabela 7, sendo que as células marcadas em cor cinza identificam os pontos que não puderam ser harmonizados porque os dados não foram reportados pelos autores.

Harmonização pela fronteira: este processo foi feito a partir avaliação dos estudos que apresentaram emissões nas diferentes etapas do ciclo de vida, tais como *upstream*, *midstream* (operação) e *downstream*, que incluem ao todo, dos processos de mineração ao descomissionamento das usinas. Os 8 estudos consideraram a etapa *upstream*. Deste modo, a harmonização pela fronteira foi realizada para aqueles estudos que não consideraram as demais etapas, precisamente, os estudos de Dones et al. (2004); Lee, Lee e Hur (2004) e Ding et al. (2019). Sendo assim, foram acrescidas as emissões dos estudos que consideraram as duas etapas restantes e apresentaram emissões separadas para cada fase do ciclo de vida, como os estudos de White e Kulcinski (2000), Nian et al. (2014) e Siddiqui e Dincer (2017). Considerando as duas etapas do ciclo de vida, as medianas da fase *midstream* e *downstream* foram calculadas resultando em 2,2 e 0,52 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, e adicionadas aos estudos de Dones et al. (2004); Lee, Lee e Hur (2004) e Ding et al. (2019). Com isto, observou-se um acréscimo de 2% na mediana e uma redução de 3% na variabilidade dos dados, sendo que, este processo não gerou mudanças muito significativas nas estimativas iniciais.

Harmonização pela vida útil: de acordo com Plano Nacional de Energia (PNE-2050) as usinas Angra 1 e 2 devem beneficiar de mudanças tecnológicas para o aumento da sua vida útil por mais 20 anos (MME, 2020b). No entanto, este processo deve passar por muitas avaliações em termos regulatórios, comerciais e em termos de preparação e avaliação científica para garantir a segurança e a integridade dos componentes. Sendo assim, a vida útil de referência das usinas nucleares brasileiras continua sendo de 40 anos (TOLMASQUIN, 2016b; MME, 2020b). Pelo uso da equação [1] e o correspondente processo de harmonização por este fator, gerou-se aumentos na média, no desvio padrão e na mediana dos estudos, sendo, 16 gCO₂-eq/kWh 11,8 gCO₂-eq/kWh e 14 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, e um

aumento de 57% na variabilidade dos dados.

Harmonização pela eficiência: não foi possível identificar a eficiência de referência das usinas nucleares do Brasil no PNE-2050. Entretanto, Warner e Heath (2012) afirmaram que as eficiências térmicas das tecnologias LWR-PWR variam de 30-36%. Tolmasquin (2016b) realizou análises dos sistemas nucleares subcríticos com valores dentro do mesmo intervalo anteriormente apresentado (32,1%) e o PNE-2030 reportou 33% para as tecnologias LWR. No entanto, tendo em conta as eficiências das usinas Angra 1 e 2 apresentadas na Quadro 7, optou-se por considerar a eficiência média de ambas usinas, neste caso, 35%. Sendo assim, fazendo o uso da equação [4] e o correspondente processo de harmonização, as estimativas apresentaram reduções de 11,35 gCO₂-eq/kWh 7,08 gCO₂-eq/kWh e 10 gCO₂-eq/kWh, na média, desvio padrão e na mediana, respectivamente, e uma redução de 6% na variabilidade dos dados.

Harmonização pelo fator de capacidade (FC): até o final de 2019 a usina Angra 1 gerou 5.546.164 MWh com um FC de 98,21%. A segunda usina, Angra 2, produziu 10.582.662 MWh com um FC de 89,38%. Em termos de geração total, ambas as usinas produziram 16.128.826 MWh. Tendo em conta a capacidade total instalada de 1990 MW e as horas de um ano (8760 h/ano), baseado na equação [2], se obtém um FC de 92,5%. Entretanto, cada usina apresentou o seu fator de capacidade, pelo que se optou por considerar um FC de referência de 93%, não muito distante do valor médio do FC de ambas usinas (93,8%) e tampouco do FC calculado pela equação [2]. O FC 93% cai no intervalo de 65-93%, reportado por Warner e Heath (2012), para usinas nucleares. Neste caso, 3 estimativas apresentaram o FC e foram harmonizados e, fazendo o uso da equação [3] e o correspondente processo de harmonização, gerou-se uma redução na mediana inicial de 10,55 gCO₂-eq/kWh, sendo 1% menos deste valor e 4% menos na variabilidade dos dados.

Harmonização cumulativa: dado que nenhum estudo apresentou estimativas de GEE separadamente, a harmonização por todos fatores foi feita a partir do cálculo acumulado de todos processos de harmonização. Este processo gerou um alargamento no intervalo das estimativas, que passou de 2,77 a 22,8 gCO₂-eq/kWh para 3,4 a 31,48 gCO₂-eq/kWh, tendo aumentado o intervalo em 39%. Com isto, a variabilidade dos dados aumentou em 39% e a mediana aumentou 15%, resultando em 12,17 gCO₂-eq/kWh, sendo este valor considerado como o FE de GEE dos sistemas nucleares, como apresentado na Tabela 7, em que consta todas as medidas estatísticas do sistema de geração nuclear.

O fator de emissão de GEE apresentado na presente pesquisa (12,17 gCO₂-eq/kWh),

foi inferior ao fator de emissão de 13,6 gCO₂-eq/kWh apresentado por Miranda (2012). No estudo realizado por Miranda (2012), o intervalo das estimativas apresentadas foi duas vezes maior que o intervalo da presente pesquisa. As 8 estimativas dos 8 estudos apresentadas na presente pesquisa variaram de 2,77 a 23 gCO₂-eq/kWh, Quadro 16 e Tabela 6, tendo tido um aumento de 31,48 gCO₂-eq/kWh no valor máximo após harmonizações (Tabela 7), enquanto que as estimativas dos estudos incluídos na meta-análise de Miranda (2012) variaram de 1,8 a 55 gCO₂-eq/kWh, tendo o valor máximo se mantido invariável após harmonizações. Os estudos incluídos na pesquisa de Miranda (2012), como os estudos de Rashad e Hammad (2000); Fthenakis e Kim (2007) apresentavam estimativas de emissões altas (26 e 55 gCO₂-eq/kWh), porque o processo de enriquecimento do urânio era diferente em relação aos estudos considerados na presente pesquisa. Os processos de enriquecimento do urânio (difusão gasosa e centrifugação) demandam altas quantidades de energia (SOVACOOOL, 2008). Por exemplo, a energia requerida para no processo de enriquecimento do urânio por difusão gasosa, varia de 2400 a 3000 kWh/SWU, enquanto que, a energia requerida no enriquecimento por centrifugação (que é o caso dos estudos incluídos na meta-análise da presente pesquisa e, atende as características das usinas nacionais) varia de 10 a 100kWh/SWU (FTHENAKIS; KIM, 2007). Esta grande diferença deve-se, sobretudo, a antiguidade das tecnologias, sendo que a difusão gasosa é mais antiga que a centrifugação e, conseqüentemente consome maiores quantidades de energia e água para a refrigeração (SOVACOOOL, 2008). Associado à energia requerida na fase *upstream*, estão as emissões de GEE, visto que a fase *upstream*, incluindo os processos operacionais de construção, fornecimento de materiais, mineração, conversão, enriquecimento, transporte, entre outras operações dos sistemas nucleares, é caracterizada como fase de altas emissão (25 a 60% das emissões) durante o ciclo de vida (RASHAD; HAMMAD, 2000; WARNER; HEATH, 2012; KADIYALA; KOMMALAPATI; HUQUE, 2016; WANG et al., 2019a). Além disso, o FE de GEE do ciclo de vida da energia requerida nesta fase para o processo de difusão gasosa, pode chegar até 695 gCO₂-eq/kWh, enquanto que no processo de centrifugação o valor é significativamente menor, variando de 4,7 a 16 gCO₂-eq/kWh (FTHENAKIS; KIM, 2007; BEERTEN et al., 2009b; POINSSOT et al., 2014b).

Outro ponto a ser considerado é que na presente pesquisa avaliou-se apenas as estimativas reportadas por estudos que consideravam o método de avaliação PCA (*process chain analysis*) e restringiam-se na avaliação de reatores LWR-PWR, semelhantes a tecnologia utilizada nas usinas do Brasil, enquanto que no estudo de Miranda (2012), não foi

realizada esta distinção. De acordo com Fthenakis e Kim (2007); Nian et al. (2014); Siddiqui e Dincer (2017), as variações das estimativas das emissões de GEE podem ser amplamente explicadas pela escolha do método de ACV e fatores contextuais. Os métodos podem ser PCA, EIO ou EIO, e os fatores contextuais estão associados ao processo de enriquecimento do urânio e a quantidade de energia utilizada no processo. Vale salientar que no estudo de Miranda (2012) não foi realizada a harmonização pela eficiência térmica mesmo conhecendo a energia líquida gerada pelas usinas no ano de estudo. Quanto ao tipo de reatores, geralmente os reatores LWR-PWR resultam mais eficientes em relação aos reatores BWR (DONES et al., 2007; KADIYALA; KOMMALAPATI; HUQUE, 2016). De acordo com Warner e Heath (2012), os reatores LWR-PWR possuem eficiência térmica de até 36%. As emissões de GEE destas tecnologias foram estimada por Dones et al. (2005), tendo sido reportado valores de 5 a 12 gCO₂-eq/kWh. O fator de emissão apresentado na presente pesquisa é relativamente igual ao apresentado por Dones et al. (2005). Para outros tipos de reatores e processos de enriquecimento, as emissões podem variar de 1,4 a 288 gCO₂-eq/kWh, como são os casos das emissões de 10 a 200 gCO₂-eq/kWh (TOKIMATSU et al., 2006); 66,08 gCO₂-eq/kWh (SOVACOOOL, 2008); 8 a 110 gCO₂-eq/kWh (BEERTEN et al., 2009b); 34 gCO₂-eq/kWh (HARDISTY; CLARK; HYNES, 2012); 77 gCO₂-eq/kWh (PEREIRA; POSEN, 2020).

Por outro lado, as usinas Angra 1 e 2 em 2010 eram diferentes tecnicamente do estudo de Miranda (2012), em relação a este estudo com base em dados de 2019. A geração anual de energia variou de 14.523 a 16.129 GWh e a potência instalada caiu de 2007 MW a 1990 MW nos estudos referente aos anos 2010 e 2019, respectivamente. Em consequência, observou-se uma diferença entre os fatores de capacidade em ambos estudos, sendo que, o estudo feito por Miranda (2012) utiliza um FC de 83%. Este FC (83%) poderia aumentar o intervalo de dados em 35,2 gCO₂-eq/kWh e o fator de emissão em aproximadamente de 13 gCO₂-eq/kWh com as estimativas publicadas nos estudos incluídos na meta-análise da presente pesquisa. O fator de capacidade influencia nas emissões de GEE dos sistemas de geração de eletricidade. No caso dos sistemas nucleares (SOVACOOOL, 2008), afirma que para um FC de 82% se pode estimar 23,2 gCO₂-eq/kWh em 30 anos de operação. Este valor pode reduzir-se a 25% (16,8 gCO₂-eq/kWh) em 40 anos com o aumento do FC em 85%. O fator de capacidade apresentado por Miranda (2012) foi sobrestimado, dado que a autora não considera os fatores de capacidades reais das usinas Angra 1 e 2 no seu ano de análise (2010). De acordo com Tolmasquin (2016b), em 2010 ambas usinas operaram com FC de 76,4% e 86,8%, respectivamente, sendo que o valor médio desses fatores poderia levar a estimativas de emissões um pouco maiores.

Autores como Fthenakis e Kim (2007) e Van Der Zwaan (2013) defendem que os parâmetros específicos sobre as tecnologias dos países são responsáveis por muitas diferenças de resultados e que em alguns casos são incluídas muitas informações e que as vezes elas estão desatualizadas. Beerten et al. (2009b) analisam as estimativas reportados por três estudos sobre emissões de GEE de sistemas nucleares, e concluíram que a diferença entre os resultados apresentados, reside fundamentalmente nas estimações e suposições feitas pelos autores, que em muitos casos se excedem nas simplificações aplicadas nos estudos.

É importante ter-se em conta que nos estudos comparativos de ACV, não são os produtos, neste caso a geração de energia, que formam a base para a comparação, senão as funções fornecidas por esses produtos (GUINEE, 2004). A discussão apresentada fundamenta-se justamente no posicionamento de Guinee (2004). Em todo caso, admite-se que a ACV descreve os impactos ambientais como “potenciais impactos”, razão pelo qual, cada estudo apresenta suas estimativas em virtude aos métodos e critérios de avaliação utilizados nas pesquisas. Estes e outros vários aspetos mencionados anteriormente, dentre os quais também se inclui a escassez de dados, representam de certa forma uma limitante na aplicação da ferramenta de ACV para a avaliação das emissões reais de GEE dos sistemas de geração de eletricidade.

Miranda (2012) afirmou que os resultados da meta-análise dependem da qualidade dos estudos primários e os critérios de elegibilidade e qualidade não transformam os estudos de baixa qualidade em estudos de alta qualidade. Porém, os resultados apresentados podem servir para nortear futuras investigações. Naturalmente, concorda-se com a autora neste quesito.

Tabela 6 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração nuclear

Estudo	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela fronteira (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela vida útil (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo GWP-100 (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela Eficiência (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo fator de Capacidade (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização Cumulativa (gCO ₂ -eq/kWh)
(White; Kulcinski, 2000)	15	15	15	15	15	12,1	12,1
(Dones et al., 2004)	8,7	9,22	13,05	8,7	7,71	8,7	12,25
(Lee; Lee; Hur, 2004)	2,77	5,49	2,77	2,77	2,69	2,77	5,33
(Nian et al., 2014)	22,8	22,8	34,2	22,8	21,5	17,16	24,27
(Nian, 2015)	23	23	34,5	23	21,69	22,26	31,48
(Siddiqui; Dincer, 2017)	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41	3,41
(Ding et al., 2019)	6,36	6,88	6,36	6,36	6,36	6,36	6,88
(Wang et al., 2019b)	12,4	12,4	18,6	12,4	12,4	12,4	18,6

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: As partes marcadas em cinza, não foram harmonizadas. Foi considerado FC de 93%, vida útil de 40 anos e eficiência média de referência de 35%.

Tabela 7 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração nuclear

Parâmetros	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Estimativas harmonizadas (gCO ₂ -eq/kWh)					Cumulativamente
		Pela fronteira	Pela vida útil	Pelo GWP-100	Pela Eficiência	Pelo fator de capacidade	
Número de estimativas	8	3	5	8	4	3	7
Número de estudos	8	3	5	8	4	3	7
Média	11,81	12,28	15,99	11,81	11,35	10,65	14,29
Mediana	10,55	10,81	14,025	10,55	10,055	10,4	12,175
Desvio padrão	7,48	7,04	11,81	7,48	7,08	6,32	9,19
Valor mínimo	2,77	3,41	2,77	2,77	2,69	2,77	3,41
Valor máximo	23	23	34,5	23	21,69	22,26	31,48
Intervalo	20,23	19,59	31,73	20,23	19	19,49	28,07
1º quartil	5,62	6,53	5,62	5,62	5,62	5,62	6,49
3º quartil	16,95	16,95	22,5	16,95	16,63	13,59	20,02
Intervalo interquartil	11,33	10,42	16,88	11,33	11,01	7,97	13,53
Mudanças na média (%)	-	4	35	-	-4	-10	21
Mudanças na mediana (%)	-	2	33	-	-5	-1	15
Mudanças no Desvio Padrão (%)	-	-6	58	-	-5	-16	23
Mudanças no intervalo (%)	-	-3	57	-	-6	-4	39
Mudanças no Intervalo interquartil (%)	-	-8	49	-	-3	-30	19

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: As partes marcadas em cinza, não foram harmonizadas. O valor negrito, representa o fator de emissão do sistema de geração, após o processamento estatístico de todas estimativas harmonizadas. Foi considerado FC de 93%, vida útil de 40 anos e eficiência média de referência de 35%.

6.1.3 Sistemas termelétricos a carvão mineral

No desenvolvimento desta pesquisa não foram encontradas publicações com dados sobre as características e parâmetros específicos como vida útil, FC, geração anual de energia e eficiência da usina termelétrica de Figueira⁵⁷. Portanto, para o avance da pesquisa foram considerados os parâmetros de referência publicados em documentos nacionais e, em caso excepcionais, foram assumidos valores ou realizados suposições (não alheia à literatura científica), como se havia exposto na justificativa da presente pesquisa.

As 29 estimativas da meta-análise variaram de 847 a 1800 gCO₂-eq/kWh, obtendo-se uma média de 1120,86 gCO₂-eq/kWh, desvio padrão de 235,2 gCO₂-eq/kWh, mediana de 1040 gCO₂-eq/kWh e um intervalo interquartil de 141 gCO₂-eq/kWh. Estas estimativas foram harmonizadas pela fronteira do sistema, pela vida útil, pelo FC, pela eficiência e cumulativamente. Os resultados de cada etapa de harmonização e as medidas estatísticas estão especificados na Tabela 8 e Tabela 9.

Harmonização pelo GWP-100: para este processo foram considerados como valores de referência o GWP-100; 25 gCO₂-eq/gCH₄ e 298 gCO₂-eq/gN₂O, sendo que somente o estudo de May e Brennan (2003) foi harmonizado por este fator. Os estudos incluídos na meta-análise, apesar de especificarem o horizonte de GWP, não apresentavam as emissões separadas para cada GEE, como é o caso do estudo de Hondo (2005). Por outro lado, os estudos que não especificavam o horizonte de GWP, não foram harmonizados visto que o processo não exige a aplicação deste procedimento, como se pode ver nas partes cinzas na Tabela 8. Com isso, a harmonização por este fator não apresentou variações significativas nos parâmetros estatísticos, tendo se mantido a mediana, como se pode constatar na coluna 3 da Tabela 9.

⁵⁷ Estas informações não foram encontradas publicadas e tentou-se obter esses dados pelo responsável pela usina da COPPEL, mas sem sucessos.

Tabela 8 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a carvão mineral

(continua)

Estudo	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo GWP-100 (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela fronteira (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela vida útil (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela Eficiência (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo fator de Capacidade (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização Cumulativa (gCO ₂ -eq/kWh)
(Koornneef et al., 2008)	1092	1092	1093,2	819	1274	1092	956,55
(Odeh; Cockerill, 2008)	989,7	989,7	989,7	989,7	1154,65	1199,64	1399,58
(Oboirien et al., 2018)	1000	1000	1000	750	1066,67	1287,88	1030,3
	1800	1800	1800	1350	1920	2318,18	1854,55
	1200	1200	1200	900	1280	1545,45	1236,36
	1000	1000	1000	750	1066,67	1287,88	1030,3
	1100	1100	1100	825	1173,33	1416,67	1133,33
	1100	1100	1100	825	1173,33	1416,67	1133,33
	1100	1100	1100	825	1173,33	1416,67	1133,33
	1300	1300	1300	975	1386,67	1674,24	1339,39
	1600	1600	1600	1200	1706,67	2060,61	1648,48
	1800	1800	1800	1350	1920	2318,18	1854,55
(White; Kulcinski, 2000)	974	974,88	974,88	974	974	1106,82	1106,82
(Dones et al., 2004)	927	927	928,2	927	927	927	928,2
	1055	1055	1056,2	1055	1055	1055	1056,2
(Hondo, 2005)	975,2	975,2	975,3	731,4	1196,25	1034,3	951,66
(Pereira; Posen, 2020)	979	979	979	979	979	979	979

Tabela 8 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a carvão mineral

(conclusão)

Estudo	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo GWP-100 (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela fronteira (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela vida útil (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela Eficiência (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo fator de Capacidade (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização Cumulativa (gCO ₂ -eq/kWh)
(Mallia; Lewis, 2013)	1300	1300	1300	975	1300	1300	975
	1040	1040	1040	780	1040	1040	780
	1069	1069	1069	801,75	1069	1069	801,75
	1223	1223	1223	917,25	1223	1223	917,25
(May; Brennan, 2003)	1034	1035,23	1035,2	646,25	1102,93	1034	828,18
Spath; Mann; Kerr, 1999	1022	1022	1022	766,5	1124,2	929,09	766,5
(Spath; Mann; Kerr, 1999)	847	847	848,2	635,25	847	847	636,15
(Odeh; Cockerill, 2008b)	984	984	984	738	1157,84	1118,18	986,8
(Garcia; Marques; Freire, 2014)	988	988	988	988	1235	988	1235
	1021	1021	1021	1021	1225,2	1021	1225,2
(Agrawal; Jain; Dahiya, 2014)	1129	1129	1129	705,63	1335,98	1454,02	1075,37
(Bouman; Ramirez; Hertwich, 2015)	856	856	856	642	1089,97	1102,42	1052,82

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: As partes marcadas em cinza, não foram harmonizadas. Foi considerado FC de 60%, vida útil de 40 anos e eficiência média de referência de 30%.

Tabela 9 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração a carvão mineral

Parâmetros	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Estimativas harmonizadas (gCO ₂ -eq/kWh)					
		Pelo GWP-100	Pela fronteira	Pela vida útil	Pela Eficiência	Pelo fator de capacidade	Cumulativamente
Número de estimativas	29	1	6	24	20	17	28
Número de estudos	15	1	5	12	10	8	14
Média	1120,86	1120,93	1121,1	891,09	1212,99	1284,89	1105,24
Desvio padrão	235,21	235,18	235,08	183,36	248,99	378,82	287,46
Mediana	1040	1040	1040	825	1173,33	1118,18	1052,82
Valor mínimo	847	847	848,2	635,25	847	847	636,15
Valor máximo	1800	1800	1800	1350	1920	2318,18	1854,55
Intervalo	953	953	951,8	714,75	1073	1471,18	1218,4
1º quartil	988	988	988	750	1066,67	1034,3	951,66
3º quartil	1129	1129	1129	979	1274	1416,67	1225,2
Intervalo interquartil	141	141	141	229	207,33	382,37	273,54
Mudanças na média (%)	-	0	0	-20	8	15	-1
Mudanças na mediana (%)	-	0	0	-21	13	8	1
Mudanças no Desvio Padrão (%)	-	0	0	-22	6	61	22
Mudanças no intervalo (%)	-	0	0	-25	13	54	28
Mudanças no Intervalo interquartil (%)	-	0	0	62	47	171	94

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: O valor negrito, representa o fator de emissão do sistema de geração, após o processamento estatístico de todas estimativas harmonizadas. Foi considerado FC de 60%, vida útil de 40 anos e eficiência média de referência de 30%.

