

UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ

TAINAN BARBOSA BORGES

**ANÁLISE DO CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO AS
EXTERNALIDADES: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DA LITERATURA**

PATO BRANCO

2022

TAINAN BARBOSA BORGES

**ANÁLISE DO CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO AS
EXTERNALIDADES: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DA LITERATURA**

**A comprehensive review of externalities integration into the levelized cost of
electricity**

Trabalho de conclusão de curso de graduação
apresentada como requisito para obtenção do título de
Bacharel Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).
Orientador(a): Géremi Gilson Dranka.

PATO BRANCO

2022



[4.0 Internacional](https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/)

Esta licença permite remixe, adaptação e criação a partir do trabalho, para fins não comerciais, desde que sejam atribuídos créditos ao(s) autor(es) e que licenciem as novas criações sob termos idênticos. Conteúdos elaborados por terceiros, citados e referenciados nesta obra não são cobertos pela licença.

TAINAN BARBOSA BORGES

**ANÁLISE DO CUSTO NIVELADO DE ELETRICIDADE CONSIDERANDO AS
EXTERNALIDADES: UMA REVISÃO SISTEMÁTICA DA LITERATURA**

Trabalho de Conclusão de Curso de Graduação
apresentado como requisito para obtenção do título de
Bacharel em Engenharia Elétrica da Universidade
Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR).

Data de aprovação: 12/Dezembro/2022

Géremi Gilson Dranka
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Fernando José Avancini Schenatto
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

Ricardo Vasques de Oliveira
Doutorado
Universidade Tecnológica Federal do Paraná

PATO BRANCO

2022

Dedico este trabalho aos meus pais, Aldaide e
Claudio e a minha irmã Thaila.

AGRADECIMENTOS

Agradeço à minha família, especialmente aos meus pais e irmã, pelos esforços realizados e incentivos me auxiliando na conquista dos meus objetivos.

Ao meu orientador Prof. Dr. Géremi Gilson Dranka, pela disponibilidade, orientação, apoio e sabedoria com que me guiou nesta trajetória.

Enfim, a todos que de alguma forma contribuíram para a realização desta pesquisa.

RESUMO

O custo nivelado da eletricidade (no Inglês, *Levelized Cost Of Electricity* - LCOE) é uma das métricas que historicamente tem sido empregada para comparar a competitividade econômica entre as tecnologias de geração de energia elétrica, possuindo grande relevância para o setor elétrico mundial. Apesar das vantagens de se utilizar o LCOE para medir a competitividade entre as tecnologias, o cálculo “tradicional” possui algumas desvantagens associadas, como por exemplo, a desconsideração da característica de intermitência das tecnologias e, em geral, não leva em consideração o conjunto de externalidades, sobretudo, socioambientais associadas às tecnologias. Além disso, a não inclusão das externalidades contradiz com as atuais métricas de inserção de energias renováveis na matriz energética, uma vez que podem valorar erroneamente as vantagens/desvantagens de cada tecnologia. O objetivo principal deste trabalho consiste em avaliar as principais abordagens e critérios utilizados para a inclusão das externalidades associadas à geração de energia elétrica no cálculo final do LCOE por meio de uma revisão sistemática da literatura. De modo geral, o trabalho concluiu que a incorporação de externalidades no cálculo tradicional do LCOE pode impactar fortemente nos resultados dos custos finais de cada tecnologia e, portanto, na atratividade econômica relativa das opções. Além disso, constatou-se ainda que o valor final do LCOE com externalidades apresentou grandes variações entre os estudos analisados. Isso se deve principalmente à natureza multidimensional associada às externalidades, que podem variar de acordo com o tipo, característica, ano de análise e localização de cada tecnologia. Na dimensão ambiental, os critérios com maior relevância na precificação das externalidades no cálculo do LCOE foram as emissões de CO₂, enquanto na dimensão técnica, as condições locais da tecnologia apresentaram maior relevância. Ao comparar os valores do LCOE com externalidades das tecnologias analisadas, verificou-se uma grande competitividade da fonte hidrelétrica, seguida da tecnologia solar (e suas variações), biomassa e eólica *offshore*, comparado com as outras tecnologias renováveis, por exemplo. A utilização do LCOE com a precificação das externalidades em modelos de planejamento de longo prazo pode ser útil para comparar cenários futuros em relação ao mix das fontes de geração de um determinado país.

Palavras-chave: externalidades; LCOE; custo nivelado da eletricidade; geração de energia elétrica.

ABSTRACT

The Levelized Cost Of Electricity (LCOE) is one of the metrics that has historically been used to compare the economic competitiveness between electricity generation technologies, having great relevance for the global electricity sector. Despite the advantages of using the LCOE to measure the competitiveness between technologies, the “traditional” calculation has some disadvantages, e.g., it does not take into account the intermittency characteristic associated with some technologies. Moreover, the traditional calculation generally does not consider the set of externalities, especially socio-environmental, associated with the technologies. Furthermore, the non-inclusion of externalities contradicts the current metrics for inserting renewable energies in the energy sector since they may erroneously value the advantages/disadvantages of each technology. The main objective of this work is to evaluate the main approaches and criteria used for the inclusion of externalities associated with electricity generation in the final calculation of the LCOE through a systematic review of the literature. In general, we concluded that incorporating externalities into the traditional LCOE calculation can strongly impact the final costs of each technology and, therefore, the relative economic attractiveness of the options. In addition, it was found that the final value of the LCOE with externalities showed significant variations between the analyzed studies. This is mainly due to the multidimensional nature associated with externalities, which can vary according to the type, characteristic, year of analysis, and location of each technology. In the environmental dimension, the most relevant criteria in the pricing of externalities in calculating the LCOE were CO₂ emissions, while in the technical dimension, the local technology conditions were the most relevant criteria. When comparing the LCOE values with the externalities of the analyzed technologies, it has been noted that hydroelectric technology is still highly competitive, followed by solar technology (and its variations), biomass, and offshore wind, compared to other renewable technologies, for example. Pricing externalities for the LCOE calculation can be helpful for long-term planning models to compare future electricity scenarios and pathways for different power systems, for example.

Keywords: externalities; LCOE; levelized cost of electricity; electricity generation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Variações dos valores LCOE para tecnologias renováveis comparando 2010 e 2021	15
Figura 2 - Mapa dos valores LCOE dos condados dos EUA sem a inclusão das externalidades	28
Figura 3 - Mapa dos valores LCOE dos condados dos EUA com a inclusão das externalidades	29
Figura 4 - Cálculo do TCOE da fusão nuclear em comparação com outras fontes de geração de eletricidade.....	31
Figura 5 - LCOEs projetados para 2020 com e sem a precificação do carbono	33
Figura 6 - LCOEs projetados para 2030 com e sem precificação do carbono	33
Figura 7 - Enquadramento metodológico da pesquisa	35
Figura 8 - Fluxograma para identificação, triagem, elegibilidade, inclusão e análise dos artigos.....	36
Figura 9 - Dimensões consideradas na revisão.....	38
Figura 10 - Distribuição de artigos com base no ano de publicação	39
Figura 11 - Distribuição dos artigos por região dos estudos aplicados	42
Figura 12 - Distribuição dos artigos por dimensão	43
Figura 13 - Distribuição e intersecção das dimensões consideradas	44
Figura 14 - Mapa de coocorrência das palavras-chaves nos artigos selecionados ..	45
Figura 15 - Ligação da palavra-chave “ <i>levelized cost</i> ” com outros <i>clusters</i>	46
Figura 16 - Frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão técnica (número de artigos)	48
Figura 17 - Frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão ambiental (número de artigos).....	52
Figura 18 – Variação anual nas emissões de CO2 por setor, 2019-2021.	54
Figura 19 - Frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão econômica e outros fatores (número de artigos).....	57
Figura 20 - Custos das externalidades para 14 tecnologias de geração de eletricidade.....	63
Figura 21 - Valor LCOE com as externalidades para as 14 tecnologias de geração de eletricidade	64

Figura 22 - LCOE com externalidades – Tecnologias renováveis	66
Figura 23 - LCOE com externalidades - Tecnologias não renováveis	66