Harmonização pela fronteira: como descrito na meta-análise, a etapa *upstream* foi dividida em *upstream-combustível* e *upstream-usina*, sendo observado que os 5 estudos harmonizados por este fator (Tabela 8) contemplavam as etapas *upstream-combustível* e *midstream*. Assim, foram calculadas as medianas dos estudos de Spath e Mann e Kerr (1999); White e Kulcinski (2000); Odeh e Cockerill (2008) e Mallia e Lewis (2013), cujos valores foram 1,1 gCO₂-eq/kWh e 0,1 gCO₂-eq/kWh, para as etapas *downstream* e *upstream-usina*, com ênfase ao processo de construção na última etapa mencionada (*upstream-usina*). Estes valores foram acrescidos no ciclo de vida dos 5 estudos, tendo se observado um aumento insignificante na média, enquanto a mediana se manteve constante. No entanto, não houve mudanças significativas nos parâmetros estatísticos como se pode observar na Tabela 9. A razão das baixas variabilidades pode ser explicada pelo fato das harmonizações serem realizadas com valores muito pequenos das medianas acrescidas.

Harmonização pela vida útil: a vida útil dos estudos considerados na meta-análise variou de 25 a 40 anos. No contexto brasileiro, a vida útil de referência dos sistemas de geração a carvão mineral é de 25 anos, de acordo com o plano PNE-2030. Entretanto, assumiu-se a vida útil de 40 anos que está mais próximo da realidade da termelétrica de Figueira que existe desde o ano 1963. Em termos nacional o valor assumido é considerado por Tolmasquin (2016b), para o cálculo dos custos nivelados⁵⁸ de eletricidade. Assim, 24 estimativas foram harmonizadas por este fator (Tabela 8), tendo provocado reduções significativas nos parâmetros estatísticos, na qual a média e o intervalo se reduziram em 20% e 25%, respectivamente, e a mediana observada foi de 825 gCO₂-eq/kWh, como apresentado na coluna 5 da Tabela 9.

Harmonização pelo fator de capacidade: as estimativas publicadas apresentaram um FC de 60 a 85%. De acordo com a EPE (2018), o FC das usinas nacionais alcança o 70%. Porém Tolmasquin (2016b) afirmou que o regime operacional das usinas brasileiras é muito diferente em relação a outras usinas e entre si mesmos, sendo que o FC médio das usinas brasileiras é de 66%. Atendendo a idade e as características da termelétrica de Figueira, optou-se por considerar um FC de 66%, sendo que, fazendo o uso da equação [3], as 17 estimativas foram harmonizadas (Tabela 8) e o processo gerou aumentos significativos nos parâmetros estatísticos (Tabela 9), sendo que a mediana foi de 1118,18 gCO₂-eq/kWh. As altas variabilidades se devem ao baixo FC assumido no estudo.

⁵⁸ É a soma de todos custos da usina ao longo da sua vida útil, considerando combustível, operação e manutenção e a quantidade de eletricidade produzida (Tolmasquin 2016b).

Harmonização pela eficiência: de acordo com Singh, Strømman e Hertwich (2011), a eficiência global das plantas subcríticas PC variam de 30 a 42%. No contexto brasileiro, são reportadas as eficiências médias de 33%, típica das usinas brasileiras de ciclo simples, de acordo com o PNE-2030 e 34% de acordo com Tolmasquin (2016b), IEMA (2016)⁵⁹ e a EPE (2018). Entretanto, atendendo as características⁶⁰ da termelétrica de Figueira e sua idade, optou-se pela eficiência de 30%. Com isso, fazendo o uso da equação [4], 20 estimativas foram harmonizadas (Tabela 8), tendo resultado em aumentos significativos nos parâmetros estatísticos (Tabela 9), sendo que a mediana foi de 1173,3 gCO₂-eq/kWh. As altas variabilidades observadas devem-se à baixa eficiência assumida no estudo.

Harmonização cumulativa: a harmonização por todos fatores foi feita a partir do cálculo acumulado de todos processos de harmonização (Tabela 8). Este processo gerou uma variação no intervalo das estimativas inicialmente publicadas de 847 a 1800 gCO₂-eq/kWh para 636,15 a 1854,55 gCO₂-eq/kWh, sendo que o aumento foi de 28% (Tabela 9). Observou-se uma diminuição de 1% na média, porém, a mediana aumentou 1% devido ao crescimento nos intervalos dos dados. Sendo assim, o fator de emissão de GEE para a termelétrica de Figueira, geração a carvão mineral foi estimado em 1052,82 gCO₂-eq/kWh (Tabela 9).

O fator de emissão de GEE apresentado na presente pesquisa (1052,82 gCO₂-eq/kWh) resultou comparativamente inferior ao valor de 1144,36 gCO₂-eq/kWh apresentado por Miranda (2012), para os sistemas de geração a carvão mineral da matriz do SIN. Esta diferença pode ser explicada pelos estudos selecionados na meta-análise, no qual, Miranda (2012) não realizou uma distinção do tipo de carvão (linhito, sub-betuminoso, betuminoso, entre outros) e das tecnologias avaliadas, como plantas subcrítica e supercríticas, além disso, considerou 25 anos, 49% e 33%, para a vida útil, FC e eficiência, respectivamente, nos parâmetros de referências para as harmonizações. Em contraste, a presente pesquisa considerou na meta-análise estudos específicos cujas as características se aproximavam a realidade da termelétrica de Figueira, sendo que foram considerados diferentes parâmetros de referências para as harmonizações e foi avaliado somente este sistema de geração a carvão na matriz do SIN. Isso impossibilita, de certa forma, que se realize uma comparação justa entre ambos estudos.

Em todo caso, ambos fatores de emissão do ciclo de vida (1052,82 gCO₂-eq/kWh e 1144,36 gCO₂-eq/kWh) são aceitos, pois encontram-se entre as estimativas de GEE

⁵⁹ O Instituto de Energia e Meio Ambiente_Menciona o perfil dos parques termelétricos brasileiros.

⁶⁰ As plantas PC subcríticas operam com eficiências abaixo de 30%, quando queimam carvão de baixa qualidade.

publicadas na literatura para estas tecnologias (tendo-se em conta as particularidades de cada pesquisa), como as estimativas de 1 a 1,8 kgCO₂-eq/kWh reportadas por Oboirien et al. (2018) e 872 a 1700 gCO₂-eq/kWh referenciadas por Atilgan e Azapagic (2015). Estes fatores de emissão também se aproximam a outros estudos, sendo maiores ou menores. Dentre estes, citam-se a estimativa de 1030 gCO₂-eq/kWh reportado por Hardisty, Clark e Hynes (2012); a estimativa média de 1158 gCO₂-eq/kWh reportado por Mallia e Lewis (2013) e a estimativa média global de 1200 gCO₂-eq/kWh considerado pelo IPCC. Vale ainda citar, as estimativas de 1062 gCO₂-eq/kWh e 1126 gCO₂-eq/kWh reportadas por Atilgan e Azapagic (2015) para as plantas PC *lignite* e *hard coal*, respectivamente; a mediana final de 1030 gCO₂-eq/kWh reportado por Whitaker et al. (2012) após sintetização e harmonização de estudos sobre sistemas de geração térmica a carvão no qual o intervalo das estimativas incluídas na meta-análise variou de 891 a 1134 gCO₂-eq/kWh. Este argumento sustenta os resultados apresentados por Miranda (2012) e pela presente pesquisa, desde que se entendam e se aceitem as condições assumidas de forma particular em cada pesquisa, tal como defendem vários autores como Garcia, Marques e Freire (2014); Atilgan e Azapagic (2015); Akber, Thaheem e Arshad (2017) e Cho e Strezov (2020).

Salienta-se que a avaliação do sistema de geração a carvão mineral da presente pesquisa foi realizada desde um cenário equilibrado (eficiência e FC médio, vida útil), apesar da característica do carvão (45% de cinzas, 6% de enxofre e 30% de carbono), a idade e potência instalada e outras características do sistema avaliado. Os baixos valores de FC e baixas eficiências das usinas em operação constitui uma desvantagem no uso do carvão na geração de eletricidade. Em contraste altos valores de FC e eficiências, próximos a 80% e 40%, respectivamente, tendem a diminuir os custos de operação e manutenção por MWh gerado e, conseqüentemente, as emissões de GEE (TOLMASQUIN, 2016b; EPE, 2018; MME, 2020b).

De acordo com Cho e Strezov (2020), geralmente, as condições tecnológicas, altas eficiências e alto aproveitamento das capacidades instaladas resultam em baixas emissões. No entanto, no contexto nacional, de acordo com os estudos realizados por Tolmasquin (2016b) e IEMA (2016), os autores reportaram que até 2025, como não haveria possibilidades nas mudanças tecnológicas nas usinas do Brasil, a eficiência limite⁶¹ é de 34%. Na presente pesquisa, optou-se por considerar a eficiência de 30%, típica das usinas brasileiras de ciclo

⁶¹ A eficiência média das plantas a carvão depende do tipo de ciclo (pressão e temperatura), tecnologia empregada e qualidade do combustível. As plantas subcríticas PC operam com eficiências abaixo de 30% quando o carvão é de baixa qualidade e operam entre 34 a 36%, quando o carvão é de boa qualidade (TOLMASQUIN, 2016b).

simples, de acordo com o PNE-2030 e a realidade da termelétrica de Figueira. Este posicionamento, inevitavelmente explica o alto FE de GEE estimado para o ciclo de vida da geração de eletricidade a carvão mineral.

Foi feita uma análise de sensibilidade⁶² no presente estudo, com o FC de 70% e a eficiências de 34%, o que demonstrou que os parâmetros estatísticos diminuem de 1 a 25%, sendo que a mediana das estimativas publicadas, se reduz a 9% em 40 anos e aumenta a 32% em 25 anos, observando-se um FE de 942,86 gCO₂-eq/kWh e 1371,4 gCO₂-eq/kWh, após harmonização cumulativa. Esta análise evidencia o impacto do FC, da vida útil e da eficiência, nas emissões da termelétrica de Figueira.

Segundo Singh; Strømman e Hertwich (2011), a eficiência média global é de 35% e as emissões pela combustão alcançam 90% no ciclo de vida das tecnologias convencionais subcríticas. Hardisty, Clark e Hynes (2012) estimaram 830 gCO₂-eq/kWh e 790 gCO₂-eq/kWh para as tecnologias supercríticas e ultra-supercríticas com as eficiências de 41% e 43%, respectivamente, sendo que estas estimativas foram inferiores a 1030 gCO₂-eq/kWh estimada pelos mesmos autores, para as tecnologias convencionais subcríticas com eficiência de 33%. Esta última estimativa é comparativamente inferior ao FE apresentado na presente pesquisa, possivelmente, devido à diferença das eficiências, FC de cada planta, diferentes fronteiras e condições assumidas nas pesquisas. Em todo caso, as emissões pela combustão alcançaram 94% no ciclo de vida em todas tecnologias avaliadas por Hardisty, Clark e Hynes (2012).

Entretanto, o uso das tecnologias IGCC e CCS, cujas eficiências são ainda maiores, pode reduzir as emissões da combustão em 75 a 84% e as emissões globais do ciclo de vida em 45 a 86% em relação as tecnologias convencionais (CORSTEN et al., 2013; LI; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016; CHALVATZIS; PAPPAS, 2018; KARMAKER et al., 2020; CHO; STREZOV, 2020; STREZOV; CHO, 2020). Hammond, Howard e Jones (2013) afirmaram que as emissões das etapas *upstream* e *midstream* dos sistemas a carvão com uso de tecnologias CCS são 2/3 menores em relação as plantas convencionais sem CCS.

Infelizmente, a maioria dos sistemas de geração de eletricidade a carvão no mundo, ainda operam com tecnologias convencionais e utilizam o carvão com alto teor de enxofre e de cinzas, o que contribui negativamente nas emissões de CO₂ (KARMAKER et al., 2020).

⁶² Não está apresentado no estudo (cenário otimista e pessimista), porém foi realizado aquando dos cálculos para entender como os resultados variavam em casos de aumentos ou reduções das eficiências, dos FC e da vida útil.

Esta realidade não é diferente às termelétricas brasileiras a carvão mineral em operação, que além de operar com tecnologias convencionais também funcionam geralmente com baixo rendimento. Há, portanto, uma necessidade do melhoramento das tecnologias e do aumento das eficiências, pois isso impacta nas emissões de CO₂ pela utilização do carvão mineral e por unidade de energia gerada nas usinas.

6.1.4 Sistemas Termelétricos a Gás Natural

As 29 estimativas selecionadas na meta-análise variaram de 365 a 934 gCO₂-eq/kWh, tendo obtida média de 551,95 gCO₂-eq/kWh, desvio padrão de 130,05 gCO₂-eq/kWh, mediana de 502,36 gCO₂-eq/kWh e intervalo interquartil de 141,3 gCO₂-eq/kWh. Estas estimativas foram harmonizadas pela fronteira do sistema, pela vida útil, pelo FC, pela eficiência e cumulativamente. Os resultados de cada etapa de harmonização e as medidas estatísticas estão especificados nas Tabela 10 e Tabela 11.

Harmonização pelo GWP-100: foram harmonizadas 6 estimativas de 5 estudos incluídos na meta-análise (Tabela 10). Este processo apresentou pequenas alterações nos parâmetros estatísticos (média e desvio padrão), tendo um aumento na mediana de 2% e os intervalos dos dados se mantiveram constantes. Para este processo foram considerados como valores de referência para o GWP-100: 25 gCO₂-eq/gCH₄ e 298 gCO₂-eq/gN₂O. Os estudos que não especificavam o GWP-100 não foram harmonizados.

Tabela 10 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a gás natural

(continua)

Estudo	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo GWP-100 (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela fronteira (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela vida útil (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela Eficiência (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo fator de Capacidade (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização Cumulativa (gCO ₂ -eq/kWh)
(Dones et al., 2004)	434,3	434,3	436,43	434,3	628,59	434,3	631,68
(Hondo, 2005)	607,6	607,6	607,83	607,6	594,81	585,11	573,01
	518,8	518,8	519,03	518,8	418,88	499,6	403,56
(Mallia; Lewis, 2013)	463,2	463,2	463,2	463,2	463,2	554,39	554,39
(Lee; Lee; Hur, 2004)	512,3	512,3	514,43	512,3	344,38	512,3	348,67
(Pereira; Posen, 2020)	805,5	805,5	805,5	805,5	805,5	805,5	805,5
	554,8	554,8	554,8	554,8	554,8	554,8	554,8
(Kannan, 2005)	474	478,61	474	395	438,89	541,23	421,68
(Castelazo; Gujba; Azapagic, 2011)	468	469,69	468	468	385,67	431,37	356,76
(Bouman; Ramirez; Hertwich, 2015)	365	365	365	365	375,81	426,81	439,46
(Piemonte et al., 2011)	934	934	934,23	934	737,37	934	737,55
(Osman; Ries, 2007)	445	446,01	447,13	445	403,8	445	862,04
(Meier et al., 2005)	466,3	466,3	466,3	466,3	414,49	466,3	414,49
(Spath; Mann, 2004)	499	499	499,23	499	378,87	499	379,05
(Spath; Mann, 2000)	499,1	509,92	499,1	499,1	451,04	549,29	460,82
(May; Brennan, 2003)	763	772,53	765,13	763	702,76	763	1515,58
	502,36	512,22	504,49	418,63	465,15	502,36	841,84
(Adedeji et al., 2020)	758,9	758,9	758,9	632,42	421,61	668,17	309,34
(Phumpradab; Gheewala; Sagisaka, 2009)	690	690	692,13	690	708,16	690	710,34
	539,5	539,5	541,63	539,5	439,59	539,5	441,33

Tabela 10 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a gás natural

Estudo	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo GWP-100 (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela fronteira (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela vida útil (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela Eficiência (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo fator de Capacidade (gCO ₂ -eq/kWh)	(conclusão)
							Harmonização Cumulativa (gCO ₂ -eq/kWh)
(Song et al., 2018)	420	420	420	420	323,94	420	323,94
(Freddy; Handler; Julio, 2017)	619	619	619,23	619	510,1	723,83	596,71
(Ramirez et al., 2019)	680	680	680,23	662,25	601,26	680	801,96
(Georgakellos, 2012)	496,69	496,69	496,92	496,69	496,69	496,69	496,92
(Garcia; Marques; Freire, 2014)	423	423	423	423	452,77	423	452,77
(Tarannum; Mohammedy, 2019)	464,13	464,13	464,36	386,78	438,35	383,1	301,67
(Agrawal; Jain; Dahiya, 2014)	584	584	584	486,67	454,22	682,9	442,62
(Akber; Thaheem; arshad, 2017)	531	531	531,23	531	306,51	531	306,64
(Odeh; Cockerill, 2008b)	488	488	488	488	452,76	503,51	467,14

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: As partes marcadas em cinza, não foram harmonizadas. Foi considerado FC médio das três usinas 72,68%, vida útil de 30 anos e as eficiências de 38% e 54%, para as tecnologias CS (ciclo simples) e CC (ciclo combinado).

Tabela 11 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração a gás natural

Parâmetros	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Estimativas harmonizadas (gCO ₂ -eq/kWh)					
		Pelo GWP-100	Pela fronteira	Pela vida útil	Pela Eficiência	Pelo fator de capacidade	Cumulativamente
Número de estimativas	29	6	16	16	25	12	27
Número de estudos	25	5	13	14	22	11	24
Média	551,95	553,24	552,53	535,34	488,62	560,21	550,08
Desvio padrão	130,05	130,18	130,09	131,12	125,54	130,07	247,04
Mediana	502,36	512,22	504,49	499	452,76	531	460,82
Valor mínimo	365	365	365	365	306,51	383,1	301,67
Valor máximo	934	934	934,23	934	805,5	934	1515,58
Intervalo	569	569	569,23	569	498,99	550,9	1213,91
1º quartil	466,3	466,3	466,3	445	414,49	466,3	403,56
3º quartil	607,6	607,6	607,83	607,6	554,8	668,17	631,68
Intervalo interquartil	141,3	141,3	141,53	162,6	140,31	201,87	228,12
Mudanças na média (%)	-	0	0	-3	-11	1	0
Mudanças na mediana (%)	-	2	0	-1	-10	6	-8
Mudanças no Desvio Padrão (%)	-	0	0	1	-3	0	90
Mudanças no intervalo (%)	-	0	0	0	-12	-3	113
Mudanças no Intervalo interquartil (%)	-	0	0	15	-1	43	61

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: O valor negrito, representa o fator de emissão do sistema de geração, após o processamento estatístico de todas estimativas harmonizadas. . Foi considerado FC médio das três usinas 72,68%, vida útil de 30 anos e as eficiências de 38% e 54%, para as tecnologias CS (ciclo simples) e CC (ciclo combinado).

Harmonização pela fronteira: similar ao processo de harmonização dos sistemas de geração a carvão mineral, aqui o acréscimo das medianas nas etapas *downstream* e *upstream-usina* foram feitas em 16 estimativas de 13 estudos incluídos na meta-análise (Tabela 10). Os estudos de Mallia e Lewis (2013); Kannan (2005); Meier et al. (2005); Spath e Mann (2000) e Song et al. (2018), que apresentavam o ciclo de vida completo, contribuíram para harmonização por este fator, embora os três últimos estudos referenciados reportaram de forma conjunta as emissões da construção e descomissionamento. Neste caso foi assumido o valor de 0,23 gCO₂-eq/kWh para o descomissionamento, como em Kannan (2005), e posteriormente calcularam-se as medianas destes 5 estudos, sendo que os valores foram de 0,23 gCO₂-eq/kWh e 1,9 gCO₂-eq/kWh, para as etapas *downstream* e *upstream-usina*, respectivamente, com ênfase ao processo de construção (*upstream-usina*). O acréscimo destas medianas nas 16 estimativas provocou pequenas variações nos parâmetros estatísticos em relação às estimativas publicadas, com destaque para as variações observadas na variabilidade nos intervalos dos dados utilizados, como pode se observar na Tabela 11.

Harmonização pela vida útil: as plantas de geração a gás natural de CS e CC, surgiram no país entre os anos 1990 e 2000 para responder a demanda pico de energia, com a vida útil de 20 a 30 anos, sendo que a operacionalidade destes sistemas, pode ser ampliada por mais 25 ou 30 anos, após avaliação da sua integridade. Contudo, optou-se por considerar a vida útil de 30 anos para as tecnologias avaliadas na presente pesquisa. Portanto, 16 estimativas de 14 estudos foram harmonizadas (Tabela 10), sendo que o processo provocou a redução de 3% e 1% na média e na mediana, respectivamente, tendo se mantido a variabilidade dos dados como se pode ver na Tabela 11.

Harmonização pelo fator de capacidade: as estimativas publicadas reportaram um FC de 64 a 87%. Não foi possível identificar o FC médio das termelétricas a gás natural no PNE-2050. De acordo com Tolmasquin (2016b) e o relatório da EPE (2018), para o horizonte 2050, o valor pode variar entre 30% e 90%, para os sistemas CS e CC. No entanto, com base nas informações fornecidas pela empresa FURNAS⁶³, a termelétrica de Santa Cruz gerou 2.001.708,66 MWh em 2019. Quanto à termelétrica de Aparecida Parte I, de acordo com os compromissos operacionais da AMAZONAS.GT, a geração para 2019 foi projetada em 1.272.832 MWh para 166 MW de potência fiscalizada (DOU, 2018; DOU, 2020). Estes dados foram utilizados para o cálculo do FC das três usinas, assumindo que a Usina de Campos teve

⁶³ Informações obtidas em consulta à ouvidoria de FURNAS - Protocolo nº 2014010446 (documento apresentado no Anexo A)

a mesma performance que a usina de Santa Cruz, uma vez que ambas pertencem ao mesmo proprietário. Assim, tendo as capacidades totais instaladas, a geração anual (8760 h/ano), baseado na equação [2], Santa Cruz e Campos apresentaram FC de 65,28% e Aparecida um FC de 87,5%. O FC médio para as três usinas ficou em 72,69%. Em seguida, procedeu-se a harmonização das estimativas publicadas por este fator, sendo que 11 estudos apresentaram estimativas com o FC (Tabela 10). Com o uso da equação [3], as estimativas foram harmonizadas pelo FC médio (72,69%), tendo o processo gerado uma redução de 3% no intervalo dos dados e um incremento de 1% e 6% na média e mediana inicial, respectivamente, como se pode observar na Tabela 11.

Harmonização pela eficiência: as estimativas publicadas reportaram eficiências de 30 a 55,6%, independentemente do tipo de ciclo. Não foi possível identificar as eficiências médias das termelétricas a gás natural no PNE-2050. As eficiências das tecnologias a gás de CS são relativamente baixas em consequência das altas temperaturas dos gases de exaustão. Em contraste, no CC se aproveitam da melhor forma a energia inicial do combustível, sendo que as altas temperaturas de admissão dos gases na turbina tendem a elevar a eficiência do ciclo. De acordo com Tolmasquin (2016b) e EPE (2018), estas eficiências podem variar de 35 a 42 para CS e 55 a 63 para CC. No entanto, a usina Santa Cruz operou com a eficiência de 38%, para CS e 54, para CC, de acordo o manifesto nº 2014010446. Assumiu-se, portanto, que as demais usinas operaram com a mesma eficiência do CS. Sendo assim, 25 estimativas foram cuidadosamente harmonizadas pelas eficiências de cada tipo de ciclo (Tabela 10), tendo o processo resultado em reduções significativas dos parâmetros estatísticos, como se pode observar na Tabela 11, na qual a mediana resultou em 452 gCO₂-eq/kWh.

Harmonização cumulativa: a harmonização por todos fatores foi feita a partir do cálculo acumulado de todos processos de harmonização (Tabela 10). Este processo gerou aumentos nos intervalos das estimativas inicialmente publicadas e uma redução de 8% na mediana (Tabela 11). As variabilidades podem ser explicadas pelos acréscimos dos FE de 0,23 gCO₂-eq/kWh e 1,9 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, nas etapas *downstream* e *upstream*-usina, sendo que o último valor foi significativamente superior em comparação àquele acrescentado na mesma etapa para os sistemas de geração a carvão mineral. Este argumento, faz jus as altas contribuições de GEE das usinas a gás natural na etapa *upstream*. O resultado final da harmonização cumulativa foi estimado em 460,82 gCO₂-eq/kWh, associado a mediana, sendo este o FE de GEE do ciclo de vida para os sistemas de geração de eletricidade a gás natural.

O fator de emissão de GEE apresentado (460,82 gCO₂-eq/kWh), resultou comparativamente inferior ao valor de 518,11 gCO₂-eq/kWh apresentado por Miranda (2012), para os sistemas de geração a gás natural da matriz do SIN. Esta diferença pode ser devido aos estudos selecionados e os seus correspondentes dados da meta-análise de Miranda (2012), que não distingue estudos que avaliavam usinas hipotéticas e híbridas, como os estudos de Singh, Strømman e Hertwich (2011) e Pacca e Horvath (2002), e incluiu 11 estimativas extraídas do estudo de Kannan (2005), quando estas estimativas representavam a análise de sensibilidade e não propriamente a emissão do sistema avaliado. Desta forma, resultou no aumento da quantidade de dados para a meta-análise. No estudo de Miranda (2012), foi considerado o fator de emissão de 862 gCO₂-eq/kWh e 457 gCO₂-eq/kWh, para as tecnologias CS e CC, respectivamente, extraídos do estudo de May; Brennan (2003). Porém, estes valores não eram reais, pois o estudo apenas apresenta estimativas separadas de GEE (CO₂, CH₄ e N₂O), sendo que o ciclo de vida foi recalculado considerando o GWP-100 desta pesquisa, tendo resultado em estimativas mais baixas (Quadro 20). Outra razão, reside na abrangência do estudo realizado por Miranda (2012), e os parâmetros de referência utilizadas pela autora, como o fator FC (28%) de eficiência (CS-35% e CC-55%), além das medianas de 1,23 gCO₂-eq/kWh e 0,12 gCO₂-eq/kWh, acrescidas nas etapas *upstream*-usina e *downstream*. Sabe-se que quanto mais baixos são estes valores, maiores são as estimativas das emissões calculadas (PHUMPRADAB; GHEEWALA; SAGISAKA, 2009; WHITAKER et al., 2012). Em todo caso, a discussão feita não invalida o resultado apresentado por Miranda (2012), ao contrário, esclarece as diferenças entre os resultados apresentados em ambos estudos nacionais.

Na presente pesquisa, as emissões indiretas *upstream* (usina e combustível) foi de 82,8 gCO₂-eq/kWh e as emissões direitas da etapa *midstream* foi de 382 gCO₂-eq/kWh, calculados a partir das medianas dos estudos de Mallia e Lewis (2013); Kannan (2005); Meier et al. (2005); Spath e Mann (2000) e Song et al. (2018), que apresentavam o ciclo de vida completo e contribuíram para a harmonização pela fronteira. Isto explica que as cargas ambientais da etapa *upstream* estão geralmente associadas ao consumo adicional de energia e ao vazamento de CH₄ durante as atividades iniciais de exploração, processamento e transporte do gás natural, enquanto que as altas estimativas de emissões direitas estão associadas as baixas eficiências das usinas, independentemente do tipo de tecnologia. Este argumento é sustentado também por vários autores como Spath e Mann (2004); Odeh e Cockerill (2008b); Hammond, Howard e Jones (2013); Atilgan e Azapagic (2015), que reportam até 26% as emissões do ciclo de vida

para a etapa *upstream* e até 92% para a etapa *midstream*, em função das condições tecnológicas e geográficas. Bouman, Ramirez e Hertwich (2015) reportam de 8 a 152 gCO₂-eq/kWh, na etapa *upstream*; Phumpradab, Gheewala e Sagisaka (2009) reportam 89,1% e 90% na etapa *midstream*, 10,9% e 10% na etapa *upstream* para as CS e CC, enquanto que Hardisty, Clark e Hynes (2012) reporta 21% e 79% nas etapas *upstream* e *midstream* das tecnologias CS e CC, respectivamente.

A solução que sido proposta é o recurso às tecnologias IGCC e CCS (PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016; STREZOV; CHO, 2020), embora a CCS exige maiores demandas de combustível (15 a 30%) para compensar as eficiências e penalidades (ODEH; COCKERILL, 2008b; KARMAKER et al., 2020). Em consequência, a demanda de combustível eleva a quantidade das emissões de GEE nas etapas *upstream* e *midstream*, sendo que a captura ocorre com maior facilidade na etapa *midstream* (ODEH; COCKERILL, 2008a). Ainda assim, a aplicação das tecnologias CCS, quer seja por pré-combustão, pós-combustão ou oxidcombustão, reduz significativamente as emissões de GEE dos sistemas de geração de eletricidade (VIEBAHN et al., 2007; PORTUGAL-PEREIRA et al., 2016; KARMAKER et al., 2020; CHO; STREZOV, 2020).

Comparado a outros estudos, o FE da presente pesquisa resultou inferior à média de 550 gCO₂-eq/kWh calculada à partir do estudo de Hardisty, Clark e Hynes (2012). É ainda inferior a 499 gCO₂-eq/kWh publicado por Atilgan e Azapagic (2015), sendo que este estudo considera 73 sistemas de geração cujas eficiências variaram de 42 a 59% em 25 anos. Se considerarmos a eficiência média dos sistemas avaliados nos estudos de Hardisty, Clark e Hynes (2012) e Atilgan e Azapagic (2015), 47% e 51.17%, respectivamente, se observa que são inferiores a 54%, que foi a eficiência de referência utilizada na presente pesquisa, sendo que as baixas eficiências podem explicar os altos fatores de emissão dos estudos comparados. Ainda assim, o fator de emissão da presente pesquisa se encontra entre as estimativas de 450 gCO₂-eq/kWh e 650 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, das tecnologias CS e CC, publicadas por Hardisty, Clark e Hynes (2012) cujas eficiências foram 41% e 53% com vida útil de 30 anos e entre as estimativas de 303,5 gCO₂-eq/kWh e 496 gCO₂-eq/kWh, reportadas por Dalir, Motlagh e Ashrafi (2018), para ambas tecnologias. O fator de emissão se encontra também no intervalo de 450 a 670 gCO₂-eq/kWh, reportados por O'Donoghue et al. (2014), após harmonização de 69 estimativas de GEE de 42 estudos de sistemas de geração a gás natural, sendo que, os autores consideram a vida útil de 30 anos e as eficiências de 33% e 51%, como parâmetros de referência para as tecnologias CS e CC, respectivamente. E pode ser verificado

ainda que este FE se encontra no intervalo de 367 a 533 gCO₂-eq/kWh reportado por Bouman, Ramirez e Hertwich (2015), para as tecnologias a gás natural sem CCS e no intervalo de 383 a 996 gCO₂-eq/kWh referenciado por Atilgan e Azapagic (2015), para as mesmas tecnologias.

Entretanto, estes fatores de emissão são menores que os reportados na Rússia, onde a emissão do ciclo de vida é maior devido a quantidade de produção e a larga linha de distribuição (BOUMAN; RAMIREZ; HERTWICH, 2015). Isto abriria o debate sobre a variações das estimativas publicadas em diferentes regiões, em particular, aquelas regiões que dependem de longas linhas de distribuição ou utilizam o gás natural importado de outros países para o acionamento dos sistemas de geração de eletricidade, como por exemplo a Austrália, a Inglaterra e outros países da Europa (HARDISTY; CLARK; HYNES, 2012).

6.1.5 Sistemas Termelétricos a Óleo Combustível

As 13 estimativas da meta-análise variaram de 742 a 1502,86 gCO₂-eq/kWh, tendo obtido média de 971,15 gCO₂-eq/kWh, desvio padrão de 198,35 gCO₂-eq/kWh, mediana de 932 gCO₂-eq/kWh e um intervalo interquartil de 237,77 gCO₂-eq/kWh. Estas estimativas foram harmonizadas pelo GWP, pela fronteira do sistema, pela vida útil, pelo FC, pela eficiência e cumulativamente. Os resultados de cada etapa de harmonização e as medidas estatísticas estão especificados nas Tabela 12 e Tabela 13.

Harmonização pelo GWP-100: apenas um estudo (KANNAN et al., 2004) foi harmonizado por este fator (Tabela 12). Este processo não apresentou alterações significativas nos parâmetros estatísticos, sendo que a mediana e os intervalos dos dados se mantiveram constantes como se pode observar na Tabela 13. Isto ocorreu, pois estudos como Hondo (2005) e Brizmohun, Ramjeawon e Azapagic (2015) não apresentavam as emissões separadas para cada GEE, apesar dos seus fatores de emissão serem estimados com um GWP diferente da presente pesquisa. Os estudos que não especificavam o horizonte de GWP, não foram harmonizados.

Tabela 12 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a óleo combustível

Estudo	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo GWP-100 (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela fronteira (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela vida útil (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela Eficiência (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo fator de Capacidade (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização Cumulativa (gCO ₂ -eq/kWh)
(Hondo, 2005)	742,1	742,1	742,54	556,58	790,12	1731,57	1383,53
(Castelazo; Gujba; Azapagic, 2011)	964	964	964	964	989,52	1478,13	1517,26
(Georgakellos, 2012)	844,23	844,23	844,67	738,7	844,23	844,23	739,09
(Tarannum; Mohammedy, 2019)	830,82	830,82	831,26	519,26	928,56	1315,47	919,38
(Garcia; Marques; Freire, 2014)	912	912	912	912	954,92	729,6	763,94
(Piemonte et al., 2011)	1134	1134	1134,44	1134	1000,59	1134	1000,98
(Kannan et al., 2004)	932	937,71	932	582,5	904,59	2174,67	1327,27
(Freddy; Handler; Julio, 2017)	1150	1150	1150,44	1150	1180,44	3258,33	3345,86
(Lee; Lee; Hur, 2004)	845	845	846,79	845	924,53	845	926,49
(Mallia; Lewis, 2013)	1082	1082	1082	811,5	1082	1082	811,5
(Brizmohun; Ramjeawon; Azapagic, 2015)	754	754	755,79	754	946,94	754	949,18
(Ramirez et al., 2019)	932	932	932	1398	882,66	932	1323,99
(Akber; Thaheem; arshad, 2017)	1502,86	1502,86	1503,3	1127,15	1591,26	1502,86	1193,8

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: As partes marcadas em cinza, não foram harmonizadas. Foi considerado FC de referência 30%, vida útil de 40 anos e a eficiência de referência das termelétricas 34%.

Tabela 13 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração a óleo combustível

Parâmetros	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Estimativas harmonizadas (gCO ₂ -eq/kWh)					
		Pelo GWP-100	Pela fronteira	Pela vida útil	Pela Eficiência	Pelo fator de capacidade	Cumulativamente
Número de estimativas	13	1	8	7	11	6	13
Número de estudos	13	1	8	7	11	6	13
Média	971,15	971,59	971,63	884,05	1001,57	1367,84	1246,33
Desvio padrão	198,35	198,27	198,18	254,15	195,29	682,1	653,53
Mediana	932	932	932	845	946,94	1134	1000,98
Valor mínimo	742,1	742,1	742,54	519,26	790,12	729,6	739,09
Valor máximo	1502,86	1502,86	1503,3	1398	1591,26	3258,33	3345,86
Intervalo	760,76	760,76	760,76	878,74	801,14	2528,73	2606,77
1º quartil	844,23	844,23	844,67	738,7	904,59	845	919,38
3º quartil	1082	1082	1082	1127,15	1000,59	1502,86	1327,27
Intervalo interquartil	237,77	237,77	237,33	388,45	96	657,86	407,89
Mudanças na média (%)	-	0	0	-9	3	41	28
Mudanças na mediana (%)	-	0	0	-9	2	22	7
Mudanças no Desvio Padrão (%)	-	0	0	28	-2	244	229
Mudanças no intervalo (%)	-	0	0	16	5	232	243
Mudanças no Intervalo interquartil (%)	-	0	0	63	-60	177	72

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: O valor negrito, representa o fator de emissão do sistema de geração, após o processamento estatístico de todas estimativas harmonizadas. . Foi considerado FC de referência 30%, vida útil de 40 anos e a eficiência de referência das termelétricas 34%.

Harmonização pela fronteira: os estudos de Mallia e Lewis (2013) e Kannan (2004) apresentaram o ciclo de vida completo com emissões detalhadas para cada etapa do ciclo de vida. Foram calculadas as medianas das etapas *downstream* e *upstream*-usina, com ênfase ao processo de construção na última etapa mencionada. Similar ao processo de harmonização dos sistemas de geração a carvão e gás natural, aqui o acréscimo das medianas de 0,44 gCO₂-eq/kWh e 1,36 gCO₂-eq/kWh nas etapas *downstream* e *upstream*-usina, respectivamente, foram feitas em 8 estimativas de 8 estudos incluídos na meta-análise (Tabela 12). As etapas *upstream*-usina e *downstream* foram acrescidas nos estudos de Brizmohun; Ramjeawon e Azapagic (2015) e Lee, Lee e Hur (2004), sendo que os demais estudos apenas beneficiaram do acréscimo da etapa *downstream*. O acréscimo destas medianas nas 8 estimativas provocou ligeiras variações nos parâmetros estatísticos, porém manteve a mediana constante em 932 gCO₂-eq/kWh. Isto porque os valores das emissões nas etapas *upstream*-usina (construção) e *downstream*, são geralmente pequenos, que em alguns casos, podem ser desprezíveis. As variações geradas neste processo de harmonização podem ser observadas na Tabela 13.

Harmonização pela vida útil: segundo Miranda (2012), a maior parte das usinas a óleo combustível do SIN entraram em operação a partir de 2010, sendo que a vida útil de referência estimada para estas usinas é de 20 anos. Entretanto, as usinas de Piratininga (1954), Igarapé (1978) são muito antigas, embora tenham passado por várias reparações tecnológicas ao longo do tempo. Sendo assim, nesta pesquisa assumiu-se a vida útil de 40 anos devido à idade destas usinas. Portanto, 7 estimativas de 7 estudos foram harmonizadas (Tabela 12), sendo que o processo provocou a redução de 9% na média, com um incremento na variabilidade dos dados explicado pelo crescimento do intervalo interquartil como se pode na Tabela 13. Contudo, a mediana foi de 845 gCO₂-eq/kWh, tendo reduzido a 9% em relação o valor inicial estimado nos estudos publicados incluídos na meta-análise.

Harmonização pela eficiência: não foi possível identificar as eficiências de todas usinas avaliadas no estudo, tampouco a eficiência média das termelétricas a óleo combustível no PNE-2050. Estes sistemas são geralmente classificados como outras termelétricas, nas quais se incluem também as termelétricas a óleo diesel dado que ambas representam apenas uma fração (6%) da geração do SIN. Entretanto, apurou-se que a eficiência média geral das termelétricas do Brasil é de 34%, de acordo com o estudo do IEMA (2016), sendo que este valor coincidiu com a eficiência de Igarapé, reportado pela EPE (2007), no PNE-2030. Portanto, assumiu-se este valor tanto para os sistemas de geração a óleo combustível quanto para diesel, sendo que a harmonização por este fator foi realizada em 11 estimativas de 11

estudos (Tabela 12), tendo o processo resultado no incremento de 3% e 2% na média e na mediana. Contudo, a variabilidade dos dados foi reduzida em 60%, como se pode observar na Tabela 13, na qual a mediana calculada foi de 946,94 gCO₂-eq/kWh.

Harmonização pelo fator de capacidade: não se obteve informações específicas das usinas avaliadas no estudo, tampouco foi possível identificar o FC médio específico das termelétricas a óleo combustível e diesel no PNE-2030/2050. De acordo com o relatório da MME e EPE (2007); Tolmasquin (2016b) e o relatório da EPE (2018), geralmente o FC das termelétricas varia entre 30 a 90%, naturalmente, condicionados pelas restrições físicas e técnicas da usina. Na incerteza e indisponibilidade de dados específicos das três usinas, assumiu-se o FC de 30% utilizado por Miranda (2012), visto que este valor se encontra no intervalo dos relatórios de estudos nacionais. Sendo assim, 6 estimativas publicadas foram harmonizadas por este fator (Tabela 12), tendo o processo gerado incrementos significativos em todos os parâmetros estatísticos. Isso se pode explicar pelo baixo valor de FC assumido na pesquisa em comparação àqueles publicados nos estudos que variaram de 24 a 85%. Em consequência, a mediana foi de 1134 gCO₂-eq/kWh, como se pode observar na coluna 7 da Tabela 13.

Harmonização cumulativa: a harmonização por todos fatores foi feita a partir do cálculo acumulado de todos processos de harmonização, precisamente, a harmonização pelo GWP, pela fronteira, pela vida útil, pela eficiência e pelo FC (Tabela 12). Todos os estudos foram harmonizados cumulativamente, sendo que o processo gerou aumentos em todos parâmetros estatísticos (Tabela 13), tendo a mediana crescido 7% em relação ao seu valor inicial, alcançando os 1000,98 gCO₂-eq/kWh, sendo este o FE de GEE do ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade a óleo combustível.

Este fator de emissão resultou comparativamente superior a 781,14 gCO₂-eq/kWh apresentado por Miranda (2012). As diferenças genéricas de ambos estudos como a quantidade de estudos incluídos na meta-análise, parâmetros de referência, contexto, entre outras diferenças, já foram mencionadas em múltiplas ocasiões na presente pesquisa. Entretanto, foi verificado no estudo da autora referenciada, que não foi possível realizar-se a harmonização pela fronteira do sistema e que as estimativas (adicionais) incluídas na meta-análise extraídos dos estudos de Kannan et al. (2004) e (Hondo, 2005), correspondiam a dados de análises de sensibilidade destes estudos. Ou seja, os dados não correspondiam ao fator de emissão especificamente avaliado. Por outro lado, os resultados das harmonizações pelo FC não corresponderam ao FC assumido pela autora, sendo que, o FE do ciclo de vida dos

sistemas de geração a óleo combustível resultou, de certa forma, subestimado. Este argumento, sustenta-se na análise e no processamento dos dados apresentados no estudo de por Miranda (2012) e na posterior comparação com o estudo local, realizado por Portugal-Pereira et al. (2016). Este último estudo referenciado, estimou o FE dos sistemas de geração do Brasil a partir de um modelo de previsão, considerando eficiências entre 30 a 35% para óleo diesel e óleo combustível. O fator de emissão apresentado na presente pesquisa (1001 gCO₂-eq/kWh) aproxima-se mais ao FE de 1075,65 gCO₂-eq/kWh, apresentado por Portugal-Pereira et al. (2016), para o Brasil, e a eficiência assumida na pesquisa encontra-se no intervalo das eficiências de Portugal-Pereira et al. (2016), apesar das diferenças entre ambas pesquisas na metodologia aplicada para a avaliação das emissões do ciclo de vida. Não foi possível identificar outros estudos locais para mais comparações e embasamentos, porém, considerou-se que a estimativa apresentada por Portugal-Pereira et al. (2016) foi mais realista em relação àquela apresentada por Miranda (2012), sem deslustrar a pesquisa realizada por esta autora.

Em outras esferas, apurou-se que a maior parte das emissões deste sistema está associada a etapa *midstream*, pelo processo de combustão, como acontece em outros sistemas térmicos a carvão mineral, gás natural e óleo diesel. Segundo Kannan et al. (2004) e Ramirez et al. (2019), esta etapa representa até 90% das emissões de CO₂, sendo que outras etapas apresentam maiores emissões de outros gases em outras categorias de impacto ambiental como eutrofização, depleção abiótica, acidificação, entre outras. Kannan et al. (2004), Georgakellos (2012) e Mallia e Lewis (2013) reportaram 840,19 gCO₂-eq/kWh, 780 gCO₂-eq/kWh e 1038 gCO₂-eq/kWh, respectivamente, para etapa *midstream*. Analogamente Portugal-Pereira et al. (2016) reportou aproximadamente 949 gCO₂-eq/kWh. Na presente pesquisa foi observado 939,1 gCO₂-eq/kWh, somente para esta etapa, sendo que esta etapa representa a etapa de maior impacto ambiental em termos de emissões de CO₂.