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Custos das tecnologias por região comparando-se o LCOE e VALCOE nos anos de 2017 e 2040	26
Tabela 2 - LCOEs médio projetados para 2020 e 2030 (\$/MWh).....	34
Tabela 3 - Frequência de artigo por periódico	41
Tabela 4 - Categorização, explicação dos critérios referentes a dimensão técnica ..	47
Tabela 5 - Categorização, explicação e critério da dimensão ambiental	53
Tabela 6 - Categorização, explicação e critério da dimensão econômica	57
Tabela 7 - Categorização, explicação e critério de outras dimensões	59
Tabela 8 - Distribuição de trabalhos no cálculo do LCOE com externalidades para fontes renováveis	67
Tabela 9 - Distribuição de trabalhos no cálculo do LCOE com externalidades para fontes não renováveis	67
Tabela 10 - Variação dos LCOEs com relação aos anos da amostragem	69

LISTA DE SÍMBOLOS

CO_2	Dióxido de Carbono
SO_2	Óxidos de Enxofre
NO_x	Óxidos de Nitrogênio
$PM_{2.5}$	Material Particulado fino com diâmetro inferior a 2,5 μ
PM_{10}	Material Particulado fino com diâmetro inferior a 10 μ
CH_4	Metano
VOC	Composto Orgânicos Voláteis
gCO_2eq/kWh	Gramas de dióxido de carbono equivalente por quilowatt-hora

SUMÁRIO

1.	INTRODUÇÃO	13
1.1.	Objetivos	17
1.1.1.	Objetivo geral.....	17
1.1.2.	Objetivos específicos.....	17
1.2.	Estrutura do trabalho	17
2.	REVISÃO DA LITERATURA	19
2.1.	Competitividade entre as tecnologias de geração de energia elétrica	19
2.2.	Externalidades na geração de energia elétrica	21
2.3.	Custo nivelado da eletricidade (LCOE)	23
2.3.1.	LCOE tradicional	23
2.3.2.	LCOE com a inclusão de externalidades	25
3.	METODOLOGIA	35
4.	RESULTADOS E DISCUSSÕES	38
4.1.	Distribuição dos artigos por ano de publicação, região e periódico	38
4.2.	Distribuição de artigos por dimensão	42
4.2.1.	Dimensão Técnica	46
4.2.2.	Dimensão Ambiental.....	51
4.2.3.	Dimensão Econômica	56
4.2.4.	Outras Dimensões	59
4.3.	LCOE com externalidades: Avaliação Quantitativa	60
5.	CONCLUSÃO	70
6.	REFERÊNCIAS	73
	APÊNDICE	83

1. INTRODUÇÃO

Ao longo das últimas décadas, tornou-se evidente o aumento da demanda de energia elétrica, sobretudo devido ao crescimento das economias emergentes, mas também pelo desafio trazido pelas mudanças climáticas, fortemente associadas com as emissões de dióxido de carbono (CO_2) (sobretudo dos setores elétrico, transportes e industrial) (COZZI; GOULD, 2021). Ressalta-se que o dióxido de carbono representa aproximadamente 74% das emissões de gases de efeito estufa (GEE) (GE; PIWNICKI, 2020). A maioria das emissões de dióxido de carbono é proveniente do setor energético, sobretudo relacionadas à queima de combustíveis fósseis para a produção de energia elétrica (RITCHIE, 2020). Portanto, a queima de combustíveis fósseis é um dos principais contribuintes para o aumento das emissões de gases de efeito estufa (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018a), uma vez que a geração de energia elétrica é ainda fortemente dependente da geração termelétrica no contexto mundial (TZIMAS; GEORGAKAKI, 2010). Um dos efeitos decorrentes do aumento das emissões de CO_2 na atmosfera é o aquecimento global, amplamente discutido na literatura (SHEN et al., 2020). O aquecimento global tem como consequências a elevação da temperatura média terrestre e possui consequências diretas e indiretas nas gerações atuais e futuras.

Os impactos ambientais relacionados ao aumento das emissões de CO_2 , sobretudo no horizonte de longo prazo, exigem mudanças em direção a uma matriz energética mais sustentável, amparada por legislações específicas para o setor e acordos internacionais. Com o objetivo de reduzir esses impactos, uma cúpula de países reuniu-se em 2013 com a finalidade de firmar acordos em direção a uma sociedade mais sustentável, evento conhecido como Acordo de Paris. A principal medida discutida pela cúpula são metas para a redução de emissões de CO_2 na atmosfera, objetivando reduzir em até 2°C (até o ano de 2050) a temperatura média terrestre em relação aos níveis pré-industriais (WORLD RESOURCES INSTITUTE WRI, 2019).

Um dos meios para se atingir os objetivos propostos no Acordo de Paris é a inserção de energias renováveis na matriz de energia elétrica dos países. Alguns países prontamente possuem metas ambiciosas, como por exemplo, relacionadas às transições dos sistemas elétricos atuais para um sistema 100% renovável (ZHANG;

ZHANG; YUAN, 2020). É importante ressaltar os desafios inerentes a essa transição, sobretudo de natureza técnica, como o controle de frequência e tensão, por exemplo. Tais desafios exigem a definição e planejamento de um conjunto de estratégias, uma vez que as escolhas atuais influenciam os rumos futuros de cada país relacionados à sustentabilidade, competitividade e segurança energética, por exemplo (TZIMAS; GEORGAKAKI, 2010).

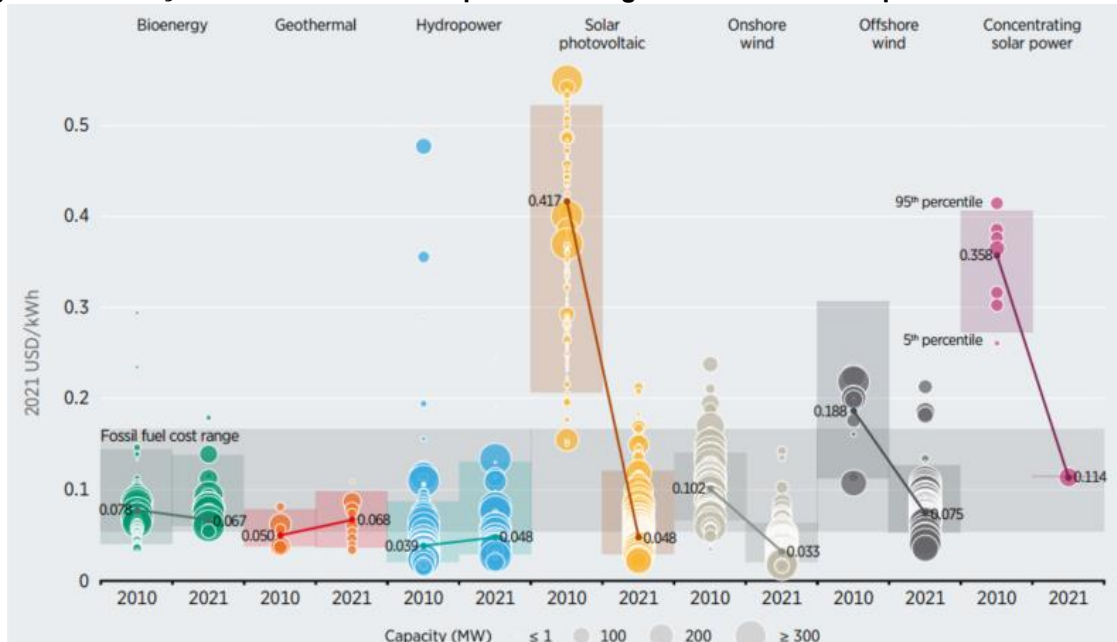
Ao mesmo tempo, o planejamento da expansão de longo prazo dos Sistemas Elétricos de Potência (SEPs) tem sido tradicionalmente realizado com base em critérios econômicos e com foco na minimização do custo de capital e operacionais da inserção de novos elementos no SEP. Por outro lado, a escolha da(s) fonte(s) elétrica(s) que compõem a matriz elétrica de determinado país tem consequências de natureza econômica, mas também tem grande impacto no atendimento a objetivos complementares de políticas energéticas, incluindo por exemplo, as metas relacionadas às alterações climáticas (TZIMAS; GEORGAKAKI, 2010).