O alto impacto ambiental depende do tipo de sistema e, naturalmente, de vários processos como extração e processamento dos materiais, transporte e armazenamento dos combustíveis, características técnicas dos sistemas, eficiências, vida útil, fatores de capacidades, entre outros que já foram referidos na pesquisa. Logo, o resultado da emissão do ciclo de vida apresentado para os sistemas de geração de eletricidade a óleo combustível do SIN, está fortemente afetado por estes parâmetros, com destaque ao FC assumido na pesquisa. Este FC originou altas variabilidades dos dados no processo de harmonização, embora a pesquisa apresente um FE comparativamente similar ao FE de 1075,65 gCO₂-eq/kWh,

apresentado por Portugal-Pereira et al. (2016). O resultado da presente pesquisa se encontra também entre os fatores de emissão de 742 gCO₂-eq/kWh a 1503 gCO₂-eq/kWh, observados na literatura nos estudos incluídos na meta-análise e no intervalo de 630 gCO₂-eq/kWh a 1116 gCO₂-eq/kWh, estimado por Hauck et al. (2016), para a mesma tecnologia considerando a configuração de cada usina.

A participação de cada sistema de geração no atendimento à carga, depende da configuração do sistema no aproveitamento da sua potência instalada e nos seus custos de operação. A medida que diminui a participação das fontes não térmicas, aumenta a participação das fontes térmicas e consequentemente, tende-se a ampliar a geração e o FC dos sistemas. Entretanto, segundo o MME e EPE (2007), na prospecção da Agência Internacional de Energia, não se prevê o aumento da geração de eletricidade a partir dos derivados do petróleo (óleo combustível e diesel), no horizonte 2002 a 2030. Isto tem maior relevância para o Brasil, no setor elétrico, onde estes energéticos tem sido substituído gradualmente por outros energéticos, com destaque ao gás natural pelas vantagens que o gás natural oferece em termos de eficiência, redução dos custos de manutenção das usinas e menores emissões de GEE.

6.1.6 Sistemas Termelétricos a Óleo Diesel

As 5 estimativas da meta-análise variaram de 710 a 1329,1 gCO₂-eq/kWh, tendo exibido uma média de 984 gCO₂-eq/kWh, com desvio padrão de 208,33 gCO₂-eq/kWh, mediana de 945 gCO₂-eq/kWh e um intervalo interquartil de 204 gCO₂-eq/kWh. Estas estimativas foram harmonizadas nos seguintes fatores de harmonização: Harmonização pela fronteira do sistema, pela vida útil, pelo FC, pela eficiência e cumulativamente. A harmonização pelo GWP não foi possível porque nenhum estudo apresentou estimativas separadas para cada GEE. Os resultados de cada etapa de harmonização e as medidas estatísticas estão especificados nas Tabela 14 e Tabela 15.

Harmonização pela fronteira: dois estudos, precisamente os estudos de Freddy, Handler e Julio (2017) e Adedeji et al. (2020) foram harmonizados por este fator a partir do acréscimo de 0,4 gCO₂-eq/kWh na etapa *downstream* nos seus ciclos de vida. Este valor foi obtido do estudo de Song et al. (2018), que apresentou emissões detalhadas para cada etapa do ciclo de vida. O processo não provocou variações significativas nos parâmetros estatísticos, tendo se mantido a mediana constante em 945 gCO₂-eq/kWh, como se pode observar na coluna 3 da Tabela 15.

Harmonização pela vida útil: grande parte das usinas diesel encontram-se no norte do país (EPE, 2018). Segundo Tolmasquin (2016b), apesar da grande parte destas usinas operarem em *stand by* e abaixo das suas capacidades instaladas, as usinas que continua em atividade têm em média 40 anos de operacionalidade. Sendo assim, nesta pesquisa assumiu-se a vida útil de 40 anos, na qual 7 estimativas de 7 estudos foram harmonizadas (Tabela 14). O processo provocou reduções significativas em todos parâmetros estatísticos, sendo que a mediana calculada foi de 866 gCO₂-eq/kWh, tendo se reduzido 8% em relação ao seu valor inicial como se pode ver na Tabela 15.

Harmonização pela eficiência: considerando a eficiência média das termelétricas do Brasil (34%), de acordo IEMA (2016), como se referiu na harmonização pelo mesmo fator na seção do óleo combustível, aqui todos estudos foram harmonizados por este fator (Tabela 14), tendo o processo resultado na redução de 23% do intervalo de dados e um incremento de 11% e 2% na média e mediana, respectivamente. A mediana calculada foi de 964,46 gCO₂-eq/kWh, como se pode observar na coluna 5 da Tabela 15.

Harmonização pelo fator de capacidade: tendo em conta o funcionamento sazonal e descontínuo destes sistemas, optou-se por considerar um FC de 30%. Em seguida, procedeu-se a harmonização de 3 estimativas publicadas em 3 estudos (Tabela 14), tendo o processo gerado aumentos significativos em todos parâmetros estatísticos. Isso se pode explicar pelo baixo valor do FC assumido na pesquisa em comparação àqueles publicados nos estudos que variaram de 40 a 85%. Em consequência, a mediana calculada foi de 1558,8 gCO₂-eq/kWh, como se pode observar na coluna 6 da Tabela 15.

Harmonização cumulativa: a harmonização por todos fatores foi feita a partir do cálculo acumulado de todos processos de harmonização, precisamente, a harmonização pela fronteira, pela vida útil, pela eficiência e pelo FC, com exceção a harmonização pelo GWP (Tabela 14). Este processo gerou aumentos significativos em todos parâmetros estatísticos (Tabela 15), na qual a variabilidade dos dados cresceu até 3 vezes em relação aos parâmetros estatísticos calculados com as estimativas publicadas. Estes incrementos podem ser explicados na baixa eficiência e no FC assumidos na presente pesquisa. Como resultado final, a mediana calculada foi de 1177,98 gCO₂-eq/kWh, sendo este o FE de GEE do ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade a diesel.

Tabela 14 - Harmonizações dos fatores de emissão de GEE dos sistemas de geração a óleo diesel

Estudo	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela fronteira (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela vida útil (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pela Eficiência (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização pelo fator de Capacidade (gCO ₂ -eq/kWh)	Harmonização Cumulativa (gCO ₂ -eq/kWh)
(Castelazo; Gujba; Azapagic, 2011)	866	866	866	955,15	1558,8	1719,27
(Freddy; Handler; Julio, 2017)	1070	1070,4	1070	1180,15	3031,67	3345
(Adedeji et al., 2020)	1329,1	1329,5	830,69	1413,54	1772,13	1177,98
(Ramirez et al., 2019)	945	945	945	964,46	945	964,46
(Song et al., 2018)	710	710	710	938,24	710	938,24

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: As partes marcadas em cinza, não foram harmonizadas. Foi considerado FC de referência 30%, vida útil de 40 anos e a eficiência de referência das termelétricas 34%.

Tabela 15 - Medidas estatísticas dos valores harmonizados para os sistemas de geração a óleo diesel

Parâmetros	Fator de emissão dos estudos (gCO ₂ -eq/kWh)	Estimativas harmonizadas (gCO ₂ -eq/kWh)				
		Pela fronteira	Pela vida útil	Pela Eficiência	Pelo fator de capacidade	Cumulativamente
Número de estimativas	5	2	2	5	3	5
Número de estudos	5	2	2	5	3	5
Média	984,02	984,18	884,34	1090,31	1603,52	1628,99
Desvio padrão	208,33	208,5	119,8	184,27	812,66	902,77
Mediana	945	945	866	964,46	1558,8	1177,98
Valor mínimo	710	710	710	938,24	710	938,24
Valor máximo	1329,1	1329,5	1070	1413,54	3031,67	3345
Intervalo	619,1	619,5	360	475,3	2321,67	2406,76
1º quartil	866	866	830,69	955,15	945	964,46
3º quartil	1070	1070,4	945	1180,15	1772,13	1719,27
Intervalo interquartil	204	204,4	114,31	225	827,13	754,81
Mudanças na média (%)	-	0	-10	11	63	66
Mudanças na mediana (%)	-	0	-8	2	65	25
Mudanças no Desvio Padrão (%)	-	0	-42	-12	290	333
Mudanças no intervalo (%)	-	0	-42	-23	275	289
Mudanças no Intervalo interquartil (%)	-	0	-44	10	305	270

Fonte: Elaboração do próprio autor.

Nota: O valor negrito, representa o fator de emissão do sistema de geração, após o processamento estatístico de todas estimativas harmonizadas. . Foi considerado FC de referência 30%, vida útil de 40 anos e a eficiência de referência das termelétricas 34%.

O fator de emissão de GEE apresentado (1177,98 gCO₂-eq/kWh), resultou comparativamente superior àquele de 828,96 gCO₂-eq/kWh, apresentado por Miranda (2012), para os sistemas de geração a diesel da matriz do SIN. Esta diferença pode ser explicada por diversas razões, dentre os quais, a quantidade de estudos selecionados e os seus correspondentes dados para o processo meta-analítico, no qual, Miranda (2012), estima a emissão dos sistemas de geração a diesel do SIN a partir do estudo de Castelazo, Gujba e Azapagic (2011), tendo sido este o único estudo incluído na meta-análise, em que a autora assume um FC de 30% e eficiência de 40%. Ao contrário, na presente pesquisa além de serem assumidos baixos valores de FC e eficiência, incluem-se na meta-análise mais estudos em relação a pesquisa de Miranda (2012), sendo que o intervalo e a variabilidade dos dados são distintos. Para a presente pesquisa, observou-se experimentalmente, que se mantendo o FC de 30% e assumindo a eficiência de 40%, a mediana se reduz de 25% a 6%. Entretanto, é importante que se entenda que ambas pesquisas foram realizadas em diferentes contextos (períodos) e que existe na literatura um déficit de estudos específicos sobre os sistemas de geração a óleo diesel (RAMIREZ et al., 2019). Portanto, a discussão apenas esclarece as diferenças entre os resultados de ambos estudos que avaliam o cenário nacional.

O FE estimado na presente pesquisa para este sistema é sobretudo afetado pela eficiência média e pelo FC (Tabela 15), na qual os parâmetros estatísticos apresentam incrementos significativos. No entanto, não é uma situação isolada visto que ao se analisarem os estudos incluídos na meta-análise harmonizados por estes parâmetros de referências, o estudo de Adedeji et al. (2020), cujas eficiência e FC foram comparativamente inferiores aos estudos de Fredd, Handler e Julio (2017) e Castelazo, Gujba e Azapagic (2011), apresentou um FE de 1329,1 gCO₂-eq/kWh, superior a 1070 gCO₂-eq/kWh e 866 gCO₂-eq/kWh (Tabela 14). Desde modo, entende-se que o processo de harmonização assumindo a eficiência e o FC de 34% e 30%, respectivamente, tenha originado as variabilidades observadas nos parâmetros estatísticos e o FE de GEE do ciclo de vida.

Ainda assim, a eficiência assumida encontra-se no intervalo de 33 a 35% reportado por Portugal-Pereira et al. (2016) e Ramirez et al. (2019) para os sistemas de geração a diesel, sobretudo aqueles que funcionam simultaneamente com o gás natural. Quanto ao FC, o valor assumido foi comparativamente maior que 20% utilizado por Portugal-Pereira et al. (2016), no estudo sobre a projeção das emissões dos sistemas diesel no Brasil, sendo que o FE deste estudo foi 1172, 92 gCO₂-eq/kWh. Este resultado é similar ao FE apresentado na presente pesquisa, apesar das diferenças adotadas nas metodologias.

Comparando com outros estudos, o FE apresentado na presente pesquisa, resultou superior àqueles reportados por Strezov e Cho (2020) e Khan, Jack e Stephenson (2018), sendo 700 gCO₂-eq/kWh e 646 gCO₂-eq/kWh, respectivamente. De acordo com Li et al. (2013) e Castelazo, Gujba e Azapagic (2011), as diferenças podem ser explicadas nos fatores de capacidade, eficiências, condições tecnológicas, tipos de estudos, bases de dados, tipos de indicadores considerados no estudo, escopo, vazões ou emissões durante a extração das matérias primas, etapas do ciclo de vida, entre outras. Ramirez et al. (2019) explica que as emissões são altas em alguns estudos que consideram o processo de extração e refinamento do petróleo para a obtenção do diesel, sendo que a contribuição das emissões GEE do ciclo e vida dos sistemas de geração a diesel são geralmente variáveis (baixas ou altas), tendo em conta estes aspetos.

Importa observar que o FE estimado para os sistemas diesel resultou um pouco superior àquele estimado para os sistemas de geração de eletricidade a carvão mineral. Pode resultar contraditório, porém, reitera-se que a avaliação do último sistema mencionado foi feita desde um cenário otimista, tanto que, na análise de sensibilidade (comentada na discussão do resultado sobre o FE do carvão mineral), demonstrou-se que a alteração dos parâmetros de referência poderia elevar as emissões do carvão mineral em 1386,4 gCO₂-eq/kWh, aproximando-o ao FE de 1329,38 gCO₂-eq/kWh, apresentado por Portugal-Pereira et al. (2016), pela simulação e modelos de previsão no pacote MESSAGE-Brasil.

6.2 FATOR DE EMISSÃO DE GEE DA MATRIZ ELÉTRICA DO SIN

Após o cálculo em separado dos fatores de emissão de GEE de cada sistema de geração de eletricidade, representados pelos valores das medianas das harmonizações cumulativas calculadas a partir dos parâmetros de referências das tecnologias brasileiras e estimativas de GEE de estudos publicados, foi calculado o FE de GEE da matriz do SIN.

Para isso, são considerados a geração de eletricidade e as emissões anuais de cada sistema. Na Tabela 16 são apresentadas as emissões anuais em função dos fatores de emissão de GEE anteriormente calculados para cada sistema de geração e a correspondente geração anual de eletricidade. Na Figura 21 são resumidos os fatores de emissão estimados para o SIN (2010 e 2019) e na Figura 22, são apresentados os fatores de emissão de outros países, incluindo a média do FE da Europa, para a apreciação e análise comparativa.

Tabela 16 - Emissão anual de CO₂ e fatores de emissão GEE dos sistemas de geração do SIN de acordo o estudo meta-analítico e o processo de harmonização

Sistema de geração	Geração de eletricidade (GWh/ano)	Emissão anual (tCO ₂ -eq/ano)	Porcentagem das emissões (%) por energia gerada	Fator de emissão (gCO ₂ -eq/kWh)
Hidrelétrica	378.450 ^a	36.501.502,5	91,478	96,45
Nuclear	16.128,8	196.368,14	0,492	12,175
Carvão mineral	50 ^b	52.641	0,132	1052,82
Gás natural	5076,4 ^c	2.339.306,65	5,863	460,82
Óleo combustível	430 ^d	430.421,4	1,079	1000,98
Óleo diesel	324 ^d	381.665,52	0,957	1177,98
Total	400.459,2	39.901.905,21	100	N/A

Fonte: Elaboração do próprio autor.

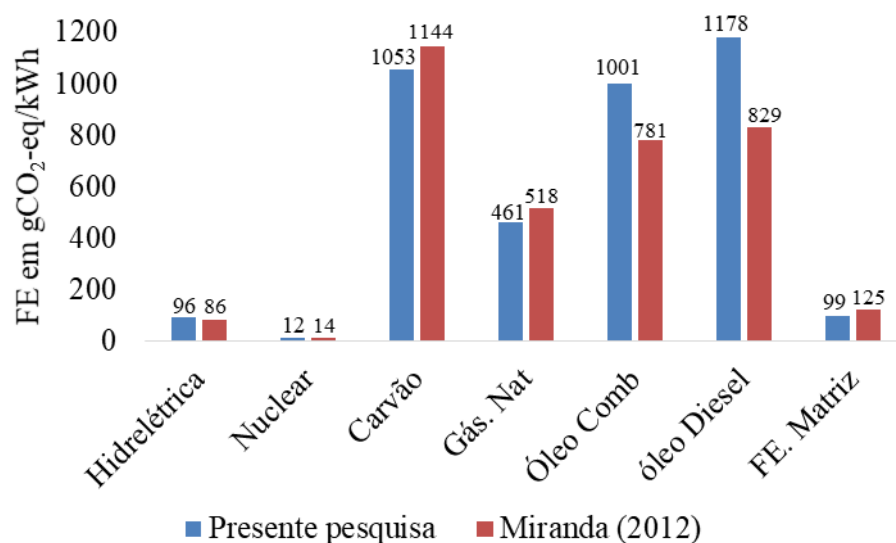
^a Geração exclusiva interna do setor público de acordo com o MME (2020d). ^b Dado relacionado a geração 2018/2019, obtido no sistema interativo de geração da ONS (2020b). ^c Segundo a EPE (2020c), a geração elétrica pelo gás natural no Brasil foi 60.188 GWh. Entretanto, aqui estamos considerando apenas as 3 usinas avaliadas no estudo e assumindo que 2 delas (santa cruz e campos) geraram 2001,7 GWh, por pertencerem a mesma empresa. ^d Tanto os sistemas a óleo combustível quanto a diesel são apresentados como derivados do petróleo, sendo que, de acordo a EPE (2020c), a geração foi 7846 GWh especificações. Logo, aqui são apresentados de forma desagregada os dados relacionado a geração 2019, em alguns casos 2018/2019, obtidos no sistema interativo de geração da ONS (2020b). N/A: Não aplicável.

O fator de emissão de GEE do ciclo de vida pode ser calculado através da razão entre os totais das emissões anuais e a geração anual de eletricidade (DALIR; MOTLAGH; ASHRAFI, 2018), cujos valores são apresentados nas colunas 1 e 2 da Tabela 16, ou a partir da equação [5] (MIRANDA, 2012; GARCIA; MARQUES; FREIRE, 2014).

Portanto, o FE de GEE do ciclo de vida da matriz elétrica foi estimado em 99,65 gCO₂-eq/kWh, tendo em consideração as fronteiras e todas suposições realizadas na presente pesquisa. Este FE foi comparativamente superior ao FE de GEE estimado pelo Ministério da Ciência Tecnologia e Inovação (MCTI), no mesmo ano de análise. Porém, foi comparativamente inferior ao FE de GEE do ciclo de vida da matriz do SIN em 2010, estimado no estudo de referência realizado por Miranda (2012).

Na Figura 21 são apresentados os fatores de emissões dos sistemas de geração de eletricidade do SIN e os correspondentes FE de GEE do ciclo de vida da matriz elétrica, da presente pesquisa e do estudo de referência. As diferenças dos resultados entre ambos estudos foram apresentadas detalhadamente na discussão em separado dos fatores de emissão de cada sistema de geração avaliados na presente pesquisa. O fator de emissão de GEE da matriz elétrica do SIN foi comparativamente inferior ao estudo de referência pelas condições de fronteiras e suposições particulares de cada pesquisa.

Figura 21 - Fatores de emissão de GEE do ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade do Brasil



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Contudo, pode-se observar na Figura 21, que os fatores de emissão de GEE do ciclo de vida, variam de acordo a tecnologia, sendo que os sistemas de geração de eletricidade fósseis têm maior contribuição nas emissões de GEE da matriz do SIN, com exceção às tecnologias nucleares que emitem menos GEE em relação às hidrelétricas. Com isto, é impossível que se eliminem completamente as emissões de GEE que causam impactos adversos ao meio ambiente, visto que a geração de eletricidade através dos combustíveis apresenta emissões maiores em relação as tecnologias renováveis como as hidrelétricas (em alguns casos), a solar, eólica, entre outras renováveis.

No Brasil, apesar da predominância das hidrelétricas e ampliação de outras renováveis como a solar, eólica (sendo que as fontes eólicas têm ganhado mais representatividade na matriz elétrica por detrás do gás natural), na matriz elétrica do país, as características técnicas destas fontes não permitem que se renunciem as fontes fósseis convencionais no planejamento energético do país, tanto pela abundância de recursos fósseis como o gás natural e petróleo, quanto pela importância das termelétricas nas respostas em horas de carga e em tempos de estiagens.

Dois pontos sensíveis devem ser esclarecidos:

1. Na geração a gás natural, se desconsideramos a usina de Campos no presente estudo, obtém-se um FC de 76,39% entre as duas usinas restantes, sendo que,

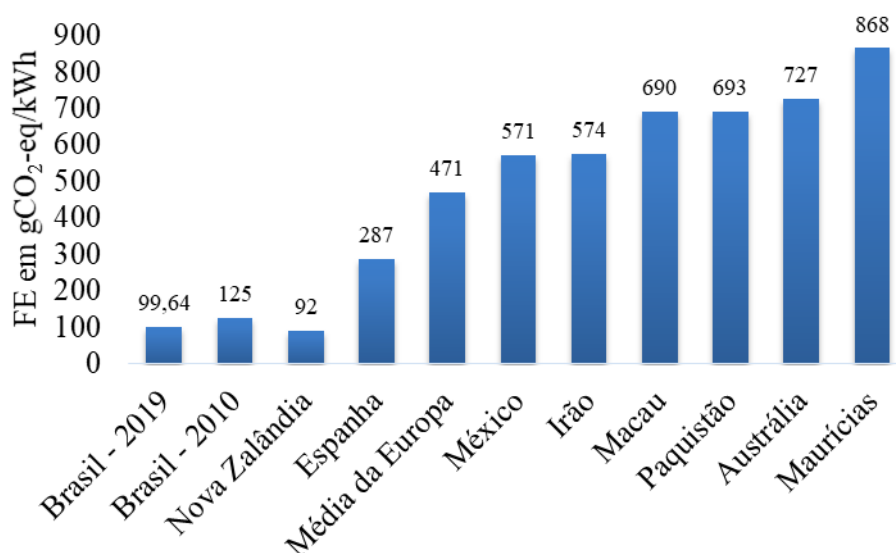
mantendo os parâmetros de referência (vida útil, FC e eficiência), estima-se um FE de 452,77 gCO₂-eq/kWh, para o ciclo de vida dos sistemas de geração a gás natural, e as emissões anuais seriam estimadas em 1482,6 tCO₂-eq/ano.

2. Ainda nesta vertente de ideia, se desclassificamos a geração a carvão mineral no estudo, visto que em 2019/2020 a termelétrica de Figueira não gerou eletricidade, as emissões não seriam contabilizadas. Portanto, o FE de GEE do ciclo de vida da matriz seria reduzido em 97,82 gCO₂-eq/kWh.

Estas e outras possíveis questões devem ser consideradas por parte dos revisores da presente pesquisa, sendo que, apela-se a compreensão sobre justificativa de que o pesquisador pode assumir suposições durante a execução do trabalho, desde que as suposições tenham um respaldo científico. Ainda assim, o FE estimado é comparativamente superior àquele reportado pelo MCTI, no qual são consideradas apenas as emissões da geração de eletricidade resultantes do processo de combustão (Figura 5).

Na Figura 22 são apresentados os fatores de emissão de GEE do ciclo de vida da matriz elétrica do Brasil (2010 e 2019), comparados àqueles estimados em diferentes países.

Figura 22 - Fatores de emissão de GEE do ciclo de vida de matrizes elétricas



Fonte: Elaboração do próprio autor.

Vários países apresentam uma estrutura similar na composição de suas matrizes elétricas (sistemas de geração fósseis, não fósseis e renováveis), sendo que as diferenças consistem na participação de cada tecnologia na matriz de geração. Esta participação

condiciona as variações dos FE de GEE das matrizes elétricas destes países (SONG et al., 2018). Como se pode apreciar na Figura 22, os FE de GEE do Brasil são inferiores em relação àqueles apresentados para os demais países, com exceção a Nova Zelândia.

Para o caso do último país mencionado, segundo Khan; Jack e Stephenson (2018), o FE deste país caiu de 124 gCO₂-eq/kWh a 95 gCO₂-eq/kWh entre 2013 a 2014 e a participação das fontes renováveis na geração de eletricidade incrementou de 76% a 80% no mesmo período. De acordo com os autores, o país pretende alcançar 90% até 2025. Isto explica o FE apresentado na Figura 22, em relação aos FE do Brasil onde a participação renovável é 75% (EPE, 2020b; EPE, 2020c). Comparativamente aos demais países, os FE do Brasil são significativamente inferiores pela predominância da geração hidrelétrica (64,1%) na geração elétrica do país (EPE, 2020b; EPE, 2020c). Inclusive, as emissões gerais de GEE do Brasil, encontram-se abaixo da média das emissões mundiais (ANGELO; RITTL, 2019).

Outros países, como a China e a Índia, apresentam fatores de emissão de 1109 gCO₂-eq/kWh e 1238 gCO₂-eq/kWh (AKBER; THAHEEM; ARSHAD, 2017), superiores aos fatores de emissão do Reino Unido 490 a 597 gCO₂-eq/kWh, Portugal e Itália 611 gCO₂-eq/kWh e 634 gCO₂-eq/kWh, respectivamente (CASTELAZO; GUJBA; AZAPAGIC, 2011; BRIZMOHUN; RAMJEAWON; AZAPAGIC, 2015; AKBER; THAHEEM; ARSHAD, 2017), Turquia e EUA, 523 gCO₂-eq/kWh e 630 gCO₂-eq/kWh, respectivamente (AKBER; THAHEEM; ARSHAD, 2017), Irão 574 gCO₂-eq/kWh (DALIR; MOTLAGH; ASHRAFI, 2018) e Macau 760 gCO₂-eq/kWh pela a influência da eletricidade importada na china (SONG et al., 2018).

Entretanto, todos estes fatores de emissão, por sua vez, são comparativamente muito superiores ao FE apresentado na presente pesquisa (99,64 gCO₂-eq/kWh), por um lado, devido a alta participação do carvão e do gás natural na geração de eletricidade destes países. Em países como o México, Portugal, Reino Unido e Maurícias, a participação do carvão na matriz elétrica varia de 14% a 40% (CASTELAZO; GUJBA; AZAPAGIC, 2011; GARCIA; MARQUES; FREIRE, 2014; BRIZMOHUN; RAMJEAWON; AZAPAGIC, 2015; GARCÍA-GUSANO; GARRAÍN; DUFOUR, 2016).

Por outro lado, a alta participação dos derivados do petróleo (óleo combustível e diesel), também influenciam nos altos fatores de emissão de GEE de vários países. Na Itália, México, Irão e Maurícias, a participação do óleo combustível varia de 16% a 37% (CASTELAZO; GUJBA; AZAPAGIC, 2011; BRIZMOHUN; RAMJEAWON; AZAPAGIC, 2015; AKBER; THAHEEM; ARSHAD, 2017; DALIR; MOTLAGH; ASHRAFI, 2018;

SONG et al., 2018). Em contraste, esta representação é significativamente baixa na matriz elétrica brasileira, sendo inferior a 10% para ambas fontes (carvão e derivados do petróleo). Para melhor entendimento, todas fontes de geração fóssil-térmica do Brasil, representam menos de 25% na estrutura da matriz elétrica e na geração de eletricidade, o que contrasta com a variação de 70% a 90% nas matrizes elétricas do México, Itália, China, Índia, Austrália, Paquistão, Irão, Maurícias, Portugal, entre outros países, influenciando significativamente nos fatores de emissão de GEE.

O FE de GEE da presente pesquisa resultou comparativamente superior àquele de 75 gCO₂-eq/kWh, estimado pelo MCTI, apresentado na Figura 5. Embora, ambas pesquisas consideram as usinas em operação no SIN e apesar das fronteiras estabelecidas na presente pesquisa, evidentemente, o FE apresentado resultou maior pelo fato do MCTI não avaliar as emissões das demais etapas do ciclo de vida (*upstream* e *downstream*), dos sistemas de geração da matriz elétrica. Ou seja, não considerar o estudo desde uma perspectiva da ACV pode levar à resultados subestimados sobre as emissões dos sistemas de geração de eletricidade.

6.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS

É impossível produzir eletricidade sem o mínimo impacto ambiental e é irrefutável a contribuição da eletricidade nas emissões de GEE. A geração de eletricidade, sobretudo, por fontes fósseis convencionais, causa impactos significativos ao meio ambiente e a saúde humana. Uma das formas de mitigar estes impactos é a diversificação das matrizes de geração por fontes renováveis de energias e a aplicação de tecnologias convencionais mais eficientes que reduzam as emissões do processo de combustão ou capturem o CO₂ emitido nas diferentes etapas do ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade. Outra forma é a implantação de políticas consistentes que motivem a criação de programas de eficiência energética, investimentos em pesquisas e desenvolvimento, fomento das energias renováveis com incentivos fiscais e respaldados legais e a aplicação de medidas que levem não somente às reduções das emissões de GEE em todos setores energéticos (público e privado), senão o estabelecimento dos limites das emissões nestes setores.

Todas estas formas exigem altos investimentos sociais e econômicos que integram a criação de políticas, ciência e investigação. Entretanto, é importante que se conheçam especificamente as estimativas de GEE de cada tecnologia para que se possam tomar decisões que facilitem a aplicabilidade das políticas e as melhores práticas de geração de eletricidade.

Defende-se que diversos fatores como as diferenças das técnicas aplicadas, métodos,

medições, dados, condições geográficas e georeferenciações, entre outros fatores, influenciam significativamente nas variações das estimativas e, consequentemente nos resultados que são apresentados nos estudos (ASDRUBALI et al., 2015; LEVASSEUR et al., 2021). De acordo com Li; Chalvatzis e Pappas (2018), esta variação depende de país a país com influência dos seus sistemas de geração de eletricidade, tipos de tecnologias, recursos, condições climáticas e outras variáveis que condicionam os níveis dos seus fatores de emissão. A ACV é uma ferramenta pertinente que pode auxiliar na quantificação das estimativas de GEE do ciclo de vida e no entendimento das emissões dos sistemas de geração de eletricidade, pois avalia os impactos destas tecnologias desde a concessão das matérias primas até ao descomissionamento (atérro ou reuso dos componentes recicláveis), dos sistemas de geração de eletricidade.

As normas (ABNT-ISO, 2016a; ABNT-ISO, 2016b) e os *handbooks* (GUINEE, 2004; IPCC, 2019b) são ferramentas que servem como guia para aplicação da ACV. Estes documentos não especificam a quantidade de categorias de impacto que se podem incluir na avaliação e não precisam de forma absoluta os métodos a serem utilizados na avaliação de um determinado produto. Porém, regulamentam e orientam sobre a forma como os procedimentos de avaliação devem ser aplicados e dão a liberdade na interpretação e aplicação das técnicas, permitindo uma comparação justa entre produtos e a formulação de decisões estratégicas (EDENHOFER et al., 2011; SONG et al., 2018), evitando-se, portanto, que se apresentem aproximações subjetivas que conduzam a resultados questionáveis ou incompatíveis entre os estudos (BOUMAN; RAMIREZ; HERTWICH, 2015). Em caso dos resultados conflitivos nos estudos, a meta-análise e a harmonização são técnicas que ajudam a combinar e alinhar as estimativas diferenciadas e reduzir as variabilidades (HEATH; MANN, 2012; TURCONI; BOLDRIN; ASTRUP, 2013).

Portanto, é pertinente que no planeamento energético se inclua a ferramenta de ACV na avaliação dos FE destes sistemas, para que se tenham estimativas sobre os seus impactos ao meio ambiente, ainda que se tratem de fontes limpas ou de tecnologias modernas que usam combustíveis fósseis (tecnologias de baixo carbono), pois a ferramenta de ACV é normatizada e possibilita a obtenção de resultados assertivos na avaliação de qualquer categoria de impacto nos diferentes estágios do ciclo de vida, dando suporte na tomada de decisões.

Por último, importa observar que, os fatores de emissão estimados em cada tecnologia, podem não ser precisos para os sistemas de geração avaliados, porém, as estimativas apresentadas representam de forma genérica uma visão dos impactos ambientais que podem

ser normalmente associados ou esperados para estas tecnologias. Naturalmente, alguns impactos podem ser maiores ou inferiores, de acordo as condições específicas de cada tecnologia e o objetivo de cada pesquisa.

Pelo anteriormente dito, os autores reconhecem as limitações da presente pesquisa, sendo que não descartam trivialidades e tampouco defendem o absolutismo nos resultados aqui apresentados, tendo em conta a metodologia utilizada, os critérios e valores assumidos, entre outros fatores que possam influenciar na precisão dos resultados. No entanto, apoiados nas normas, guias e na literatura sobre a ACV, os autores reiteram que a ACV não apresenta resultados fechados sobre impactos ambientais, senão estimativas de emissões e potenciais impactos associados a um determinado produto ou serviço, que variam de acordo as tecnologias, tipo de pesquisa e metodologias de ACV utilizadas nos estudos. Com isto, lacunas podem ser encontradas na revisão da presente pesquisa, sendo que, os autores aceitam às críticas da comunidade científica e apelam a continuidade da pesquisa, para que no futuro se obtenham resultados comparativos que possam validar e/ou melhorar a precisão dos resultados obtidos com a metodologia empregada nesta pesquisa, contribuindo-se desta forma, tanto na formulação de políticas e tomadas de decisões quanto no engrandecimento da ciência, no que tange particularmente, ao cálculo das estimativas de GEE dos sistemas de geração de eletricidade.

Existem duas formas de melhorar os resultados. Uma das formas de melhorar o trabalho e apresentar resultados mais precisos, seria mediante a realização da ACV (meta-análise e harmonização), para cada usina de forma particular, considerando parâmetros de referência (vida útil, eficiência e FC em função da potência instalada, geração anual de eletricidade e tempo anual exato de funcionamento das usinas), tendo-se em conta estes parâmetros específicos nos processos de harmonização ao invés dos parâmetros médios de referências. Sendo que, o FE de GEE do ciclo de vida dos sistemas, seria posteriormente determinado pelo FE de GEE médio das tecnologia. A outra forma de melhorar os resultados, seria mediante a aplicação da ACV para cada tecnologia ou para a matriz, com recusos aos dados pré-existentes nos inventários do ciclo de vida disponíveis nas bases de dados da *ecoinvent*, na qual a ACV pode ser aplicada mediante o uso das ferramentas computacionais como a *SIMAPRO*, *UMBERTO*, *MESSAGE*, por mencionar algumas ferramentas. Deste modo, os resultados alcançados poderiam servir para análises comparativas que permitiriam validar ou criticar os resultados apresentados na presente pesquisa.

7 CONCLUSÃO E ESTUDOS FUTUROS

7.1 CONCLUSÕES

A presente pesquisa consistiu em estimar o fator de emissão (FE) de GEE dos sistemas de geração de eletricidade da matriz elétrica brasileira do SIN, do setor público, a partir de uma abordagem de ACV, considerando técnicas como a meta-análise e a harmonização. Foram avaliados diferentes sistemas de geração de eletricidade como hidrelétricas e sistemas térmicos a gás natural, nuclear, carvão mineral, óleo combustível e óleo diesel. Aspectos relacionados as perdas nos processos de transmissão e distribuição da eletricidade não foram incluídos. Os sistemas de geração solar e eólicos, apesar de contribuírem significativamente na matriz do SIN, também não foram incluídos porque apurou-se que estes sistemas não pertenciam ao setor público, de acordo as fronteiras da pesquisa.

A harmonização das estimativas de GEE obtidas nos estudos e incluídas na meta-análise, permitiu estimar de forma separada os FE do ciclo de vida de cada sistema de geração de eletricidade considerado na pesquisa, tendo em conta a vida útil, o FC e a eficiência térmica média de referência das tecnologias brasileiras e finalmente foi estimado o FE da matriz SIN dentro das fronteiras da pesquisa, tendo este sido de 99,64 gCO₂-eq/kWh. Tanto os FE dos sistemas quanto o FE da matriz do SIN, resultaram comparativamente superiores e inferiores em relação às aquelas apresentados por diferentes estudos na literatura e aos estudos de Miranda (2012) e do Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação (MCTI).

A revisão bibliográfica, permitiu apurar que países com alta geração de eletricidade por fontes renováveis, apresentam fatores de emissão inferiores nas suas matrizes elétricas. Em contraste, países que utilizam consideráveis recursos fósseis, tendem a apresentar altos fatores de emissões de GEE na geração de eletricidade. Obviamente, um conjunto de aspetos, dentre os quais o tipo de tecnologias, as condições climáticas, eficiências, fatores de capacidades, influenciam nos níveis das emissões de GEE destes países independentemente do tipo de combustível ou do sistema de geração de eletricidade utilizado.

Finalmente, apesar das fronteiras da presente pesquisa, o FE da presente pesquisa foi 32,8% superior, no caso particular ao FE estimado pelo MCTI, sendo que isso ocorreu pelo fato do MCTI não considerar o uso da ACV na estimação dos fatores de emissão dos sistemas de geração de eletricidade da matriz brasileira, pelo que, as emissões das etapas *upstream* e *downstream* têm sido desconsideradas na avaliação do MCTI.

7.2 SUGESTÕES PARA PESQUISAS FUTURAS

Importa reiterar que os sistemas de geração de eletricidade avaliados na presente pesquisa foram àqueles pertencentes ao SIN, tendo sido considerados apenas aqueles sistemas de geração cujo o regime de exploração é 100% do setor público. Outros sistemas de geração no SIN, tantos aqueles de parcerias público-privado quantos os autônomos como os APE e PIE não foram considerados na pesquisa. Naturalmente, estes sistemas têm as suas contribuições nas emissões de GEE da matriz elétrica brasileira.

Para os sistemas público-privado, em função do método aplicado na presente pesquisa, estas contribuições são relevantes somente nos casos de avaliação singular de cada usina. Em contraste, no caso da avaliação de sistemas de geração de eletricidade, nas quais, são aplicados parâmetros médios de referências nas etapas das harmonizações, estas contribuições são irrelevantes. Ou seja, não alteram os resultados das medianas que representam os FE de GEE do ciclo de vida dos sistemas de geração de eletricidade, na presente pesquisa.

Entretanto, ao se considerarem os sistemas autônomos, o argumento anterior torna-se insustentável, visto que as fronteiras da pesquisa seriam estendidas para a avaliação de outros sistemas como a solar e eólica, que desde a abordagem da ACV não apresentam emissões nulas. Por outro lado, a avaliação da matriz a partir de parâmetros específicos de cada tecnologia também provoca questionamentos aos resultados apresentados na presente pesquisa, visto que cada sistema apresentaria um desempenho diferenciado.

Em todo caso, a presente pesquisa está aberta às críticas, como se referiu nas considerações finais do capítulo 7, sendo que se recomenda aos futuros pesquisadores a indagarem sobre as possibilidades de realizar-se estudos que ajudem a melhorar os resultados com a inclusão dos sistemas compartilhados (público-privado) ou a extensão das fronteiras da pesquisa, na qual se possam avaliar outros sistemas existentes na matriz brasileira. A outra recomendação é realizar os estudos para cada tecnologia mediante os dados dos inventários do ciclo de vida, como se referiu no último parágrafo das considerações finais do capítulo 7.

Considera-se que a continuidade da pesquisa, permitirá ampliar as análises comparativas dos FE de emissão de GEE do ciclo de vida estimados nos estudos locais e os fatores de emissão estimados pelo MCTI. Sendo que, estimar estes FE de GEE da matriz elétrica brasileira, desde a perspectiva da ACV pode ser útil para identificar as emissões reais das tecnologias de geração de eletricidade e da matriz elétrica nacional, de modos que se contribua na formulação de políticas e medidas ambientais adequadas.

REFERÊNCIAS

- ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR ISO 14040: 2006.** Gestão ambiental - Avaliação do ciclo de vida- Princípios e estrutura. São Paulo, 2016: Elaborado em 2014. Disponível em: abnt@abnt.org.br / www.abnt.org.br. Acesso em: 10 abr. 2020.
- ABRIL, G. *et al.* Carbon dioxide and methane emissions and the carbon budget of a 10-year old tropical reservoir (Petit Saut, French Guiana). **Global Biogeochemical Cycles**, v. 19, p. 1–16, 2005. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1029/2005GB002457>. Acesso em: 14 nov. 2020.
- ADEDEJI, A. R. *et al.* Sustainable energy towards air pollution and climate change mitigation. **Journal of Environmental Management**, v. 260, p. 11, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479719316962>. Acesso em: 15 jan. 2021.
- AGRAWAL, K. K.; JAIN, A. K.; DAHIYA, S. Assessment of greenhouse gas emissions from coal and natural gas thermal power plants using life cycle approach. **International Journal of Science and Technology**, v. 11, p. 1157–1164, 2014. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s13762-013-0420-z>. Acesso em: 12 maio. 2021.
- AKASHI, O. *et al.* A projection for global CO₂ emissions from the industrial sector through 2030 based on activity level and technology changes. **Energy**, v. 36, p. 1855–1867, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544210004524>. Acesso em: 10 abr. 2020.
- AKBER, M. Z.; THAHEEM, M. J.; ARSHAD, H. Life cycle sustainability assessment of electricity generation in Pakistan: policy regime for a sustainable energy mix. **Energy Policy**, v. 111, p. 111–126, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421517305827>. Acesso em: 14 maio. 2021.
- ANEEL. **Sistema de informações de geração da ANEEL: SIGA/** Matriz elétrica brasileira. Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/siga>. Acesso em: 21 out. 2020.
- ANGELO, C.; RITTL, C. **Análise das emissões brasileiras de gases de efeito estufa e suas implicações para as metas do Brasil (1970-2018).** Brasil: SEEG - observatório do clima, 2019. Disponível em: <http://www.observatoriodoclima.eco.br/seeg>. Acesso em: 10 abr. 2020.
- ANP. **Petróleo.** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/petroleo-derivado/petroleo>. Acesso em: 29 out. 2020a.
- ANP. **Anuário estatístico brasileiro do petróleo, gás natural e biocombustíveis 2020.** Rio de Janeiro, RJ. Disponível em: <http://www.anp.gov.br/arquivos/central-conteudos/anuario-estatistico/2020/anuario-2020.pdf>. Acesso em: 26 out. 2020.
- ANP. **Mistura de biodiesel ao diesel passa a ser de 13% a partir de hoje (1/3).** Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Disponível em:

https://www.gov.br/anp/pt-br/canais_atendimento/imprensa/noticias-comunicados/mistura-de-biodiesel-ao-diesel-passa-a-ser-de-13-a-partir-de-hoje-1-3. Acesso em: 26 out. 2020.

ASDRUBALI, F. *et al.* Life cycle assessment of electricity production from renewable energies: review and results harmonization. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 42, p. 1113–1122, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032114009071>. Acesso em: 07 dec. 2020.

ATILGAN, B.; AZAPAGIC, A. Life cycle environmental impacts of electricity from fossil fuels in Turkey. **Cleaner Production**, v. 106, p. 555–564, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S095965261400763X>. Acesso em: 12 Jan. 2020.

BARROS, M. V.; PIEKARSKI, C. M.; FRANCISCO, A. C. Carbon footprint of electricity generation in Brazil: An analysis of the 2016-2026 period. **Energies**, v. 11, 2018. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/6/1412>. Acesso em: 16 abr. 2020.

BARROS, N. *et al.* Carbon emission from hydroelectric reservoirs linked to reservoir age and latitude. **Nature Geoscience**, v. 4, p. 1–4, 2011. Disponível em: <https://www.nature.com/articles/ngeo1211>. Acesso em: 13 nov. 2020.

BEERTEN, J. *et al.* Greenhouse gas emissions in the nuclear life cycle: a balanced appraisal. **Energy policy**, v. 37, p. 5056–5068, 2009. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421509005102>. Acesso em: 10 nov. 2020.

BICUDO, M. A. V. Meta-análise: seu significado para a pesquisa qualitativa. **REVEMAT: revista eletrônica de educação matemática**, v. 9, p. 7–20, 2014. Disponível em: <https://periodicos.ufsc.br/index.php/revemat/article/view/1981-1322.2014v9nespp7/0>. Acesso em: 23 mar. 2021.

BIMENYIMANA, S. *et al.* Performance estimation of Ntaruka hydropower plant and its comparison with the prediction results obtained by SPSS. **Energy and Environment**, v. 29, p. 1004–1021, 2018. Disponível em: <https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0958305X18765961>. Acesso em: 10 nov. 2020.

BLANCO, C. F. *et al.* Are technological developments improving the environmental sustainability of photovoltaic electricity? **Energy Technology**, p. 11, 2020. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/ente.201901064>. Acesso em: 14 dec. 2020.