A problemática central do planejamento da expansão de um SEP reside na definição dos critérios-chave a serem considerados pelos tomadores de decisão do setor elétrico e, posteriormente, na ordenação dos projetos que devem ser priorizados, considerando as restrições de capital, técnicas e socioambientais, principalmente (FRANK et al., 2011). Por outro lado, durante o processo decisório, muitas vezes, apenas alguns critérios são considerados na ponderação da escolha, limitando-se, em grande parte dos casos, aos aspectos econômicos e desconsiderando as externalidades (ambientais, sociais, etc.) durante o processo decisório (FRANK et al., 2011). É importante ressaltar, por exemplo, que de acordo com as diretrizes apresentadas pela Agência Internacional de Energia Atômica (do inglês, *International Atomic Energy Agency* - IAEA) e pela Agência Internacional de Energia (do inglês, *International Energy Agency* – IEA), os indicadores para o desenvolvimento sustentável são divididos em três dimensões principais: ambiental, econômico e social (CORNESCU; ADAM, 2014).

Historicamente, o principal critério de escolha tecnológica utilizada no mundo para a seleção das fontes de geração de energia elétrica baseia-se na análise do Custo Nivelado de Eletricidade (no Inglês, *Levelized Cost of Electricity* - LCOE). O LCOE é considerado pela IEA como um dos principais indicadores de referência para avaliar a competitividade entre as fontes de geração de energia elétrica. A abordagem que utiliza o LCOE como métrica para medir a competitividade entre tecnologias

ganhou popularidade devido a sua simplicidade de cálculo, apresentando uma abordagem popular e conveniente de comparar os custos de geração de tecnologias em uma base comum de unidade monetária por unidade de energia elétrica (e.g., \$/kWh) considerando principalmente os custos de capital, de operação e manutenção das tecnologias (MORRIS et al., 2019). Ao longo das décadas, o LCOE tornou-se um dos principais fundamentos de apoiadores de fontes específicas, que posteriormente são utilizados para a tomada de decisão no planejamento da expansão dos sistemas elétricos (GUIMARÃES, 2019). Como forma de ilustração, a Figura 1 mostra as variações dos valores LCOE para tecnologias renováveis comparando 2010 e 2021.

Figura 1 - Variações dos valores LCOE para tecnologias renováveis comparando 2010 e 2021



Fonte: INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, (2022)

Apesar das vantagens de se utilizar o LCOE para medir a competitividade entre as tecnologias de geração de eletricidade, o cálculo “tradicional” possui algumas desvantagens associadas, como por exemplo, a desconsideração da característica de intermitência das tecnologias, que é um fator limitante na atualidade, em que a expansão das Fontes Alternativas de Energia (FRE) é uma realidade cada vez mais presente. O cálculo do LCOE tradicional também pode ser problemático devido a suposição de fatores de capacidade constantes das tecnologias ao longo da sua vida útil (JOSKOW, 2011). Além disso, a análise do LCOE tradicional não leva em consideração o conjunto de externalidades, sobretudo, ambientais (e.g., valor do descarte de resíduos e redução da poluição) e sociais associadas às tecnologias

(GUIMARÃES, 2019). Ressalta-se ainda que devido à complexidade inerentes ao setor energético, as externalidades associadas a cada tecnologia são múltiplas (SOVACOOOL; KIM; YANG, 2021),

De modo geral, as externalidades podem ser genericamente definidas como benefícios ou custos gerados com subprodutos de uma atividade econômica, que não revertem para as partes envolvidas na atividade (ROTH; AMBS, 2004). Os valores das externalidades podem variar de acordo com o tipo, característica e localização de uma unidade de geração devido às diferenças operacionais, níveis de emissão, densidade de população, entre outros fatores (ROWE; LANG; CHESTNUT, 2000). Portanto, considerar os custos “externos” (e.g., ambientais e sociais) relacionados às tecnologias para computar o valor final do LCOE é fundamental, tornando mais eficaz a comparação entre as tecnologias de geração de eletricidade (ROTH; AMBS, 2004). A IEA (2018) realiza uma crítica relacionada ao cálculo tradicional do LCOE, uma vez que considera apenas o “custo” ao invés de representar o “valor” das tecnologias, destacando ainda que *“combining costs and value provides a more robust basis for evaluating competitiveness across technologies than costs alone”* (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2018). Além disso, a não inclusão das externalidades contradiz com as atuais métricas de inserção de energias renováveis na matriz energética, uma vez que podem valorar erroneamente as vantagens/desvantagens de cada tecnologia.

Assim, a incorporação de externalidades no cálculo tradicional do LCOE pode impactar fortemente nos resultados finais dos custos finais de cada tecnologia e, portanto, na atratividade econômica relativa das opções de geração de eletricidade (ROTH; AMBS, 2004). Além disso, ressalta-se que os custos associados aos aspectos socioambientais, em geral, são mais elevados e sujeitos a um maior grau de incerteza para tecnologias de combustíveis fósseis com altas taxas de emissão, em comparação com tecnologias renováveis (ROTH et al., 2009).

Deste modo, as externalidades não devem ser negligenciadas nos planos de expansão do setor elétrico dos países. Por outro lado, em grande parte das análises, raramente as considerações socioambientais são incluídas nas avaliações financeiras dos projetos, desconsiderando os “custos” futuros para o meio ambiente e sociedade (DE JONG; KIPERSTOK; TORRES, 2015). Nesse sentido, a partir da revisão da literatura conduzida, identificou-se que, apesar da importância apontada pela literatura referente à inclusão das externalidades no cálculo do LCOE, poucos trabalhos

efetivamente o considera, uma vez que o principal problema se refere à natureza multidimensional associada às externalidades, o que torna ainda mais complexa à sua inclusão no cálculo do LCOE. Nota-se ainda, que existem poucos trabalhos interessados na realização de uma revisão da literatura focada nas diferentes abordagens utilizadas para a inclusão das externalidades no cálculo do LCOE.

Portanto, o objetivo principal deste trabalho consiste na verificação - a partir de uma revisão sistemática da literatura - de como as externalidades têm sido incorporadas no cálculo do LCOE. Com isso, almeja-se ainda apresentar as limitações e possíveis lacunas identificadas na literatura referentes a essa temática.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo geral

Avaliar as principais abordagens e critérios utilizados para a inclusão das externalidades associadas à geração de energia elétrica no cálculo final do LCOE.

1.1.2. Objetivos específicos

- Apresentar a formulação tradicional para o cálculo do LCOE;
- Pesquisar as abordagens existentes na literatura relacionadas à valoração das externalidades;
- Analisar e identificar o conjunto de externalidades tipicamente incluídas no cálculo do LCOE;
- Classificar os artigos selecionados no processo de revisão quanto a localidade, tipo de externalidade (i.e., técnica, econômica e/ou ambiental), tecnologia e resultados principais obtidos;
- Apresentar motivações, limitações e possíveis lacunas identificadas na literatura referente aos trabalhos que incluem as externalidades no cálculo do LCOE.

1.2. Estrutura do trabalho

No Capítulo 2 será realizado uma análise da competitividade entre as tecnologias existentes para a geração de energia elétrica. Serão apresentadas as principais externalidades existentes bem como a formulação tradicional do LCOE e as propostas de formulação do indicador com a inclusão de externalidades.

No Capítulo 3, apresenta-se o enquadramento metodológico da pesquisa, incluindo as etapas da pesquisa e o método da coleta e análise dos dados.

No Capítulo 4 serão apresentados os resultados obtidos por meio da revisão sistemática da literatura, classificando os trabalhos quanto a localidade e ano de publicação, tipo das externalidades (i.e., técnica, econômica, ambiental e/ou outras), tecnologia e resultados principais obtidos.

No capítulo 5 serão abordadas as conclusões do estudo realizado bem como a indicação de trabalhos futuros.

2. REVISÃO DA LITERATURA

2.1. Competitividade entre as tecnologias de geração de energia elétrica

Com as demandas tanto dos avanços regionais quanto da necessidade de aumentar a conscientização pública sobre os problemas energéticos, pressões crescentes estão sendo impostas aos planejadores e tomadores de decisão para uma resposta mais robusta a uma série de preocupações energéticas e ambientais (MARDANI et al., 2017). De acordo com CARTELLE BARROS et al. (2015), para qualquer sociedade moderna se desenvolver, é fundamental a existência de um sistema elétrico que garanta um nível de confiabilidade elevado, garantindo o fornecimento de energia elétrica constante e, concomitantemente, atendendo a critérios mínimos de qualidade do produto (energia elétrica).

Os desafios associados ao setor energético, sobretudo, devido ao rápido desenvolvimento social e econômico das nações, têm sido uma preocupação crítica para governos nacionais e também locais em todo o mundo nas últimas décadas (MING et al., 2013). Um número crescente de questões relacionadas à geração de energia elétrica pode levar a uma variedade de impactos e responsabilidades na saúde pública e no desenvolvimento regional sustentável, por exemplo. Além disso, problemas associados ao setor energético e elétrico podem afetar o crescimento econômico das nações (DRANKA; FERREIRA; VAZ, 2021).

Ao longo de sua história, a humanidade utilizou dois critérios cruciais na escolha de tecnologias para a produção de energia elétrica: disponibilidade técnica e viabilidade econômica (VAZQUEZ; IGLESIAS, 2015). Apenas nas últimas décadas que outros critérios foram incorporados no processo decisório, destacando-se os impactos socioambientais associados às tecnologias. Esses “novos” critérios já desempenham um papel fundamental quando se trata de avaliar e comparar diferentes fontes de energia elétrica (CARTELLE BARROS et al., 2015).

A competitividade econômica das tecnologias de geração de energia elétrica é um tema de grande interesse para diversos *stakeholders* do setor elétrico (SUNG; JUNG, 2019). Os *stakeholders* envolvidos no processo decisório precisam entender como as tecnologias se comparam entre si de modo a orientar os esforços de pesquisa e financiamento associados, por exemplo (INSTITUTO ENERGY AGENCY IEA NUCLEAR ENERGY AGENCY NEA, 2015).

As métricas de competitividade entre as tecnologias de geração de energia elétrica apresentam vários pontos fortes e fracos e que devem ser reconhecidos para a sua escolha e/ou interpretação adequada (MAI; MOWERS; EUREK, 2021). Para DALE (2013a), apesar da avaliação da competitividade tecnológica ser de grande interesse, nem todas as partes interessadas têm acesso às extensas ferramentas de engenharia e econômicas necessárias para avaliar de forma abrangente a competitividade. Assim, métricas simplificadas podem auxiliar na comunicação e avaliação sobre a competitividade das tecnologias (MAI; MOWERS; EUREK, 2021).

A métrica LCOE tem sido popularmente a mais utilizada para avaliar a competitividade econômica entre as tecnologias, sendo atraente devido a sua natureza intuitiva e simplicidade (LOEWEN, 2020). Segundo a OECD (2015), a métrica LCOE é uma medida de consenso transparente dos custos das tecnologias e uma ferramenta amplamente utilizada para comparar os custos de diferentes tecnologias de geração de energia elétrica em modelos e discussões de políticas energéticas.

É importante mencionar que recentemente a literatura tem discutido a importância de se considerar as estimativas de “custos”, mas também do “valor” de cada opção tecnológica para avaliar a competitividade entre os ativos (tecnologias) do sistema elétrico. O “valor” de cada tecnologia é derivado, por exemplo, dos serviços auxiliares que determinada tecnologia pode fornecer (MAI; MOWERS; EUREK, 2021) ou ainda estar relacionado à intermitência (ou não) da tecnologia (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2018). Desse modo, o “valor” reflete o benefício econômico (monetário) que a tecnologia pode oferecer ao sistema. Os “custos”, por outro lado, são despesas tradicionais (e.g., custos de capital, operação e manutenção) necessárias (NEA, 2003). Embora os “custos” sejam relativamente simples de estimar, as estimativas de “valor” para o sistema podem ser desafiadoras, uma vez que dependem, por exemplo, da interação de uma tecnologia com o sistema (MAI; MOWERS; EUREK, 2021).

Utilizando a abordagem do custo nivelado de eletricidade, trabalhos recentes indicam que as energias renováveis podem ser tão competitivas quanto comparadas às fontes tradicionais oriundas de combustíveis fósseis, caso as externalidades ambientais sejam devidamente contabilizadas no seu cálculo (MOSLEM MOUSAVI; BAGHERI GHANBARABADI; BAGHERI MOGHADAM, 2012).

Na seção 2.2, as externalidades associadas à geração de energia elétrica serão discutidas com maiores detalhes.

2.2. Externalidades na geração de energia elétrica

O conceito de externalidade tem sido referido na literatura desde o início do século XX (NEA, 2003). Em 1920, Pigou quantificou as consequências prejudiciais da atividade econômica como custos externos, por exemplo (COOKSON; STIRK, 2019). Na teoria econômica tradicional, as externalidades são consideradas subprodutos não intencionais da atividade econômica (VATN; BROMLEY, 1997). O processo econômico e social resulta em externalidades fundamentais e persistentes. A economia do bem-estar e as correspondentes políticas econômicas e ambientais, propõem a internalização das externalidades como condição para maximizar o bem-estar socioeconômico (BITHAS, 2011).

Os impactos oriundos das externalidades ambientais e sociais têm consequências importantes nas dimensões temporal e espacial (BITHAS, 2011). As atividades humanas, por exemplo, resultam em danos que impõem riscos aos seres humanos e ecossistemas. Por exemplo, uma usina de energia elétrica, ao produzir eletricidade, pode emitir poluentes que são transportados na atmosfera e, quando inalados, podem aumentar o risco à saúde humana ou, após a deposição, perturbar o ecossistema (EUROPEAN COMMISSION, 2005). Segundo SOVACOOOL; KIM; YANG (2021), diversos estudos já abordaram o problema das externalidades no contexto do setor elétrico, destacando, entretanto, que o fazem de forma parcial e muitas vezes limitada, concentrando-se sobretudo em (i) um número limitado de externalidades; (ii) abordagem local; e/ou ainda (iii) limitando-se a avaliação de tecnologias específicas.

Desse modo, para “internalizar” as externalidades (de qualquer natureza) em modelos de planejamento, os valores devem ser claramente definidos em termos monetários (BITHAS, 2011) de modo a obter-se uma avaliação e comparação adequada dos efeitos externos entre si com os custos finais (VATN; BROMLEY, 1997). Se as decisões devem ser tomadas agora, mas as consequências das decisões são projetadas para o futuro, então os possíveis custos futuros devem ser estimados (EUROPEAN COMMISSION, 2005). A comissão europeia destaca ainda que:

[Tradução] Quando as decisões de investimento são tomadas, por exemplo, sobre qual tecnologia de geração de energia elétrica usar ou onde instalar, é evidente que seria de interesse da sociedade levar em consideração os impactos ambientais e de saúde, incluindo, portanto, os efeitos externos no processo de decisão (i.e., internalizar os custos externos). Notadamente, antes da internalização, os custos externos devem ser estimados. Mais precisamente, os custos externos marginais são necessários, ou seja, custos que surgem quando a alternativa de investimento é implementada. Isto implica que não só os custos externos que ocorrem durante a operação, mas também durante a construção, operação, materiais, resíduos, descomissionamento, etc., ou seja, durante todo o ciclo de vida da tecnologia devem ser considerados. Para apoiar o processo de decisão, os custos sociais das alternativas de investimento, ou seja, a soma dos custos internos e externos podem então ser comparados (EUROPEAN COMMISSION, 2005).

Os diferentes impactos relacionados às externalidades socioambientais na geração de energia elétrica são de natureza não trivial, uma vez que dependem de inúmeras variáveis, incluindo o tipo de externalidade, temporalidade e localização. De modo geral, as seguintes categorias de impactos têm sido incluídas nas metodologias dos trabalhos apresentados na literatura referentes à inclusão das externalidades socioambientais associadas à geração de energia elétrica:

- **Impactos ambientais:** causados pela liberação de substâncias (SO_2 , NO_x , PM_x , CO_2 , CH_4) ou energia (ruído, radiação, calor) nos meios ambientais: ar, solo e/ou água (EUROPEAN COMMISSION, 2005). As substâncias e a energia são transformadas e finalmente chegam aos receptores (humanos, plantas, materiais, ecossistema), causando possíveis riscos e danos (SOVACOOOL; KIM; YANG, 2021). Vale ressaltar que algumas fontes de energia são responsáveis por altas emissões de gases de efeito estufa na atmosfera, sobretudo de CO_2 (INSTITUTO ENERGY AGENCY IEA NUCLEAR ENERGY AGENCY NEA, 2015). Normalmente, os danos são estimados com base em uma abordagem *top down* (de cima para baixo); ou seja, o dano total de um cenário é calculado e então distribuído nas emissões de gases de efeito estufa (EUROPEAN COMMISSION, 2005).
- **Acidentes:** eventos indesejados raros correlacionados com a operação normal das usinas de geração de energia elétrica. Podem ser divididos em riscos de acidentes com impactos para o público e riscos de acidentes de trabalho (EUROPEAN COMMISSION, 2005). Os riscos com impactos públicos são definidos como a soma da probabilidade de ocorrência de

um cenário que leva a um acidente multiplicado pelas consequências resultantes desse acidente em todos os cenários possíveis (NEA, 2003).