BOUMAN, E. A.; RAMIREZ, A.; HERTWICH, E. G. Multiregional environmental comparison of fossil fuel power generation-Assessment of the contribution of fugitive emissions from conventional and unconventional fossil resources. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 33, p. 1–9, 2015. Disponível em: <https://ntnuopen.ntnu.no/ntnu-xmlui/handle/11250/2789472>. Acesso em: 15 jan. 2020.

BRANCO, D. A. C. *et al.* Emissions reduction potential from CO₂ capture: a life-cycle assessment of a Brazilian coal-fired power plant. **Energy Policy**, v. 61, p. 1221–1235, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421513005284>. Acesso em: 19 nov. 2020.

BRANDÃO, M.; HEATH, G.; COOPER, J. What can meta-analyses tell us about the reliability of life cycle assessment for decision support? **Journal of Industrial Ecology**, v. 16, p. 3–7, 2012. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1530-9290.2012.00477.x>. Acesso em: 06 Jul. 2020.

BRIONES HIDROVO, A.; UCHE, J.; MARTÍNEZ-GRACIA, A. Accounting for GHG net reservoir emissions of hydropower in Ecuador. **Renewable Energy**, v. 112, p. 209–221, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148117304317>. Acesso em: 12 nov. 2020.

BRIZMOHUN, R.; RAMJEAWON, T.; AZAPAGIC, A. Life cycle assessment of electricity generation in Mauritius. **Journal of Cleaner Production**, v. 106, p. 565–575, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S095965261401213X>. Acesso em: 19 maio. 2021.

BRUIJIN DE H; DUIN VAN R; HUIJBREGTS A.J.M. **Handbook on Life cycle Assessment**. v. 7. New York, Boston, Dordrecht, London, Moscow. Disponível em: <https://link.springer.com/book/10.1007/0-306-48055-7>. Acesso em: 10 abr. 2020.

BURCHART-KOROL, D. *et al.* Model of environmental life cycle assessment for coal mining operations. **Science of the Total Environment**, v. 562, p. 61–72, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048969716306477>. Acesso em: 19 nov. 2020.

BURKHARDT III, J. J.; HEATH, G.; COHEN, E. Life cycle greenhouse gas emissions of trough and tower concentrating solar power electricity generation. Systematic review and harmonization. **Research and Analysis**, v. 16, p. 17, 2012. Available from: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1530-9290.2012.00474.x>. Access in: 14 Dec. 2020.

BURNHAM, A. *et al.* Life cycle greenhouse gas emissions of shale gas, natural gas, coal and petroleum. **Environmental Science and Technology**, v. 46, p. 619–627, 2012. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/es201942m>. Acesso em: 06 jan. 2020.

CAMPOS, A. F. *et al.* A review of Brazilian natural gas industry: challenges and strategies. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, p. 1–10, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032116307730>. Acesso em: 10 abr. 2020.

CAMPOS, N. D. **Heurística aplicada a políticas públicas para a geração de energia elétrica no Brasil**. 2019. Dissertação (Mestrado em Engenharia Civil) - Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas, Campinas, 2019. Disponível em: https://bdtd.ibict.br/vufind/Record/CAMP_1c777fef1d3eee3984d60795c1ac6ca4. Acesso em: 26 out. 2020.

CASTELAZO, S. E.; GUJBA, H.; AZAPAGIC, A. Life cycle assessment of electricity generation in Mexico. **Energy**, v. 36, p. 1488 –1499, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544211000193>. Acesso em: 17 nov. 2020.

CEMIG. **Inventário corporativo de emissões de GEE da CEMIG em 2018**. Belo

Horizonte/Minas Gerais. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2020/07/inventario-de-gases-efeito-estufa-2018.pdf>. Acesso em: 29 abr. 2020.

CEMIG. **Inventário de gases de efeito estufa 2020**. Belo Horizonte/Minas Gerais. Disponível em: <https://www.cemig.com.br/wp-content/uploads/2021/04/inventario-gases-efeito-estufa-2020.pdf>. Acesso em: 01 out. 2020.

ÇENGEL, Y. A.; BOLES, M. A. **Termodinâmica: uma aproximação a engenharia**. 5th ed. México-DF: The McGraw-Hill, 2006. Disponível em: <https://www.traca.com.br/livro/419692/#>. Acesso em: 05 out. 2020.

CETESB. **1º Inventário de emissões antrópicas de gases de efeito estufa diretos e indiretos do estado de São Paulo**. Cetesb, 2011. São Paulo/Brasil. Disponível em: https://cetesb.sp.gov.br/inventario-gee-sp/wp-content/uploads/sites/34/2014/01/Primeiro_Inventario_GEE_WEB_Segunda-Edicao-v1.pdf. Acesso em: 21 jul. 2020.

CHANG, Y. *et al.* Life-cycle comparison of greenhouse gas emissions and water consumption for coal and shale gas fired power generation in China. **Energy**, v. 86, p. 335–345, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544215004880>. Acesso em: 19 nov. 2020.

CHO, H. H.; STREZOV, V. A Comparative review on the environmental impacts of combustion-based electricity generation technologies. **Energy and Fuels**, v. 34, p. 10486–10502, 2020. Disponível em: <https://pubs.acs.org/doi/10.1021/acs.energyfuels.0c02139>. Acesso em: 19 maio. 2020.

COLOSSI, B. R. **Avaliação ambiental de uma usina termelétrica a óleo combustível utilizando análise do ciclo de vida**. 2021. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Ambiental) - Instituto de Pesquisas Hidráulicas e Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, 2012. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/114584/000930736.pdf?sequence=1>. Acesso em: 23 mar. 2020.

CONSTANTINO, G. *et al.* Adoption of photovoltaic systems along a sure path: a life-cycle assessment (LCA) study applied to the analysis of GHG emission impacts. **Energies**, v. 11, n. 10, p. 2–28, 2018. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/11/10/2806>. Acesso em: 16 mar. 2020.

COPEL. **Usina termelétrica de Figueira**. Disponível em: <https://www.copel.com/hpcopel/root/nivel2.jsp?endereco=%2Fhpcopel%2Froot%2Fpagcopel2.nsf%2Fdocs%2F49AF98E12E67716B032574A20048B955>. Acesso em: 28 out. 2020.

COPEMAR. **Relatório de impacto ambiental da termelétrica de Viana. SA**. Disponível em: https://iema.es.gov.br/Media/iema/Downloads/RIMAS/RIMAS_2007/RT_513-07_-_RIMA.pdf. Acesso em: 23 mar. 2020.

CORSTEN, M. *et al.* Environmental impact assessment of CCS chains - Lessons learned and limitations from LCA literature. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 13, p. 59–71, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583612003143>. Acesso em: 09

mar. 2020.

COSTA, C. D. V. **Políticas de promoção de fontes novas e renováveis para geração de energia elétrica**: lições da experiência européia para o caso brasileiro. Tese para a obtenção do título de Doutor em Ciências em Planejamento Energético. Programa de Pós-graduação de engenharia, Universidade Federal do Rio de Janeiro, RJ, 2006. Disponível em: <http://antigo.ppe.ufrj.br/ppe/production/tesis/costacv.pdf>. Acesso em: 21 abr. 2020.

COZER, N. **A matriz energética brasileira**. Disponível em: <https://gia.org.br/portal/a-matriz-energetica-brasileira>. Acesso em: 13 mar. 2020.

COSTA, M. P. **Avaliação da concentração de dióxido de nitrogênio no entorno de uma usina termelétrica em Manaus-AM**. 2013. Dissertação (Mestrado em Recursos da Amazônia) - Faculdade de Tecnologia, Universidade Federal do Amazonas, 2013. Disponível em: <https://tede.ufam.edu.br/bitstream/tede/4957/1/MÁRCIA PASSOS DA COSTA.pdf>. Acesso em: 24 abr. 2020.

SILVA, D. H. Protocolos de montreal e kyoto: pontos em comum e diferenças fundamentais. **Revista Brasileira de Política Internacional**, v. 52, p. 155–172, 2009. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbpi/a/zjQVHn4TnX4LJcpfYDssBbS/?lang=pt>. Acesso em: 25 abr. 2020.

DALE, A. T. *et al.* Modeling future life-cycle greenhouse gas emissions and environmental impacts of electricity supplies in Brazil. **Energies**, v. 6, p. 3182–3208, 2013. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/6/7/3182>. Acesso em: 16 abr. 2020.

DALIR, F.; MOTLAGH, S. M.; ASHRAFI, K. A dynamic quasi comprehensive model for determining the carbon footprint of fossil fuel electricity: a case study of Iran. **Journal of Cleaner Production**, v. 188, p. 362–370, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652618309557>. Acesso em: 20 maio. 2020.

OLIVEIRA, T. F. *et al.* Using hydrodynamic and water quality variables to assess eutrophication in a tropical hydroelectric reservoir. **Journal of Environmental Management**, v. 256, p. 11, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479719316500>. Acesso em: 13 nov. 2020.

DEEMER, B. R. *et al.* Greenhouse gas emissions from reservoir water surfaces: a new global synthesis. v. 66, p. 16, 2016. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11356-014-3165-4>. Acesso em: 13 nov. 2020.

DEMARTY, M.; BASTIEN, J. GHG emissions from hydroelectric reservoirs in tropical and equatorial regions: review of 20 years of CH₄ emission measurements. **Energgy Policy**, v. 39, p. 4197–4206, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421511003168>. Acesso em: 14 nov. 2020.

DESIDERI, U. *et al.* Life cycle assessment of a ground-mounted 1778 kWp photovoltaic plant and comparison with traditional energy production systems. **Applied Energy**, v. 97, p. 930–943, 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S030626191200061X>. Acesso em: 10

abr. 2020.

DINCA, C. *et al.* GHG emissions evaluation from fossil fuel with CCS. **Environmental Engineering and Management**, v. 8, p. 81–89, 2009. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/271965598_GHG_emissions_evaluation_from_fossil_fuel_with_CCS. Acesso em: 09 mar. 2020.

DING, N. *et al.* An optimization method for energy structures based on life cycle assessment and its application to the power grid in China. **Journal of Environmental Management**, v. 238, p. 18–24, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301479719302233>. Acesso em: 18 nov. 2020.

DIOS, M.; SOUTO, J. A.; CASARES, J. J. Experimental development of CO₂, SO₂ and NO_x emission factors for mixed lignite and subbituminous coal-fired power plant. **Energy**, v. 53, p. 40–51, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544213001576>. Acesso em: 10 nov. 2020.

DOLAN, S. L.; HEATH, G. A. Life cycle greenhouse gas emissions of utility-scale wind power. Systematic review and harmonization. **Research and Analysis**, v. 16, 2012. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1111/j.1530-9290.2012.00464.x>. Acesso em: 07 July. 2020.

DONES, R. *et al.* Life cycle assessment (LCA) of chinese energy chains for shandong electricity scenarios. **Global Energy**, v. 22, p. 199–224, 2004. Disponível em: https://www.researchgate.net/publication/5107322_Life_Cycle_Assessment_LCA_of_Chinese_energy_chains_for_Shandong_electricity_scenarios. Acesso em: 18 nov. 2020.

DONES, R. *et al.* Life cycle inventories for the nuclear and natural gas energy systems, and examples of uncertainty analysis. **Energy Supply**, v. 10, p. 10–23, 2005. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1065%2F1ca2004.12.181.2>. Acesso em: 08 fev. 2021.

DONES, R. *et al.* **Life cycle inventories of energy systems**: results for current systems in Switzerland and other UCTE countries. Dubendorf, CH, 2007. Disponível em: http://ecolo.org/documents/documents_in_english/Life-cycle-analysis-PSI-05.pdf. Acesso em: 07 fev. 2021.

SANTOS, M. A. *et al.* Gross greenhouse gas fluxes from hydro-power reservoir compared to thermo-power plants. **Energgy Policy**, v. 34, p. 481–488, 2006. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421504001892>. Acesso em: 13 nov. 2020.

DOU. **Relatório da administração e demonstrações financeiras**. Amazonas_Geração e transmissão de energia. Ano de exercício 2019. Disponível em: <https://www.in.gov.br/web/dou/-/relatorio-da-administracao-e-demonstracoes-financeiras-260787365>. Acesso em: 27 abr. 2021.

EDENHOFER, O. *et al.* **IPCC special report on renewable energy sources and climate change mitigation**: Summary for policymakers. Intergovernmental Panel on Climate Change-IPCC, 2011. Disponível em: https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srren/SRREN_FD_SPM_final.pdf. Acesso em: 19 nov. 2020.

EDENHOFER, O. *et al.* On the sustainability of renewable energy sources. **Annual Review of Environment and Resources**, v. 38, p. 169–200, 2013. Disponível em: <https://www.annualreviews.org/doi/abs/10.1146/annurev-environ-051012-145344>. Acesso em: 01 set. 2020.

ELETROBRAS. **Central nuclear de Angra bate recorde de geração em 2019**. Disponível em: <http://www.eletronuclear.gov.br/Imprensa-e-Midias/Paginas/Central-nuclear-de-Angra-bate-recorde-de-geração-em-2019.aspx>. Acesso em: 30 out. 2020.

EPE. **Plano Nacional de Energia 2030: geração termelétrica - petróleo e derivados**. Rio de Janeiro. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE 2030 - Geração Termelétrica \(Petróleo e Derivados\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-165/topico-173/PNE 2030 - Geração Termelétrica (Petróleo e Derivados).pdf). Acesso em: 09 jun. 2021.

EPE. **Premissas e custos da oferta de energia elétrica no horizonte 2050**. Rio de Janeiro, Novembro de 2018. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-456/NT PR 007-2018 Premissas e Custos Oferta de Energia Elétrica.pdf>. Acesso: 04 nov. 2020.

EPE. **Balanço Energético Nacional: relatório final, ano base 2018**. Brasília DF. Disponível em: https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-303/topico-419/BEN2018__Int.pdf. Acesso em: 10 abr. 2020.

EPE. **Balanço Energético Nacional: relatório síntese, ano base 2018**. Rio de Janeiro, maio de 2019. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 10 abr. 2020.

EPE. **Empresa de Pesquisa Energética: matriz energética e elétrica**. Disponível em: <http://epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica>. Acesso em: 14 mar. 2020a.

EPE. **Anuário estatístico de energia elétrica: ano base 2020**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/EPEFactSheetAnuario.pdf>. Acesso em: 26 out. 2020.

EPE. **Anuário estatístico de energia elétrica-2020: ano base 2019**. Brasília DF. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-160/topico-168/Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2020.pdf>. Acesso em: 26 out. 2020.

EPE. **Indicadores de monitoramento da política de E&P**. Rio de Janeiro, agosto de 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-505/Informe Indicadores Monitoramento Política EP Final.pdf>. Acesso em: 26 out. 2020.

FANTIN-CRUZ, I. *et al.* Effects of a diversion hydropower facility on the hydrological regime of the correntes river, a tributary to the pantanal floodplain, Brazil. **Journal of Hydrology**, v. 531, p. 810–820, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0022169415008136>. Acesso em: 12 nov. 2020.

FARRELL, A. E. *et al.* **Ethanol can contribute to energy and environmental goals**.

Science (New York, N.Y.). Disponível em:

https://nature.berkeley.edu/er100/readings/Farrell_2006_Ethanol.pdf. Acesso em: 06 jul. 2020.

FEARNSIDE, P. M. **Greenhouse gas emissions from a hydroelectric reservoir (Brasil's Tucuruí Dam) and the energy policy implications. Water, air and soil pollution.**

Amazonas, Brasil. Disponível em:

<https://link.springer.com/article/10.1023/A:1012971715668>. Acesso em: 14 nov. 2020.

FREDDY, S. N. P.; HANDLER, R.; JULIO, C. S.-R. Potential effects of the Mexican energy reform on life cycle impacts of electricity generation in Mexico and the Yucatan region.

Journal of Cleaner Production, v. 164, p. 1016–1025, 2017. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652617314518>. Acesso em: 13 maio. 2021.

FTHENAKIS, V. M.; KIM, H. C. Greenhouse-gas emissions from solar electric and nuclear power: a life-cycle study. **Energy Policy**, v. 35, p. 2549–2557, 2007. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421506002758>. Acesso em: 04 nov. 2020.

FTHENAKIS, V. M.; KIM, H. C.; ALSEMA, E. Emissions from photovoltaic life cycles.

Environmental Science and Technology, p. 9, 2008. Disponível em:

<https://www.researchgate.net/publication/27715092>. Acesso em: 04 nov. 2020.

FURNAS. **Furnas energia que impulsiona o Brasil:** números do Sistema. Usina de Campos-30MW. Disponível em: <https://www.furnas.com.br/subsecao/137/usina-de-campos---30-mw?culture=pt>. Acesso em: 30 out. 2020.

GAGNON, L.; VAN DE VATE, J. Greenhouse gas emissions from hydropower. The state of research in 1996. **Energy Policy**, v. 25, p. 7–13, 1997. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421596001255>. Acesso em: 12 nov. 2020.

GALY-LACAUX, C. *et al.* Long-term greenhouse gas emissions from hydroelectric reservoirs in tropical forest regions. **Global Biogeochemical Cycles**, v. 13, p. 503–517, 1999.

Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/pdf/10.1029/1998GB900015>.

Acesso em: 14 nov. 2020.

GARCIA, R.; MARQUES, P.; FREIRE, F. Life-cycle assessment of electricity in Portugal.

Applied Energy, v. 134, p. 563–572, 2014. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914008782>. Acesso em: 11 nov. 2020.

GELLER, M. T. B.; MENESES, A. A. D. M. Life cycle assessment of a small hydropower plant in the Brazilian Amazon. **Journal of Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems**, v. 4, p. 379–391, 2016. Disponível em:

<https://www.sdewes.org/jsdewes/pi2016.04.0029>. Acesso em: 07 oct. 2020.

GEORGAKELLOS, D. A. Climate change external cost appraisal of electricity generation systems from a life cycle perspective: The case of Greece. **Journal of Cleaner Production**, v. 32, p. 124–140, 2012. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652612001783>. Acesso em: 13 maio.

2021.

GERBINET, S.; BELBOOM, S.; LÉONARD, A. Life cycle analysis (LCA) of photovoltaic panels: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 38, p. 747–753, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S136403211400495X>. Acesso em: 04 nov. 2020.

GERDEN, T. **The adoption of the kyoto protocol of the united nations framework convention on climate change**. United Nations, 1998. Disponível em: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>. Acesso em: 30 abr. 2020.

GILBERT, A. Q.; SOVACOOOL, B. K. Benchmarking natural gas and coal-fired electricity generation in the United States. **Energy**, v. 134, p. 622–628, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S036054421730988X>. Acesso em: 19 nov. 2020.

GILMORE, E. A.; ADAMS, P. J.; LAVE, L. B. Using backup generators for meeting peak electricity demand: a sensitivity analysis on emission controls, location and health endpoints. **Journal of the Air and Waste Managment Association**, p. 11, 2010. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/abs/10.3155/1047-3289.60.5.523>. Acesso em: 19 maio. 2021.

GLASS, G. V. Primary, secondary, and meta-analysis of research. **American Educational Research Association**, v. 10, p. 3–8, 1976. Disponível em: <https://journals.sagepub.com/doi/10.3102/0013189X005010003>. Acesso em: 23 maio. 2021.

GUINEE, J. B. **Handbook on life cycle assessment: operational guide to the ISO standards**. v. 7th ed. New York, Boston, Dordrecht, London, Moscow: Kluwer Academic, 2004.

HAMMOND, G. P.; HOWARD, H. R.; JONES, C. I. The energy and environmental implications of UK more electric transition pathways: a whole systems perspective. **Energy Policy**, v. 52, p. 103–116, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421512007537>. Acesso em: 10 mar. 2021.

HARDISTY, P. E.; CLARK, T. S.; HYNES, R. G. Life cycle greenhouse gas emissions from electricity generation: a comparative analysis of australian energy sources. **Energies**, v. 5, p. 872–897, 2012. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/5/4/872>. Acesso em: 17 maio. 2021.

HAUCK, M. et al. Estimating the greenhouse gas balance of individual gas-fired and oil-fired electricity plants on a global scale. **Journal of Industrial Ecology**, v. 21, p. 127–135, 2016. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/jiec.12408>. Acesso em: 12 maio. 2021.

HEATH, G. A.; MANN, M. K. Background and reflections on the life cycle assessment harmonization project. **Journal of Industrial Ecology**, v. 16, p. 8–11, 2012. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1530-9290.2012.00478.x>. Acesso em: 07 jul. 2020.

HERTWICH, E. G. Addressing biogenic greenhouse gas emissions from hydropower in LCA. **Environmental Science and Technology**, p. 8, 2013. Disponível em:

<https://pubs.acs.org/doi/abs/10.1021/es401820p>. Acesso em: 04 feb. 2021.

HONDO, H. Life cycle GHG emission analysis of power generation systems: japanese case. **Energy**, v. 30, p. 2042–2056, 2005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544204003652>. Acesso em: 12 nov. 2020.

HSU, D. D. *et al.* Life cycle greenhouse gas emissions of crystalline silicon photovoltaic electricity generation. Systematic review and harmonization. **Research and Analysis**, v. 16, p. 14, 2012. Available from: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1530-9290.2011.00439.x>. Acesso em: 14 dec. 2020.

IEA. **Indicadores de eficiencia energética**: bases esenciales para el establecimiento de políticas. International Energy Agency. France, 2015. Disponível em: <http://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/cg00333.pdf>. Acesso em: 10 abr. 2020.

IEA. **CO2 emisions from fuel combustion-highlights**. IEA Publications. France, 2019. Disponível em: https://iea.blob.core.windows.net/assets/eb3b2e8d-28e0-47fd-a8ba-160f7ed42bc3/CO2_Emissions_from_Fuel_Combustion_2019_Highlights.pdf. Acesso em: 21 jul. 2020.

IEA. **Key world energy statistics**. International Energy Agency. France, 2019. Disponível em: ps://www.connaissancedesenergies.org/sites/default/files/pdf-actualites/Key_World_Energy_Statistics_2019.pdf. Acesso em: 10 abr. 2020.

IEMA. **Série termoeletricidade em foco**: uso de água em termoelétricas. São Paulo/Brasil/IEMA-Instituto de Energia e Meio Ambiente, 2016. Disponível em: https://iema-site-staging.s3.amazonaws.com/IEMA-AGUA_vFinal_1.pdf. Acesso em: 24 abr. 2021

INB. **Plano estratégico das indústrias nucleares do Brasil 2017-2026**. Indústrias Nucleares do Brasil. Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: https://www.inb.gov.br/Portals/0/Arquivos/Plano_Estrategico_INB_20172026.pdf. Acesso em: 26 out. 2020.