- **Impactos na geração de emprego (social):** o emprego é influenciado pelo mercado de trabalho, capaz de intervir nos aspectos socioeconômicos (GUSC et al., 2022). Portanto, são argumentos importantes em qualquer decisão de investimento. Por exemplo, a construção e operação de uma central elétrica conduziriam, naturalmente, a criação de novos postos de trabalho, que variam dependendo da tecnologia (EUROPEAN COMMISSION, 2005).

2.3. Custo nivelado da eletricidade (LCOE)

2.3.1. LCOE tradicional

O custo nivelado de eletricidade tem sido amplamente utilizado como medida comparativa da competitividade entre fontes de geração de energia elétrica (ALDERSEY-WILLIAMS; RUBERT, 2019). Governos e agências intergovernamentais fazem uso do LCOE para avaliação das decisões políticas em relação ao apoio a determinadas tecnologias (fósseis ou renováveis), por exemplo.

Existem desafios conhecidos na comparação do custo de geração de eletricidade de diferentes fontes, principalmente à medida que a penetração de fontes de geração renováveis aumenta (BENES; AUGUSTIN, 2016). O custo nivelado de eletricidade é uma métrica comumente usada para permitir a comparação entre fontes de geração que têm diferentes variáveis associadas ao seu cálculo, como por exemplo, custo de combustível, vida útil, perfil de uso, entre outras.

O LCOE foi publicado pela primeira vez pela Agência de Energia Nuclear (do inglês, *Nuclear Energy Agency – NEA*) em 1981 (NEA, 2003), em cooperação com doze países e “*indica os custos unitários da eletricidade ao longo da vida útil (ou vida econômica) de um projeto, sendo amplamente utilizado para medir a viabilidade e competitividade em comparação com outras tecnologias [tradução livre]*” (OECD, 2015).

A métrica LCOE tradicional fornece uma indicação do custo unitário de energia durante toda a vida útil de um projeto, incluindo custos de capital, operacionais e manutenção e com combustíveis (ALDERSEY-WILLIAMS; RUBERT, 2019). Em termos gerais, a métrica considera os custos de vida útil da unidade (ou sistema) de

energia em análise e divide pela produção de energia elétrica estimada ao longo da vida útil da unidade (ou sistema), fornecendo como saída o custo por unidade de energia elétrica (e.g., \$/kWh) (GOMEZ-RIOS; GALVEZ-CRUZ, 2021a). Tradicionalmente, o cálculo do LCOE não leva em consideração quaisquer impactos no desempenho técnico ou econômico de outras plantas de geração. Tampouco considera quaisquer efeitos a nível do SEP, no sentido de que tecnologias específicas podem exigir investimentos adicionais em redes de transmissão e distribuição, bem como não levam em consideração requisitos de flexibilidade de cada tecnologia (INSTITUTO ENERGY AGENCY IEA NUCLEAR ENERGY AGENCY NEA, 2015).

Em termos matemáticos, o LCOE “tradicional” deve ser tal que o valor presente de todos os custos seja igual ao valor presente de todas as receitas da venda de eletricidade ao longo da vida útil da planta (ou sistema) (HARVEY, 2020). A formulação tradicional do LCOE é representada na Eq. (1).

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{(I_n + O\&M_n + F_n)}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}, \quad (1)$$

em que I_n (\$) representa os custos de investimento no ano n , $O\&M_n$ (\$) os custos de operação e manutenção no ano n , F_n (\$) os custos com combustível no ano n , Q_n (kWh ou seus múltiplos) a quantidade de eletricidade gerada no ano n , d (%) a taxa de desconto utilizada e N (anos) a vida útil do sistema.

A Eq. (1) pode ser também representada pela Eq.(2):

$$LCOE = \frac{C_o + \sum_{n=1}^N \frac{(O\&M_n + F_n)}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}, \quad (2)$$

em que o termo C_o é referido como o custo total de capital do projeto (\$), que inclui os custos de desenvolvimento e construção do projeto e quaisquer juros incorridos durante a construção (até o início da operação da unidade); I_o representa os recursos fornecidos pelo desenvolvedor do projeto para os custos de capital. Para o caso totalmente autofinanciado, $I_o = C_o$, não havendo juros ou custos de financiamento subsequentes e, portanto, $I_1 a I_N = 0$.

O cálculo do LCOE tradicional possui um conjunto de deficiências já amplamente discutidas pela literatura e ao longo deste trabalho. O exemplo clássico está

relacionado às fontes intermitentes (ou não despacháveis), normalmente renováveis (como eólica e solar), que por sua natureza podem ter custos adicionais associados à sua integração com a rede elétrica. Isso significa que a comparação direta entre o LCOE de fontes despacháveis e não despacháveis pode fornecer valores que não refletem uma comparação justa (JOSKOW, 2011). Além disso, o LCOE é considerado como um indicador incompleto, pois ignora as externalidades ambientais, por exemplo (LOEWEN, 2020). Finalmente, o LCOE também é limitado, pois é utilizado principalmente como indicador de comparação de novas fontes e não para a avaliação comparativa entre fontes existentes (MAI; MOWERS; EUREK, 2021). Para aliviar alguns desses desafios comparativos, métricas alternativas para o cálculo do LCOE têm sido propostas pela literatura, conforme apresentado na próxima seção (BENES; AUGUSTIN, 2016).

2.3.2. LCOE com a inclusão de externalidades

A inclusão das externalidades (ou parte delas) no cálculo do LCOE tem sido realizada por alguns trabalhos recentes da literatura. Diferentes abordagens têm sido propostas, conforme será discutido no Capítulo 4. Para fins didáticos e de exemplificação, apresenta-se na sequência algumas abordagens utilizadas para a inclusão das externalidades no cálculo do LCOE. De modo geral, a literatura aponta que a incorporação das externalidades tem um grande impacto no LCOE tradicional e na relativa atratividade entre as opções tecnológicas de geração de eletricidade (ROTH; AMBS, 2004).

Uma das métricas propostas é o valor ajustado do LCOE (no inglês, *value-adjusted LCOE* – VALCOE). O VALCOE é uma nova métrica de competitividade para tecnologias de geração de energia elétrica que foi desenvolvida pela IEA, apresentada no documento *World Energy Outlook-2018* (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2018) em 2018. O VALCOE tem por objetivo principal complementar o indicador tradicional LCOE, capturando informações relevantes sobre o “valor” e não apenas os “custos” de cada tecnologia (MATSUO, 2022; COZZI; GOULD, 2021). De acordo com a (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2018):

[Tradução] O VALCOE se baseia no cálculo LCOE médio por tecnologia, adicionando três elementos de valor: energia, capacidade e flexibilidade. Para cada tecnologia, os elementos de “valor” estimados são comparados com a média do sistema para se calcular o ajuste (para cima ou para baixo) do LCOE. Os ajustes são aplicados a todas as tecnologias, portanto, o VALCOE fornece uma base para avaliar a competitividade, sendo que a tecnologia que obtiver o menor valor para o VALCOE será considerada a mais competitiva (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2018).

Na Tabela 1, apresenta-se os custos de tecnologias específicas (para algumas regiões), comparando-se o LCOE e VALCOE nos anos de 2017 e 2040. Nota-se que, no longo prazo, há uma tendência de diminuição significativa dos custos das fontes renováveis (tanto do LCOE quanto do VALCOE), enquanto que há uma tendência geral de aumento (ou estagnação, em alguns casos), tanto do LCOE quanto do VALCOE, para as tecnologias fósseis (gás natural e carvão, por exemplo).

Tabela 1 - Custos das tecnologias por região comparando-se o LCOE e VALCOE nos anos de 2017 e 2040

		Capital costs (\$/kW)		Capacity factor (%)		Fuel and O&M (\$/MWh)		LCOE (\$/MWh)		VALCOE (\$/MWh)	
		2017	2040	2017	2040	2017	2040	2017	2040	2017	2040
United States	Nuclear	5 000	4 500	90	90	30	30	105	100	105	100
	Coal	2 100	2 100	60	60	30	35	75	75	75	75
	Gas CCGT	1 000	1 000	50	50	30	40	50	65	45	60
	Solar PV	1 560	860	20	23	10	5	105	50	105	55
	Wind onshore	1 620	1 480	42	44	10	10	60	50	70	60
	Wind offshore	4 720	2 960	45	49	40	25	180	105	190	115
European Union	Nuclear	6 600	4 500	75	75	35	35	150	110	150	110
	Coal	2 000	2 000	40	40	45	45	120	145	105	120
	Gas CCGT	1 000	1 000	40	40	55	75	90	120	80	95
	Solar PV	1 300	760	12	13	20	15	160	85	165	105
	Wind onshore	1 820	1 700	28	30	20	15	100	90	105	105
	Wind offshore	4 260	2 820	50	55	35	25	150	90	160	105
China	Nuclear	2 320	2 500	75	75	25	25	60	65	60	65
	Coal	800	800	70	70	35	30	50	70	50	65
	Gas CCGT	560	560	50	50	70	90	85	115	80	105
	Solar PV	1 120	640	17	19	10	10	90	45	90	65
	Wind onshore	1 200	1 180	25	27	15	15	70	65	70	70
	Wind offshore	4 120	2 740	46	50	35	25	145	90	150	95
India	Nuclear	2 800	2 800	80	80	30	30	70	70	70	70
	Coal	1 200	1 200	60	60	35	35	60	55	60	50
	Gas CCGT	700	700	50	50	80	90	95	105	90	80
	Solar PV	1 120	620	19	22	10	10	80	40	80	65
	Wind onshore	1 080	1 040	25	30	10	10	60	50	65	55
	Wind offshore	3 320	2 220	40	44	40	25	155	95	160	100

Um ponto importante de se notar analisando a Tabela 1, é que no longo prazo (2040), há ainda uma tendência de que as usinas que utilizam combustíveis fósseis

tendem a permanecer competitivas. As instalações a carvão existentes permanecem competitivas na China, Índia e Estados Unidos (mesmo na métrica do VALCOE), enquanto as turbinas a gás de ciclo combinado (do inglês, *Combined Cycle Gas Turbine* - CCGT) continuam atraentes nos Estados Unidos e União Europeia. O valor de suas contribuições para a flexibilidade e adequação do sistema, junto com outras fontes de eletricidade, significa que a competitividade das usinas existentes persiste mesmo com o aumento dos preços dos combustíveis fósseis. Para atingir os objetivos ambientais relacionados às mudanças climáticas, será necessária uma ação governamental para reduzir as contribuições desses ativos (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2018). Entretanto, é importante ainda notar que os preços obtidos por meio da métrica proposta pela IEA (VALCOE) não leva em consideração as externalidades socioambientais, e portanto, as internalizações desses custos externos tendem a alterar os resultados obtidos.

Já no artigo de RHODES et al., (2017), foi apresentado um método que incorpora um conjunto de externalidades no cálculo tradicional do LCOE, respeitando aspectos geográficos (espacialidade). Uma das versões modificadas para o cálculo do LCOE proposta por RHODES et al. (2017) é apresentada na Eq.(3), integrando os custos das emissões de poluentes atmosféricos:

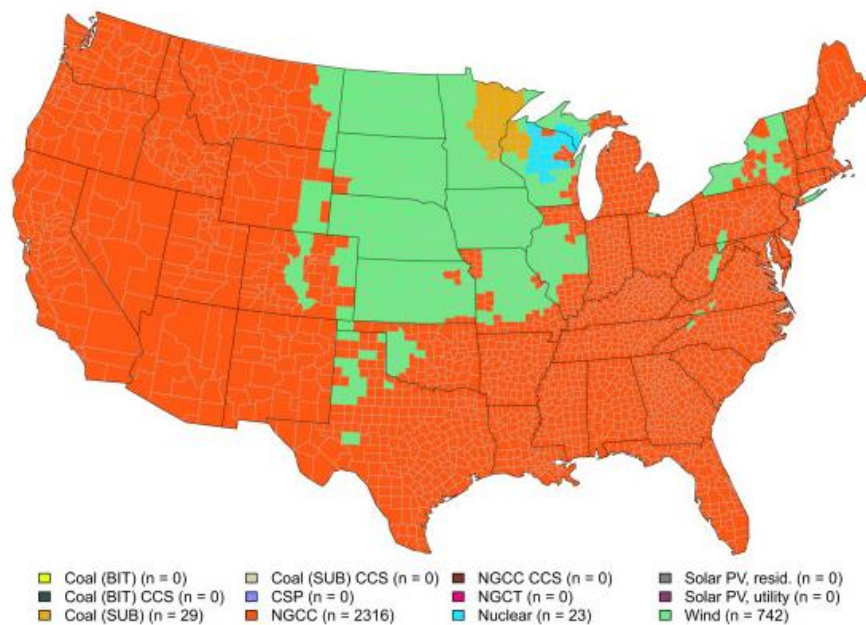
$$\begin{aligned}
 LCOE_{ext} = & \frac{II_{capitalcost} \cdot CRF + O\&M_{fixed}}{8760 \cdot CF} + O\&M_{variable} + HR \cdot II_{FUEL} \\
 & + \sum_{j \in \theta} R_j \cdot D_j + E_{GHG,one-time} \cdot D_{GHG,one-time} \\
 & + R_{GHG,NC,ongoing} \cdot D_{j,CO_2},
 \end{aligned} \tag{3}$$

em que $II_{capitalcost}$ (\$/MW) são os custos de capital do projeto (incluindo possíveis custos na construção de gasodutos de CO₂ no caso das tecnologias com captura de carbono - no Inglês, *Carbon Capture and Storage* - CCS), CRF é o fator de recuperação de capital, $O\&M_{fixed}$ (\$/MW-ano) são os custos fixos de operação e manutenção, CF é o fator de capacidade médio ao longo da vida útil da planta, $O\&M_{variable}$ (\$/MW) representam os custos variáveis de operação e manutenção, HR (GJ/MWh ou MMBtu/MWh) a taxa de calor, II_{fuel} (\$/GJ ou \$/MMBtu) é o preço do combustível, $E_{GHG,one-time}$ são as emissões de GEE associadas as emissões oriundas na construção e descomissionamento de uma central elétrica, $D_{GHG,one-time}$ (g/kW(h))

representa o valor associado às emissões GHG, $R_{GHG,NC,ongoing}$ é a taxa de emissões associadas a cada tecnologia (não relacionadas à combustão), R_j (tonelada/MWh) representa a taxa de emissão do poluente j , D_{j,CO_2} (\$/tonelada) são os danos associados a cada poluente j e θ representa o conjunto de poluentes.

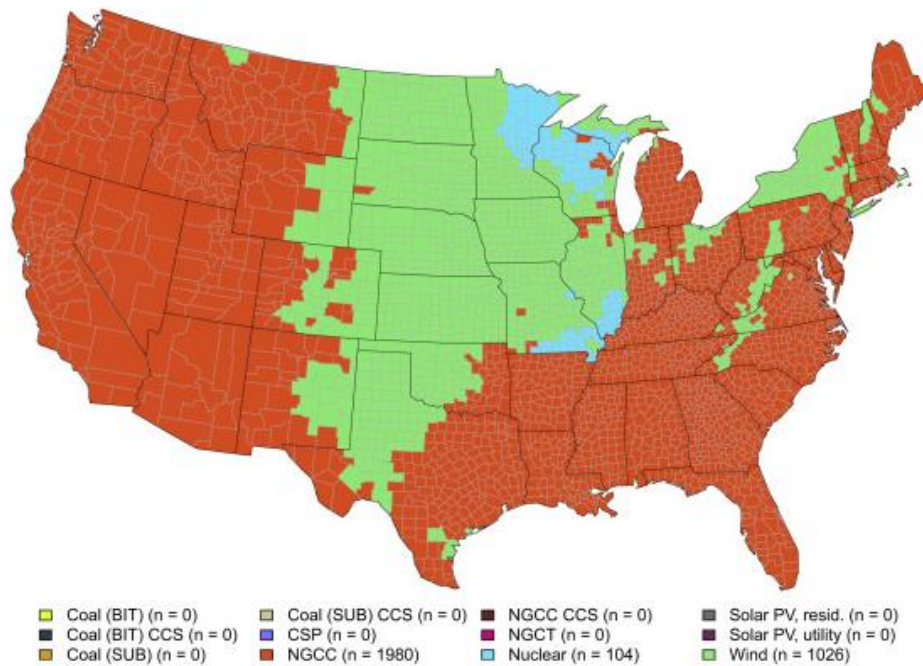
É importante ressaltar ainda que a abordagem proposta por RHODES et al. (2017), avalia o impacto espacial utilizando técnicas de interpolação geográfica (do inglês, *Geographic Information System* - GIS). A análise incorpora, portanto, dados específicos da região avaliada (EUA) considerando custos de capital, O&M e custos de combustível. Ressalta-se que os autores incluíram os seguintes emissores: SO_2 , NO_x , $PM_{2.5}$, PM_{10} , CO_2 e CH_4 . Na sequência, apresenta-se um resumo dos resultados obtidos por RHODES et al., (2017). A Figura 2 ilustra os resultados da tecnologia com o menor valor para o LCOE para cada região em um cenário onde não foram consideradas as externalidades. A Figura 3, por sua vez, mostra a tecnologia de custo mínimo para cada região em um cenário em que são consideradas um conjunto de externalidades ambientais, considerando a aplicação da Eq. (3).