IPCC. **2006 IPCC Guidelines for national greenhouse gas inventories**. Intergovernmental Panel on Climate Change. (T. N. K. T. Simon Eggleston; Leandro Buendia; Kyoko Miwa, Ed.) Hayama, Japan IGES-Japan, [2006]. Disponível em: <http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp>. Acesso em: 25 abr. 2020.

IPCC. **Climate change 2014**: syntesis report. Intergovernmental Panel on Climate Change. Geneva, Switzerland: [2014]. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/05/SYR_AR5_FINAL_full_wcover.pdf. Acesso em: 21 jul. 2020.

KADIYALA, A.; KOMMALAPATI, R.; HUQUE, Z. Quantification of the lifecycle greenhouse gas emissions from nuclear power generation systems. **Energies**, p. 1–13, 2016. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/9/11/863>. Acesso em: 04 nov. 2020.

KANNAN, R. *et al.* LCA – LCCA of oil fired steam turbine power plant in Singapore. **Energy Conversion and Management**, v. 45, p. 3093–3107, 2004. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890404000251>. Acesso em: 13 maio. 2021.

KANNAN, R. Gas fired combined cycle plant in Singapore: energy use, GWP and cost — a life cycle approach. **Energy Conversion and Management**, v. 46, p. 2145–2157, 2005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890404002687>. Acesso em: 15 mar. 2021.

KARMAKER, A. K. *et al.* Exploration and corrective measures of greenhouse gas emission from fossil fuel power stations for Bangladesh. **Journal of Cleaner Production**, v. 244, p. 11, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652619335152>. Acesso em: 17 maio. 2021.

KEMENES, A.; FORSBERG, B. R.; MELACK, J. M. CO₂ emissions from a tropical hydroelectric reservoir (Balbina, Brazil). **Journal of Geophysical Research**, v. 116, p. 1–11, 2011. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1029/2010JG001465>. Acesso em: 15 nov. 2020.

KEMENES, A.; FORSBERG, B. R.; MELACK, M. Methane release below a tropical hydroelectric dam Methane release below a tropical hydroelectric dam. **ResearchGate**, v. 34, 2007. Disponível em: https://www.academia.edu/2526010/Methane_release_below_a_tropical_hydroelectric_dam. Acesso em: 14 nov. 2020.

KHAN, I.; JACK, M. W.; STEPHENSON, J. Analysis of greenhouse gas emissions in electricity systems using time-varying carbon intensity. **Journal of Cleaner Production**, v. 184, p. 1091–1101, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652618306474>. Acesso em: 19 maio 2021.

KIM, G.; KIM, J.; YOO, S. Assessing the environmental benefits of multi-purpose water uses of hydropower reservoirs on the Han River in South Korea. **Energy and Environment**, p. 14, 2020. Disponível em: <https://journals.sagepub.com/doi/10.1177/0958305X19882407>. Acesso em: 12 nov. 2020.

KIM, S.; DALE, B. E. Life cycle inventory information of the United States electricity system. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 10, p. 294–304, 2005. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1065%2F1ca2004.09.176>. Acesso em: 10 mar. 2021.

KOORNNEEF, J. *et al.* Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 2, p. 448–467, 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583608000571>. Acesso em: 18 nov. 2020.

KREY, V. *et al.* **Metrics & Methodology. IPCC 2018. Annex II.** [2014]. Disponível em: https://www.ipcc.ch/site/assets/uploads/2018/02/ipcc_wg3_ar5_annex-ii.pdf. Acesso em: 26 nov. 2020.

KUMAR, A.; YANG, T.; SHARMA, M. P. Long-term prediction of greenhouse gas risk to the Chinese hydropower reservoirs. **Science of the Total Environment**, v. 646, p. 300–308,

2019. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048969718328092>. Acesso em: 17 nov. 2020.

LACY, R. *et al.* Life-cycle GHG assessment of carbon capture, use and geological storage (CCUS) for linked primary energy and electricity production. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 42, p. 165–174, 2015. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583615300256>. Acesso em: 10 mar. 2021.

LAWSON, A.; PEREIRA, G. **Termelétricas e seu papel na matriz energética brasileira. FGV Energia**, p. 10, 2018. Disponível em:

<https://bibliotecadigital.fgv.br/dspace/bitstream/handle/10438/20398/Coluna%20Opinio%20Fevereiro%20-%20Termeletricas%20-%20Andre%20e%20Guilherme.pdf>. Acesso em: 06 jan. 2021.

LEE, J. S.; KIBBE, W. A.; GROSSMAN, R. L. Data harmonization for a molecularly driven health system. **Research and Analysis**, v. 174, p. 5, 2019. Disponível em:

<https://doi.org/10.1016/j.cell.2018.08.012>. Acesso em: 23 mar. 2021.

LEE, K. M.; LEE, S. Y.; HUR, T. Life cycle inventory analysis for electricity in Korea.

Energy, v. 29, p. 87–101, 2004. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544203002184>. Acesso em: 12 nov. 2020.

LENZEN, M. Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: a review.

Energy Conversion e Management, v. 49, p. 2178–2199, 2008. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0196890408000575>. Acesso em: 04 nov. 2020.

LEVASSEUR, A. *et al.* Improving the accuracy of electricity carbon footprint: estimation of hydroelectric reservoir greenhouse gas emissions. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 136, p. 15, 2021. Disponível em:

<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120307206>. Acesso em: 13 jan. 2021.

LI, S.; GAO, L.; JIN, H. Realizing low life cycle energy use and GHG emissions in coal based polygeneration with CO₂ capture. **Applied Energy**, v. 194, p. 161–171, 2017.

Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261917302398>. Acesso em: 19 nov. 2020.

LI, S.; ZHANG, Q. Carbon emission from global hydroelectric reservoirs revisited.

Environmental Science Pollutant Research, p. 13636–13641, 2014. Disponível em:

<https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-014-3165-4>. Acesso em: 13 nov. 2020.

LI, X. *et al.* Life-cycle fossil energy consumption and greenhouse gas emission intensity of dominant secondary energy pathways of China in 2010. **Energy**, v. 50, p. 15–23, 2013.

Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544212009462>. Acesso em: 17 maio. 2021.

LI, X.; CHALVATZIS, K. J.; PAPPAS, D. Life cycle greenhouse gas emissions from power generation in China's provinces in 2020. **Applied Energy**, v. 223, p. 93–102, 2018.

Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261918305981>. Acesso em: 09 nov. 2020.

LIFSET, R. Toward meta-analysis in life cycle assessment. **Journal of Industrial Ecology**, v. 16, p. S1–S2, 2012. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1530-9290.2012.00473.x>. Acesso em: 06 jul. 2020.

LITTLEFIELD, J. A. *et al.* Synthesis of recent ground-level methane emission measurements from the U.S. natural gas supply chain. **Cleaner Production**, v. 148, p. 118–126, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617301166>. Acesso em: 12 jan. 2021.

LOPES, M. S. *et al.* **Curvas de destilação obtidas pelo processo de destilação molecular (PEV-ponto de ebulição verdadeiro)**. Campinas, SP: 2007. Disponível em: http://www.portalabpg.org.br/PDPetro/4/resumos/4PDPETRO_4_2_0408-2.pdf. Acesso em: 23 mar. 2021.

LOURENÇO, T. M. D. F. **Emissão de gases de efeito estufa na produção de energia elétrica por usinas hidroelétricas, eólicas e termoeletricas no Brasil**. 2016. Trabalho de conclusão de curso (Engenharia Ambiental e Sanitarista) - Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2016. Disponível em: http://www.dcta.cefetmg.br/wp-content/uploads/sites/21/2017/06/TCC_Thuany-Marra-Figueiredo-Lourenço.pdf. Acesso em: 23 mar. 2021.

LU, S. *et al.* A review of the impact of hydropower reservoirs on global climate change. **Science of the Total Environment**, v. 711, p. 9, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0048969719349885>. Acesso em: 13 nov. 2020.

LULLO, G. *et al.* Developing a greenhouse gas life cycle assessment framework for natural gas transmission pipelines. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 75, p. 1–10, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1875510019303889>. Acesso em: 09 mar. 2021.

MALLIA, E.; LEWIS, G. Life cycle greenhouse gas emissions of electricity generation in the province of Ontario, Canada. **International Journal of Life Cycle Assessment**, p. 377–391, 2013. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11367-012-0501-0>. Acesso em: 04 fev. 2021.

MAY, J. R.; BRENNAN, D. J. Life cycle assessment of Australian fossil energy options. **Process Safety and Environmental Protection**, v. 81, p. 314–330, 2003. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0957582003711057>. Acesso em: 23 mar. 2021.

MCT. **Segunda comunicação nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima**. Ministério da Ciência e Tecnologia. Brasília-DF, 2010. Disponível em: https://cetesb.sp.gov.br/inventario-gee-sp/wp-content/uploads/sites/34/2014/04/2comunicacao_nacional_v1.pdf. Acesso em: 13 dez. 2020.

MCTI. **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Brasília-DF, 2014. Disponível em:

https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/clima/arquivos/estimativas-anuais-de-emissoes-de-gases-de-efeito-estufa/estimativas_2ed.pdf. Acesso em: 30 abr. 2020.

MCTI. **Terceira comunicação nacional do Brasil à Convenção-Quadro das Nações Unidas sobre Mudança do Clima: sumário executivo**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Secretaria de Políticas de Pesquisa e Desenvolvimento. Coordenação Geral de Mudanças Globais de Clima. Brasília, 2016. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/cgcl/clima/arquivos/destaques/mcti_tcn_sumario-executivo_port.pdf. Acesso em: 13 dec. 2020.

MCTI. **Estimativas de emissões de gases de efeito estufa no Brasil- 4ª edição**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. Brasília, 2017. Disponível em: https://www.gov.br/mcti/pt-br/acompanhe-o-mcti/sirene/publicacoes/estimativas-anuais-de-emissoes-gee/arquivos/estimativas_4ed.pdf. Acesso em: 01 maio. 2020.

MCTI. **SIRENE - Sistema de Registro Nacional de Emissões**. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, [2020a]. Disponível em: <http://sirene.mctic.gov.br>. Acesso em: 1 maio. 2020.

MCTI. **Estimativas anuais de emissões de gases de efeito estufa no Brasil**. Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, [2020b]. Disponível em: [www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/Comunicacao_Nacional/Estimativas_Anuais.html?searchRef=gases do efeito estufa&tipoBusc](http://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/Comunicacao_Nacional/Estimativas_Anuais.html?searchRef=gases%20do%20efeito%20estufa&tipoBusc). Acesso em: 16 abr. 2020.

MCTI. **Fator médio - Inventários corporativos**. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, [2020c]. Disponível em: https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_corporativos.html. Acesso em: 7 maio. 2020.

MCTI. **Método de análise de despacho. Fatores de emissão da margem de operação pelo método da análise de despacho**. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações, [2020d]. Disponível em: https://www.mctic.gov.br/mctic/opencms/ciencia/SEPED/clima/textogeral/emissao_despacho.html. Acesso em: 7 maio. 2020.

MCTIC. **Plano de ação em ciência, tecnologia e inovação para o clima**. Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações. Brasília DF, 2018. Disponível em: https://antigo.mctic.gov.br/mctic/export/sites/institucional/ciencia/SEPED/Arquivos/PlanosDeAcao/PACTI_Clima_Web.pdf. Acesso em: 25 abr. 2020.

MEIER, P. J. *et al.* US electric industry response to carbon constraint: a life-cycle assessment of supply side alternatives. **Energy Policy**, v. 33, p. 1099–1108, 2005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421503003483>. Acesso em: 12 mar. 2021.

MIRANDA, M. M. **Fator de emissão de gases de efeito estufa da geração de energia elétrica no Brasil: implicações da aplicação de Avaliação do ciclo de vida**. 2012. Dissertação (Mestrado em Ciências da Engenharia Ambiental) - Escola de Engenharia de São Carlos, Departamento de Ciências da Engenharia Ambiental, Universidade de São Paulo, 2012. Disponível em: <https://teses.usp.br/teses/disponiveis/18/18139/tde-22012013-112737/pt-br.php>. Acesso em: 10 abr. 2020.

MME; EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2026**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Brasília DF/Rio de Janeiro, 2017. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>. Acesso em: 21 abr. 2020.

MME; EPE. **Plano decenal de expansão de energia 2029**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energetico, Brasília, 2019. Disponível em: <http://www.cogen.com.br/content/upload/1/root/minuta-do-plano-decenal-de-expansao-de-energia-2029-pde-2029.pdf>. Acesso em: 02 maio. 2020.

MME. **Plano Nacional de Energia 2050/ Hidoelétricas**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-227/topico-563/Relatorio%20Final%20do%20PNE%202050.pdf>. Acesso em: 15 out. 2020.

MME. **Boletim do setor mineral, 2020**. Ministério de Minas e Energia. Secretaria de Geologia, Mineração e Transformação Mineral. Brasília, 2019. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/geologia-mineracao-e-transformacao-mineral/publicacoes-1/boletim-do-setor-mineral/boletim-do-setor-mineral-2013-4o-trim-2020.pdf>. Acesso em: 04 nov. 2020.

MME. **Resenha Energética Brasileira: oferta e demanda de energia, instalações energéticas e energia no mundo**. Ministério de Minas e Energia. Brasília, 2020. Disponível em: <http://antigo.mme.gov.br/documents/36208/948169/Resenha+Energ%C3%A9tica+Brasileira+-+edi%C3%A7%C3%A3o+2020/ab9143cc-b702-3700-d83a-65e76dc87a9e>. Acesso em: 13 out. 2020.

MME; EPE. **Plano Nacional de Energia 2030**. Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética. Rio de Janeiro, 2007. Disponível em: <http://www.abesco.com.br/wp-content/uploads/2015/07/Plano-Nacional-Energia-2030.pdf>. Acesso em: 27 maio. 2021.

MS. **Directrizes metodológicas: elaboração de revisão sistemática e metanálise de ensaios clínicos randomizados**. Ministério da Saúde. Brasília-DF, 2012. v. 80. Disponível em: https://bvsmms.saude.gov.br/bvs/publicacoes/diretrizes_metodologicas_elaboracao_sistematica.pdf. Acesso em: 21 abr. 2020.

NIAN, V. *et al.* Life cycle analysis on carbon emissions from power generation – The nuclear energy example. **Applied Energy**, v. 118, p. 68–82, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261913010143>. Acesso em: 04 nov. 2020.

NIAN, V. Change impact analysis on the life cycle carbon emissions of energy systems - the nuclear example. **Applied Energy**, v. 143, p. 437–450, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261915000094>. Acesso em: 10 abr. 2020.

O'DONOUGHUE, P. R. O. *et al.* Life cycle greenhouse gas emissions of electricity generated from conventionally. Systematic review and harmonization. **Research and Analysis**, v. 18, p. 20, 2014. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/jiec.12084>. Acesso em: 14 dec. 2020.

OBOIRIEN, B. O. *et al.* Analysis of clean coal technology in Nigeria for energy generation. **Energy Strategy Reviews**, v. 20, p. 64–70, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2211467X18300026>. Acesso em: 07 nov. 2020.

ODC. **Brasil tem emissões estáveis em 2018**: observatório do clima. Disponível em: www.observatoriodoclima.eco.br/brasil-tem-emissoes-estaveis-em-2018. Acesso em: 16 abr. 2020.

ODEH, N. A.; COCKERILL, T. T. Life cycle analysis of UK coal fired power plants. **Energy Conversion and Management**, v. 49, p. 212–220, 2008a. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890407001756>. Acesso em: 18 nov. 2020.

ODEH, N.; COCKERILL, T. Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage. **Energy Policy**, v. 36, p. 367–380, 2008b. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421507004120>. Acesso em: 12 mar. 2021.

OLIVEIRA, A. P. **Aplicação do método de análise hierárquica AHP para a seleção de tecnologias limpas na geração de energia em uma termelétrica a carvão mineral**. 2017. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Produção) - Centro de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção, Universidade Federal de Santa Maria, 2017. Disponível em: https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/14647/DIS_PPGEPP_2017_OLIVEIRA_ANDR_ESSA.pdf?sequence=1&isAllowed=y. Acesso em: 04 nov. 2020.

OMETTO, A. R. Atmospheric impacts of the life cycle emissions of fuel ethanol in Brazil: based on chemical exergy. **Journal of Cleaner Production**, v. 18, p. 71–76, 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652609002765>. Acesso em: 10 abr. 2020.

ONS. **PAR/PEL Executivo 2020-2024**: Planejamento elétrico do médio prazo do SINPar/Pel. Operador Nacional do Sistema Elétrico, [2020]. Disponível em: [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/REVISTA PAR 2020-2024_Final_Online \(1\).pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/REVISTA%20PAR%2020-2024_Final_Online%20(1).pdf). Acesso em: 21 out. 2020.

ONS. **Histórico da Operação**. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Disponível em: http://www.ons.org.br/Paginas/resultados-da-operacao/historico-da-operacao/capacidade_instalada.aspx. Acesso em: 5 out. 2020b.

ONS. **Plano da operação energética 2020/2024**: relatório complementar. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: http://antigo.mme.gov.br/c/document_library/get_file?uuid=bbcf8814-e1d9-d86c-4b86-405c4e7dfd97&groupId=36074. Acesso em: 20 out. 2020.

ONS. **Plano de operação energética 2020-2024**: Sumário executivo. Operador Nacional do Sistema Elétrico. Rio de Janeiro, 2020. Disponível em: [http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN2020_24_final \(6\).pdf](http://www.ons.org.br/AcervoDigitalDocumentosEPublicacoes/ONS_PEN2020_24_final(6).pdf). Acesso em: 20 out. 2020.

OSMAN, A.; RIES, R. Life cycle assessment of electrical and thermal energy systems for

commercial buildings*. **Global Warming Potential**, v. 12, p. 308–316, 2007. Disponível em: <https://link.springer.com/content/pdf/10.1065/lca2007.02.310.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2021.

PACCA, S.; HORVATH, A. Greenhouse gas emissions from building and operating electric power plants in the upper colorado river basin. **Environment Science and Technology**, v. 36, p. 3194–3200, 2002. Disponível em: https://nature.berkeley.edu/er100/readings/Pacca_2002.pdf . Acesso em: 26 mar. 2021.

PAES, C. F. **Mineração de urânio no sertão da Bahía traz à tona memória de contaminação**. Disponível em: <https://www.bbc.com/portuguese/brasil-50077223>. Acesso em: 25 out. 2020.

PASCALE, A.; URMEE, T.; MOORE, A. Life cycle assessment of a community hydroelectric power system in rural Thailand. **Renewable Energy**, v. 36, p. 2799–2808, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0960148111001959>. Acesso em: 12 nov. 2020.

PEREIRA, L.; POSEN, I. D. Lifecycle greenhouse gas emissions from electricity in the province of Ontario at different temporal resolutions. **Journal of Cleaner Production**, v. 270, p. 10, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652620325610>. Acesso em: 04 nov. 2020.

PEREIRA, R. S. *et al.* Metaanálise como instrumento de pesquisa: uma revisão sistemática dos estudos bibliométricos em administração. **Revista de Administração Mackenzie**, v. 20, p. 33, 2019. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/ram/a/WLb3HLHPs3KyTX9rVDjdTd/?lang=en&format=pdf> Acesso em: 23 mar. 2021.

PÉREZ-CAMACHO, M. N.; CURRY, R.; CROMIE, T. Life cycle environmental impacts of biogas production and utilisation substituting for grid electricity, natural gas grid and transport fuels. **Waste Management**, v. 95, p. 90–101, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0956053X19303538>. Acesso em: 15 mar. 2021.

PHUMPRADAB, K.; GHEEWALA, S. H.; SAGISAKA, M. Life cycle assessment of natural gas power plants in Thailand. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 14, p. 354–363, 2009. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-009-0082-8>. Acesso em: 15 mar. 2021.

PIEMONTE, V. *et al.* Life cycle assessment of a high temperature molten salt concentrated solar power plant. **Solar Energy**, v. 85, p. 1101–1108, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0038092X11000843>. Acesso em: 26 mar. 2021.

PIKON, K. *et al.* Energy, exergy and environmental quality of hard coal and gas in whole life cycle concerning home heating. **Thermal Science**, v. 20, p. 1147–1159, 2016. Available from: <http://thermalscience.vinca.rs/pdfs/papers-2016/TSCI160224158P.pdf>. Acesso em: 15 mar. 2021.

PIRES, A. **Entrevistas com especialistas: as diferentes visões à respeito da energia nuclear no Brasil. Boletim Energeético. FGV Energia**, [2018]. Disponível em:

https://fgvenergia.fgv.br/sites/fgvenergia.fgv.br/files/coluna_opinioao_fevereiro_-_externo.pdf. Acesso em: 26 dec. 2020.

PMSP. **Relatório técnico - produto 5:** quantificação de emissões de GEE pelo setor energia. Prefeitura do Município de São Paulo, Secretaria do Verde e Meio Ambiente. Brasil, São Paulo, 2012. Disponível em: https://www.prefeitura.sp.gov.br/cidade/secretarias/upload/meio_ambiente/INVEMI_P5.pdf. Acesso em: 07 maio. 2020.

POINSSOT, C. *et al.* Assessment of the environmental footprint of nuclear energy systems . Comparison between closed and open fuel cycles. **Energy**, p. 13, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544214002035>. Acesso em: 10 nov. 2020.

PORTUGAL-PEREIRA, J. *et al.* Overlooked impacts of electricity expansion optimisation modelling: the life cycle side of the story. **Energy**, v. 115, p. 1424–1435, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544216303061>. Acesso em: 13 nov. 2021.

QUEK, T. Y. A. *et al.* Environmental impacts of transitioning to renewable electricity for Singapore and the surrounding region: a life cycle assessment. **Journal of Cleaner Production**, v. 214, p. 1–11, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652618339866>. Acesso em: 19 maio. 2021.

RAJ, R. *et al.* A well-to-wire life cycle assessment of Canadian shale gas for electricity generation in China. **Energy**, v. 111, p. 642–652, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544216306971>. Acesso em: 15 mar. 2021.