Figura 2 - Mapa dos valores LCOE dos condados dos EUA sem a inclusão das externalidades



Fonte: RHODES et al., (2017)

Figura 3 - Mapa dos valores LCOE dos condados dos EUA com a inclusão das externalidades



Fonte: RHODES et al., (2017)

Na Figura 2 é possível observar que para o cenário sem a adição das externalidades, as Usinas a Gás Natural de Ciclo Combinado (do inglês, *Natural Gas Combined Cycle Plant* – NGCC) são a opção de menor custo, seguidas pelas fonte eólica (do inglês, *Wind*), carvão sub-bituminoso (do inglês, *Coal sub-bituminous* – Coal (SUB)) e usinas nucleares, respectivamente - para a maioria das regiões analisadas. Contudo, ao utilizar a Eq. (3), em que considera a adição de um conjunto de externalidades ambientais no cálculo final do LCOE, nota-se que as usinas de NGCC ainda figura como a opção de menor custo para a maioria das regiões, seguida pela fonte eólica e nuclear, respectivamente. Neste caso, entretanto, nota-se que as usinas a carvão não são mais a opção de menor custo em nenhuma das regiões avaliadas.

Uma das principais referências para avaliação monetária dos valores das externalidades das tecnologias de geração é resultado de um estudo apresentado pela *European Research Network*, denominado *ExternE*. A metodologia *ExternE* fornece uma metodologia para transformar impactos expressos em diferentes unidades em uma unidade comum, isto é, valores monetários (MAINAL; SILVEIRA, 2013). Segundo a EUROPEAN COMMISSION (2005), a metodologia *ExternE* é

amplamente aceita pela comunidade científica, sendo considerada ainda como referência mundial na área.

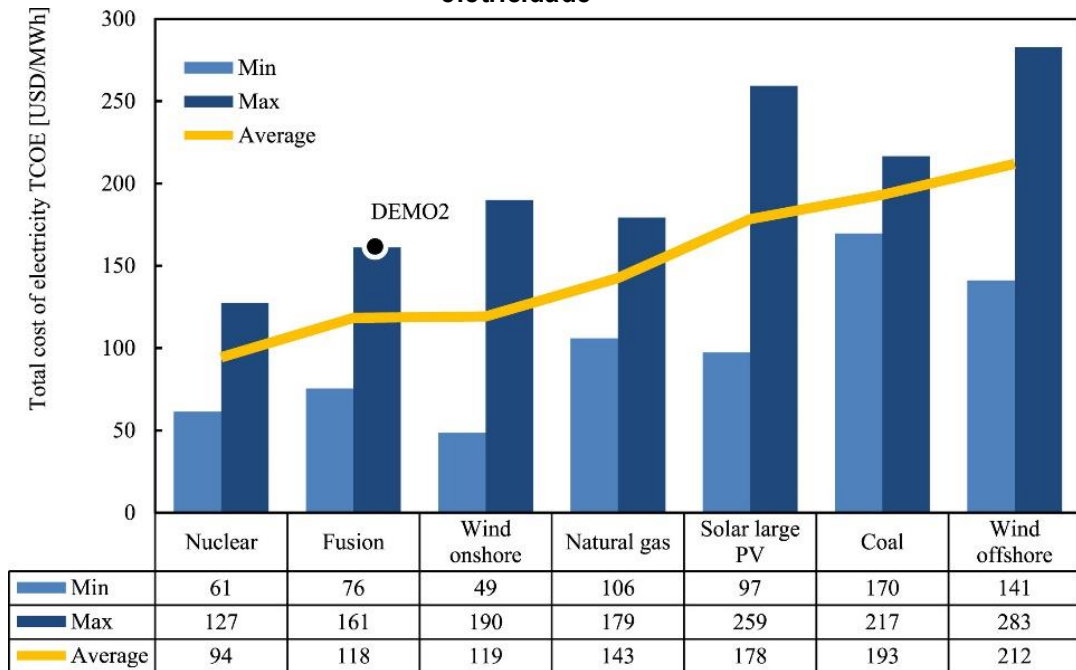
ENTLER et al. (2018) apresenta um projeto conceitual da primeira usina de fusão nuclear (denominada DEMO2), apresentando benefícios significativos em comparação com as fontes de energia tradicionais utilizadas. O método LCOE com inclusão de externalidades proposto por ENTLER et al. (2018) é utilizado para a comparação entre fontes selecionadas utilizando dados estatísticos da OCDE e resultados do projeto *ExternE*. O custo nivelado total da eletricidade foi denominado de TCOE (do inglês, *Total Cost of Electricity – TCOE*) e contabiliza adicionalmente um conjunto de externalidades relacionados com a produção de eletricidade, conforme apresentado na Eq.(4).

$$TCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{(I_n + O\&M_n + F_n + (Q_n \cdot C_n^{EXT}))}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}}, \quad (4)$$

em que Q_n (kWh) é a quantidade de eletricidade gerada e C_n^{EXT} (\$) são os custos externos associados às externalidades (saúde humana, ecossistemas, biodiversidade e mudanças climáticas).

A Figura 4 apresenta o resultado do custo nivelado da eletricidade mínimo, máximo e médio obtido por ENTLER et al. (2018) utilizando a Eq. (4).

Figura 4 - Cálculo do TCOE da fusão nuclear em comparação com outras fontes de geração de eletricidade



Fonte: ENTLER et al., (2018)

De acordo com os resultados de ENTLER et al. (2018), em termos de valores médios, as centrais de fusão nuclear apresentam o segundo menor valor para o TCOE, quando comparado com as demais fontes analisadas (para o ano de 2015). Os dados das usinas de fusão são baseados em projetos conceituais e, portanto, sua precisão é fortemente associada com o estado atual do conhecimento da referida tecnologia. Ainda de acordo com o estudo, os dados de entrada das usinas existentes são de natureza estatística e, portanto, altamente confiáveis.