RAKOTOSON, V.; PRAENE, J. P. A life cycle assessment approach to the electricity generation of French overseas territories. **Journal of Cleaner Production**, v. 168, p. 9, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652617320449>. Acesso em: 10 nov. 2020.

RAMIREZ, A. D. *et al.* Lights and shadows of the environmental impacts of fossil-based electricity generation technologies: a contribution based on the Ecuadorian experience. **Energy Policy**, v. 125, p. 467–477, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518307286>. Acesso em: 17 maio. 2021.

RAMIREZ, A. D. *et al.* Life cycle methods to analyze the environmental sustainability of electricity generation in Ecuador: is decarbonization the right path? **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 134, p. 11, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032120306614>. Acesso em: 17 nov. 2020.

RASHAD, S. M.; HAMMAD, F. H. Nuclear power and the environment: comparative assessment of environmental and health impacts of electricity-generating systems. **Applied Energy**, v. 65, p. 19, 2000. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261999000690>. Acesso em: 07 nov.

2020.

RASHID, K. *et al.* Techno-economic evaluation of different hybridization schemes for a solar thermal/gas power plant. **Energy**, v. 181, p. 91–106, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544219310126>. Acesso em: 15 mar. 2021.

RIBEIRO, F. M.; DA SILVA, G. A. Life-cycle inventory for hydroelectric generation: a Brazilian case study. **Journal of Cleaner Production**, v. 18, p. 44–54, 2010. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652609002777>. Acesso em: 14 nov. 2020.

RIBEIRO, H. F. **Análise do comportamento de usinas termelétricas no Sistema Interligado Nacional**. 2019. Projeto de Graduação (Engenharia) - Curso de Engenharia Mecânica da Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: <http://www.monografias.poli.ufrj.br/monografias/monopoli10029173.pdf>. Acesso em: 24 out. 2020.

RODRIGUEZ, M.; CASPER, P. Greenhouse gas emissions from a semi-arid tropical reservoir in northeastern Brazil. **Regional Environmental Change**, v. 18, p. 1901–1912, 2018. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s10113-018-1289-7>. Acesso em: 12 nov. 2020.

ROHDE, G. M. **Boletim técnico: quantificação das cinzas de carvão fóssil produzidas no Brasil**. CIENTEC: Fundação de Ciência e Tecnologia. Porto Alegre, 20116. Disponível em: http://www.cientec.rs.gov.br/upload/20160708140547boletim_tecnico_36.pdf. Acesso em: 04 nov. 2020.

ROLAND, F. *et al.* Variability of carbon dioxide flux from tropical (Cerrado) hydroelectric reservoirs. **Aquatic Sciences**, p. 11, 2010. Disponível em: <http://www.dsr.inpe.br/hidrosfera/balanco/arquivos/VariabilityCarbonDioxideFluxTropical.pdf>. Acesso em: 17 nov. 2020.

ROSA, L. P. *et al.* Biogenic gas production from major Amazon reservoirs, Brazil. **Hydrological Processes**, v. 17, p. 1443–1450, 2003. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/abs/10.1002/hyp.1295>. Acesso em: 15 nov. 2020.

SAMPAIO. Systematic review studies: a guide for careful synthesis of the scientific evidence. **Revista Brasileira de Fisioterapia**, v. 11, p. 83–89, 2007. Disponível em: <https://www.scielo.br/j/rbfis/a/79nG9Vk3syHhnSgY7VsB6jG/?lang=pt>. Acesso em: 13 jul. 2020.

SAPKOTA, K.; ONI, A. O.; KUMAR, A. Techno-economic and life cycle assessments of the natural gas supply chain from production sites in Canada to north and southwest Europe. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 52, p. 401–409, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1875510018300696>. Acesso em: 15 mar. 2021.

SEBASTIÁN, F.; ROYO, J.; GÓMEZ, M. Cofiring versus biomass-fired power plants: GHG (Greenhouse gases) emissions savings comparison by means of LCA (Life cycle assessment) methodology. **Energy**, v. 36, p. 2029–2037, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0360544210003178>. Acesso em: 10

abr. 2020.

SEEG. **Emissões do Brasil sobem 9% em 2016:** dados do observação do clima. Brasil, [2017]. Disponível em: <https://www.oc.eco.br/emissoes-brasil-sobem-9-em-2016/>. Acesso em: 03 dec. 2020.

SIDDIQUI, O.; DINCER, I. Comparative assessment of the environmental impacts of nuclear , wind and hydro-electric power plants in Ontario: a life cycle assessment. **Cleaner Production**, v. 164, p. 848–860, 2017. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652617314063>. Acesso em: 10 nov. 2020.

SINGH, B.; STRØMMAN, A. H.; HERTWICH, E. G. Comparative life cycle environmental assessment of CCS technologies. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 5, p. 911–921, 2011. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1750583611000429>. Acesso em: 19 nov. 2020.

SIRENE. **Ministério da Ciência, Tecnologia, Inovações e Comunicações - Sistema de Registro Nacional de Emissões**, SIRENE, [2020]. Disponível em: <http://sirene.mctic.gov.br>. Acesso em: 9 abr. 2020.

SONG, Q. *et al.* Comparative life cycle GHG emissions from local electricity generation using heavy oil, natural gas, and MSW incineration in Macau. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2450–2459, 2018. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1364032117309991>. Acesso em: 15 mar. 2021.

SOUZA, D. P. *et al.* Desenvolvimento urbano e saúde pública: impactos da construção da UHE de Belo Monte. Urban development and public health: impacts of the construction of the Belo Monte Hpp. **Desenvolvimento e Meio Ambiente**, v. 46, p. 154–173, 2018. Disponível em: <https://revistas.ufpr.br/made/article/view/56040/35988>. Acesso em: 10 nov. 2020.

SOVACOOOL, B. K. Valuing the greenhouse gas emissions from nuclear power: a critical survey. **Energy Policy**, v. 36, p. 2950–2963, 2008. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421508001997>. Acesso em: 04 nov. 2020.

SPATH, P. L.; MANN, M. K. **Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined - Cycle Power Generation System**. National Renewable Energy Laboratory, EUA-Battelle, 2000. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy00osti/27715.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2021.

SPATH, P. L.; MANN, M. K. **Biomass power and conventional fossil systems with and without CO2 sequestration-comparing the energy Balance, greenhouse gas emissions and economics**. National Renewable Energy Laboratory, EUA-Battelle, 2004. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy04osti/32575.pdf>. Acesso em: 12 mar. 2021.

SPATH, P. L.; MANN, M. K.; KERR, D. R. **Life Cycle Assessment of Coal-fired Power Production**. National Renewable Energy Laboratory, EUA, 1999. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy99osti/25119.pdf>. Acesso em: 26 mar. 2021.

STREZOV, V.; CHO, H. H. Environmental impact assessment from direct emissions of

australian thermal power generation technologies. **Journal of Cleaner Production**, v. 270, p. 23, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0959652620325622>. Acesso em: 19 mar. 2021.

SU, X.; ZHANG, X. Temporal validation of life cycle greenhouse gas emissions of energy systems in China. **Journal of Cleaner Production**, v. 139, p. 250–257, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0959652616311684>. Acesso em: 15 mar. 2021.

TAGLIAFERRI, C. *et al.* Liquefied natural gas for the UK : a life cycle assessment. **International Journal of Life Cycle Assessment**, v. 22, p. 1944–1956, 2017. Available from: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11367-017-1285-z>. Acesso em: 25 mar. 2021.

TANG, M.; MUDD, G. M. The pollution intensity of Australian power stations: a case study of the value of the national pollutant inventory (NPI). **Environmental Science Pollutant research**, p. 15, 2015. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007/s11356-015-5108-0>. Acesso em: 17 maio. 2021.

TARANNUM, I.; MOHAMMEDY, F. M. Life cycle assessment of natural gas and heavy fuel oil power plants in Bangladesh. TENCON 2019 - 2019 IEEE Region 10 Conference (TENCON). **Anais [...]**. Dhaka: IEEE, 2019. Disponível em: <https://ieeexplore.ieee.org/document/8929492> Acesso em: 12 maio. 2021.

TAVARES LIMA, I. B. Biogeochemical distinction of methane releases from two Amazon hydroreservoirs. **Chemosphere**, v. 59, p. 1697–1702, 2005. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0045653505000184>. Acesso em: 15 nov. 2020.

TEODORU, C. R. *et al.* The net carbon footprint of a newly created boreal hydroelectric reservoir. **Global Biogeochemical Cycles**, v. 26, p. 1–14, 2012. Disponível em: <https://agupubs.onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1029/2011GB004187>. Acesso em: 12 nov. 2020.

TIEZZI, R. O. **Variabilidade hidroclimatológica e seus efeitos no suprimento de energia elétrica do sistema interligado nacional**. 2015. Tese (Doutorado em Engenharia Civil, na Área de Recursos Hídricos, Energéticos e Ambientais) - Faculdade de Engenharia Civil, Arquitetura e Urbanismo, Universidade Estadual de Campinas, 2015. Disponível em: http://bdtd.ibict.br/vufind/Record/CAMP_73e4b4732674d561984111727b64254d. Acesso em: 26 nov. 2020.

TISSOT, R. C. MACHADO. **Análise de dispersão (Cal Puff) de elementos traço em usina a carvão**. 2019. Tese (Doutorado em Sensoramento Remoto) - Centro Estadual de Pesquisa em Sensoramento Remoto e Meteorologia, Universidade Federal do Rio grande do Sul, 2019. Disponível em: <https://www.lume.ufrgs.br/handle/10183/200005>. Acesso em: 04 nov. 2020.

TOKIMATSU, K. *et al.* Evaluation of lifecycle CO₂ emissions from the Japanese electric power sector in the 21st century under various nuclear scenarios. **Energy Policy**, v. 34, p. 833–852, 2006. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421504002514>. Acesso em: 08 fev. 2021.

TOKUNAGA, K.; KONAN, D. E. Home grown or imported? Biofuels life cycle GHG emissions in electricity generation and transportation. **Applied Energy**, v. 125, p. 123–131, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0306261914002566>. Acesso em: 13 maio. 2021.

TOLEDO, A. L. L. **Emissões de gases de efeito estufa na mobilidade urbana: o caso de Natal**. 2019. Tese (Doutorado em Planejamento Energético) - Programa de Pósgraduação em Planejamento Energético - COPPE, Universidade Federal do Rio de Janeiro, 2019. Disponível em: http://www.ppe.ufrj.br/images/publica%C3%A7%C3%B5es/doutorado/Andr%C3%A9_Toledo_DOUTORADO-2019.pdf. Acesso em: 20 jul. 2020.

TOLMASQUIN, M. Empresa de Pesquisa Energetica. **Energias renováveis**: hidráulica, biomassa, eólica, solar, oceânica. Rio de Janeiro, 2016a. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia Renovável - Online 16maio2016.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-172/Energia%20Renovavel-Online16maio2016.pdf). Acesso em: 26 nov. 2020.

TOLMASQUIN, M. Empresa de Pesquisa Energetica. **Energia termelétrica**: gás natural, biomassa, carvão, nuclear. Rio de Janeiro, 2016b. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia Termelétrica - Online 13maio2016.pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-173/Energia%20Termel%C3%A9trica-Online13maio2016.pdf). Acesso em: 26 nov. 2020.

TREMBLAY, A. *et al.* **The issue of greenhouse gases from hydroelectric reservoirs**: from boreal to tropical regions. Quebec, Canada, 2008. Disponível em: https://www.un.org/esa/sustdev/sdissues/energy/op/hydro_tremblaypaper.pdf. Available from: . Acesso em: 12 nov. 2020.

TREYER, K.; BAUER, C.; SIMONS, A. Human health impacts in the life cycle of future European electricity generation. **Energy Policy**, v. 74, p. S31–S44, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S0301421514002018>. Acesso em: 12 nov. 2020.

TURCONI, R.; BOLDRIN, A.; ASTRUP, T. Life cycle assessment (LCA) of electricity generation technologies: overview, comparability and limitations. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 28, p. 555–565, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032113005534>. Acesso em: 04 nov. 2020.

VAN DER ZWAAN, B. The role of nuclear power in mitigating emissions from electricity generation. **Energy Strategy Reviews**, v. 1, p. 296–301, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X12000521>. Acesso em: 10 nov. 2020.

VANDANI, A. M. ; JODA, F.; BOZORGMEHRY, R. Exergic, economic and environmental impacts of natural gas and diesel in operation of combined cycle power plants. **Energy Conversion and Management**, v. 109, p. 103–112, 2016. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0196890415010687>. Acesso em: 25 maio. 2021.

VAROL, M. CO₂ emissions from hydroelectric reservoirs in the Tigris River basin, a semi-arid region of southeastern Turkey. **Journal of Hydrology**, v. 569, p. 782–794, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0022169419300034>. Acesso em: 18 nov. 2020.

VARUN; PRAKASH, R.; BHAT, I. K. Life cycle greenhouse gas emissions estimation for small hydropower schemes in India. **Energy**, v. 44, p. 498–508, 2012. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544212004495>. Acesso em: 17 nov. 2020.

VASCONCELOS, S. D. **Avaliação das cinzas de carvão mineral produzidas em usina termelétrica para construção de camadas de pavimentos**. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Transportes) - Programa de Pós-graduação em Engenharia de Transporte, Universidade Federal do Ceará, 2018. Disponível em: http://www.repositorio.ufc.br/bitstream/riufc/30800/3/2018_dis_sdvasconcelos.pdf. Acesso em: 23 mar. 2021.

VERÁN-LEIGH, D.; VÁZQUEZ-ROWE, I. Life cycle assessment of run-of-river hydropower plants in the Peruvian Andes: a policy support perspective. **The International Journal of Life Cycle Assessment**, p. 1376–1395, 2019. Disponível em: <https://link.springer.com/article/10.1007%2Fs11367-018-01579-2>. Acesso em: 17 nov. 2020.

VIEBAHN, P. *et al.* Comparison of carbon capture and storage with renewable energy technologies regarding structural, economic, and ecological aspects in Germany. **Greenhouse Gas Control**, v. 5836, p. 13, 2007. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S1750583607000242>. Acesso em: 12 mar. 2021.

VITOR CORREIA LIMA FRANÇA. **Inserção da energia fotovoltaica no Brasil: uma avaliação de incentivos**. 2016. Dissertação (Mestrado em Economia do Setor Público) - Faculdade de Economia, Administração e Contabilidade, Universidade de Brasília, 2016. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/documents/656835/14876412/Disserta%C3%A7%C3%A3o+Vitor+Correia+Lima+Fran%C3%A7a+2016.pdf/7604a691-841a-6c57-7f93-10f8865b3f96>. Acesso em: 10 abr. 2020.

WALKER, R.; SIMMONS, C. Endangered Amazon: an indigenous tribe fights back against hydropower development in the Tapajós valley. **Environment Science and Policy for Sustainable Development**, p. 13, 2018. Disponível em: <https://www.tandfonline.com/doi/full/10.1080/00139157.2018.1418994>. Acesso em: 10 nov. 2020.

WANG, L. *et al.* A comparative life-cycle assessment of hydro, nuclear and wind power: a China study. **Energy Procedia**, v. 249, p. 37–45, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1876610218306520>. Acesso em: 10 nov. 2020.

WARNER, E.; HEATH, G.; O'DONOUGHUE, P. **Harmonization of Energy Generation Life Cycle Assessments (LCA)** National Renewable Energy Laboratory. Colorado, 2010. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/gen/fy11/47492.pdf>. Acesso em: 13 jul. 2020.

WARNER, E. S.; HEATH, G. A. Life cycle greenhouse gas emissions of nuclear electricity generation: systematic review and harmonization. **Research and Analysis**, v. 16, p. 73–92, 2012. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1111/j.1530-9290.2012.00472.x>. Acesso em: 13. jul. 2020.

WEISSER, D. A guide to life-cycle greenhouse gas (GHG) emissions from electric supply technologies. **Energy**, v. 32, p. 1543–1559, 2007. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S036054420700028X>. Acesso em: 17 nov. 2020.

WEYAND, S.; WITTICH, C.; SCHEBEK, L. Environmental performance of emerging photovoltaic technologies : assessment of the status Quo and future prospects based on a meta-analysis of life cycle assessment studies. **Energies**, v. 22, p. 25, 2019. Disponível em: <https://www.mdpi.com/1996-1073/12/22/4228>. Acesso em: 14 dec. 2020.

WHITAKER, M. *et al.* Life cycle greenhouse gas emissions of coal-fired electricity generation. Systematic review and harmonization. **Research and Analysis**, v. 16, p. 1–20, 2012. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1530-9290.2012.00465.x>. Acesso em: 18 nov. 2020.

WHITE, S. W.; KULCINSKI, G. L. Birth to death analysis of the energy payback ratio and CO₂ gas emission rates from coal, fission, wind and DT-fusion electrical power plants. **Fusion Engineering and Design**, v. 48, p. 473–481, 2000. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0920379600001587>. Acesso em: 07 nov. 2020.

XU, H.; LEE, U.; WANG, M. Life-cycle energy use and greenhouse gas emissions of palm fatty acid distillate derived renewable diesel. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 134, p. 17, 2020. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032120304354>. Acesso em: 17 maio. 2021.

YANG, L. *et al.* Progress in the studies on the greenhouse gas emissions from reservoirs. **Acta Ecologica Sinica**, v. 34, p. 204–212, 2014. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1872203214000249>. Acesso em: 13 nov. 2020.

YOUNG, B. *et al.* Comparative environmental life cycle assessment of carbon capture for petroleum refining, ammonia production , and thermoelectric power generation in the United States. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 91, p. 9, 2019. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S175058361830817X>. Acesso em: 25 mar. 2021.

YUE, Q. *et al.* Sustainability analysis of electricity generation. Technologies based on life-cycle assessment and Life-cycle cost — A case study in Liaoning Province. **Energy Technology**, v. 1900365, p. 1–12, 2019. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ente.201900365>. Acesso em: 10 nov. 2020.

ZHAO, G.; CHEN, S. Greenhouse gas emissions reduction in China by cleaner coal technology towards 2020. **Energy Strategy Reviews**, v. 7, p. 63–70, 2015. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2211467X14000364>. Acesso em: 07 nov.

2020.

ZUMSTEG, J. M.; COOPER, J. S.; NOON, M. S. Systematic review checklist: a standardized technique for assessing and reporting reviews of life cycle assessment data. **Journal of Industrial Ecology**, v. 16, p. 10, 2012. Disponível em: <https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1111/j.1530-9290.2012.00476.x>. Acesso em: 07 jul. 2020.

ZWAAN, B. VAN DER. The role of nuclear power in mitigating emissions from electricity generation. **Energy strategy reviews**, v. 1, p. 296–301, 2013. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/science/article/abs/pii/S2211467X12000521>. Acesso em: 19 nov. 2020.

ANEXO A - Consulta à ouvidoria de FURNAS

23/04/2021

Ouvidoria



Acompanhamento de manifestação

Ajuda

Número do Protocolo para consulta:	2014010446
Senha para este protocolo:	Consultar

Nº Protocolo: 2014010446	Situação: Resolvida
Data da Solicitação: 30/10/2020 14:51	Solicitante: Kiala Muana Mfumu
Tipo de Manifestação: SOLICITAÇÃO	Modo de Resposta: E-MAIL
E-mail: kiala.mfumu@unesp.br	
Endereço: Rua Jacob Usler Schonfeld, 60	
Telefone: (12) 99617-1682	Fax:
UF: SP	Cep: 12515-280
Bairro: Guaratinguetá	Cidade: Guaratinguetá
Assunto: Informacao	
Manifestação: Prezados, o meus respeitados cumprimentos. O meu nome e Kiala Muana Mfumu, sou pesquisador energetico da Feg-Unesp. Estou fazendo uma pesquisa sobre a avaliação do ciclo de vida dos sistemas de geração e eletricidade do SIN, em operação, no setor dos serviços públicos. Entre estes sistemas, estão as Usinas Santa Cruz e Campos, cujas informações técnicas estão na vossa página Web. Porém, não pude encontrar a informação sobre a geração de energia elétrica no ano 2019 e a eficiência da primeira usina. Vocês poderiam, amavelmente, me dizer quanto de energia estas usinas geraram neste ano? Como posso acessar esta informação, sabendo que ainda poderei pesquisar outras usinas q provavelmente tbm pertencem a vossa corporação. Obviamente, necessitarei mais informações relacionados a outros sistemas, como hidroelétricas, termo a carvão, entre outros. Por isso peço, as informações caso estejam disponíveis. Lembrando, que são apenas aqueles sistemas de geração de eletricidade que fazem parte do SIN, que estejam em operação e que seja de serviço público. Agradeço a ajuda, por favor.	

Processo	Encaminhamentos	Data
Conclusão	Comunicado da Ouvidoria: Prezado(a) Senhor(a), Em atenção a sua manifestação encaminhamos os seguintes esclarecimentos fornecidos pela área competente: *Seguem as Informações da UTE Santa Cruz: Geração em 2019 - 2.001.708,66 MWh; Eficiência de Projeto das Turbinas a Gás em Ciclo Aberto - 38%; Informamos ainda que a UTE Campos não operou em 2019*. Considerando que adotamos as providências pertinentes, concluímos a presente manifestação e agradecemos a sua colaboração e a confiança depositada em nossa equipe. Sua avaliação é muito importante para o aprimoramento de nossos serviços, razão pela qual solicitamos a gentileza de acessar o link da mensagem abaixo, em azul, para responder o questionário de satisfação com o nosso atendimento. Atenciosamente,	23/11/2020

https://www.eletrobras.com/SOL/Manifestante/consulta_solicitacao.asp

1/2

23/04/2021

Ouvidoria

	Ouvidoria (7) Furnas Centrais Elétricas S.A.	
Tratamento	Comunicado da Ouvidoria: Prezado Kiala, Sua manifestação foi cadastrada com sucesso, encaminhada à área responsável para que seja analisada e então responderemos no menor prazo possível. Agradecemos a confiança depositada em nossa equipe. Em breve entraremos em contato. Atenciosamente, Ouvidoria (3) FURNAS CENTRAIS ELÉTRICAS S.A.	05/11/2020

Por gentileza, acesse este link e responda ao questionário de avaliação do atendimento da sua manifestação.



Imprimir

::Nova Solicitação::