Em outra abordagem, BRINSMEAD et al., (2014) realizou-se uma projeção do custo nivelado da eletricidade considerando o preço estimado do carbono para os anos de 2020 e 2030, cujos resultados foram publicados no relatório de análise Australiano, conforme apresenta a Eq. (5).

$$LCOE = \frac{\sum_{n=0}^N \frac{(I_n + O\&M_n + F_n)}{(1+d)^n}}{\sum_{n=1}^N \frac{Q_n}{(1+d)^n}} + S_c + P_c, \quad (5)$$

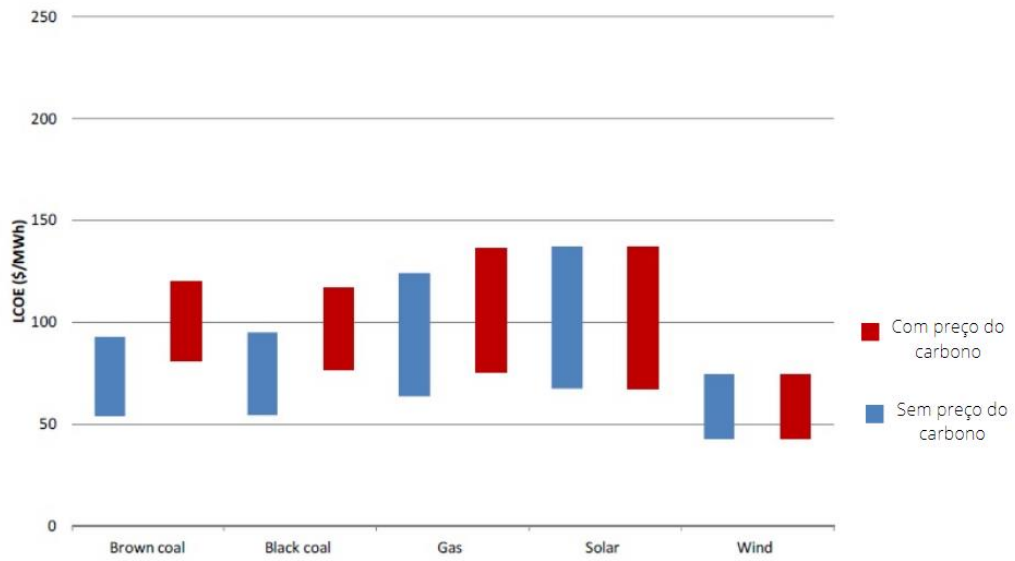
em que S_c (\$) representa o custo do armazenamento do CO_2 e P_c (\$/tonelada) é o custo da licença em que o preço do carbono é aplicado. O preço da licença é calculado baseado no valor vigente do carbono, conforme a Eq. (6):

$$P_c = \frac{emiss}{eff} \cdot Carb_{price} \quad (6)$$

em que $emiss$ ($kgCO_2/GJ$) representa o fator de emissão do combustível, eff (GJ/Kg) é a eficiência do combustível e $Carb_{price}$ ($\$/toneladaCO_2$) representa o preço do carbono.

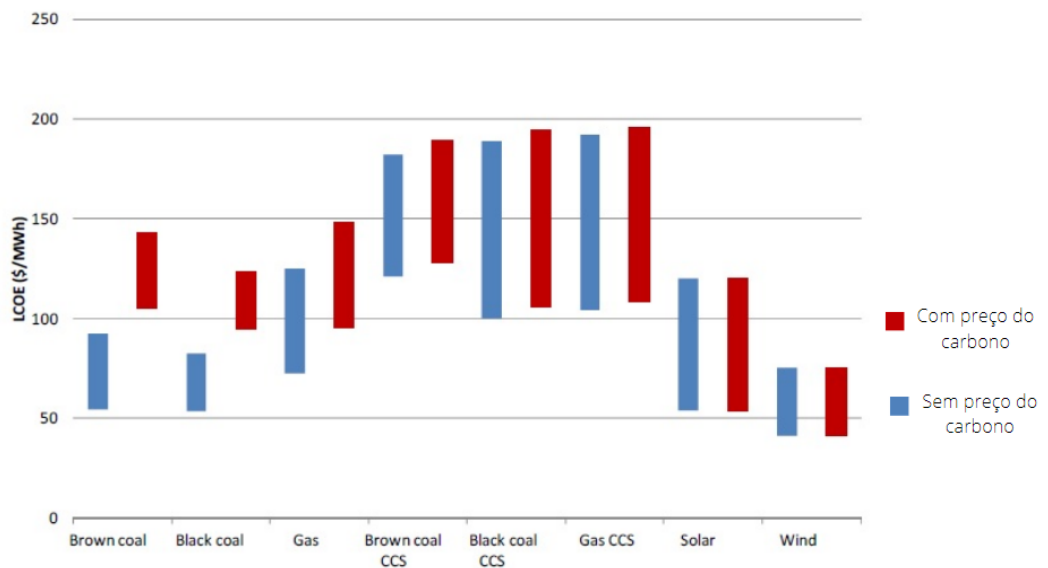
A Figura 5 apresenta os valores calculados do LCOE para o ano de 2020 com e sem o preço do carbono, considerando a utilização da Eq. (5) no trabalho de BRINSMEAD et al., (2014). De modo geral, desconsiderando o preço do carbono no cálculo do LCOE, os resultados indicam que as tecnologias de combustíveis fósseis tornam-se mais atrativas economicamente. Entretanto, ao considerar o preço do carbono na computação do LCOE, a tecnologia eólica e solar teve um desempenho melhor. Na Figura 6 são apresentados os valores do LCOE calculados para o ano de 2030 com e sem o preço do carbono. Verifica-se que a adição do preço do carbono resulta em uma diferença considerável no custo das tecnologias de carvão preto e marrom, por exemplo. As tecnologias com captura e armazenamento de carbono (do inglês *Carbon Capture and Storage - CCS*) apresentam valores maiores para o LCOE em ambos os cenários (com e sem o preço do carbono) referente ao ano de 2030.

Figura 5 - LCOEs projetados para 2020 com e sem a precificação do carbono



Fonte: BRINSMEAD et al., (2014)

Figura 6 - LCOEs projetados para 2030 com e sem precificação do carbono



Fonte: BRINSMEAD et al., (2014)

Os valores médios do LCOE de cada tecnologia são apresentados na Tabela 2 (BRINSMEAD et al., 2014).

Tabela 2 - LCOEs médio projetados para 2020 e 2030 (\$/MWh)

	LCOE (2020)		LCOE (2030)	
	Sem preço de CO_2	Com o Preço de CO_2	Sem preço de CO_2	Com o Preço de CO_2
<i>Brown coal</i>	73,1	100,8	73,3	124
<i>Black coal</i>	74,5	96,5	68	109,1
<i>Gás</i>	93,8	106,1	98,8	121,8
<i>Black coal CCS</i>	NA	NA	144,6	150
<i>Gás CCS</i>	NA	NA	148,2	152
<i>Solar</i>	102,1	102,1	86,9	86,9
<i>Wind</i>	58,4	58,4	58,2	58,2

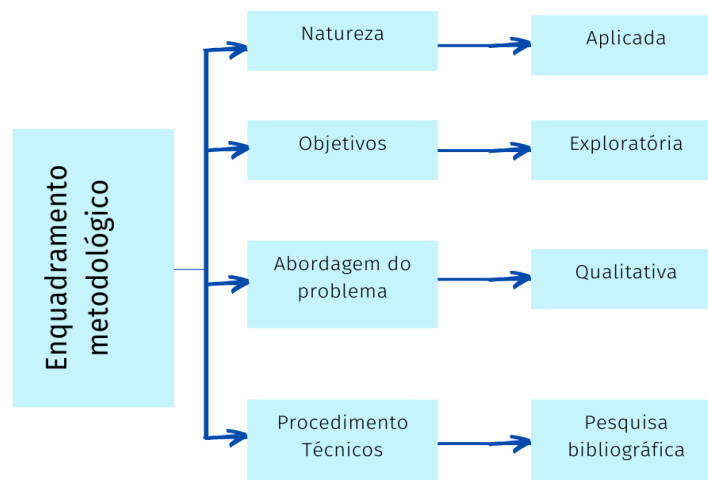
3. METODOLOGIA

O objetivo principal deste trabalho consiste na verificação - a partir de uma revisão sistemática da literatura - de como as externalidades têm sido incorporadas no cálculo do LCOE. Para garantir resultados transparentes e reproduzíveis, serão descritas na sequência as principais etapas da pesquisa.

O presente trabalho iniciou com uma revisão bibliográfica utilizando pesquisas de documentos disponíveis em portais reconhecidos, incluindo artigos científicos, dissertações de mestrado, teses de doutorado e demais documentos disponíveis sobre a temática.

O enquadramento metodológico deste trabalho é ilustrado na Figura 7. O trabalho possui natureza aplicada e caráter exploratório. A abordagem de pesquisa é qualitativa com procedimentos técnicos de pesquisa bibliográfica, buscando informações por meio do mapeamento das informações apresentadas no referencial bibliográfico utilizando a estratégia de revisão sistemática da literatura (COMIN, 2014). Ressalta-se que as revisões sistemáticas não são “abordagens infalíveis para discernir descobertas amplas de um corpo de trabalho científico” (AULD et al., 2014), pois há casos de erro devido a inconsistências de interpretação, por exemplo.

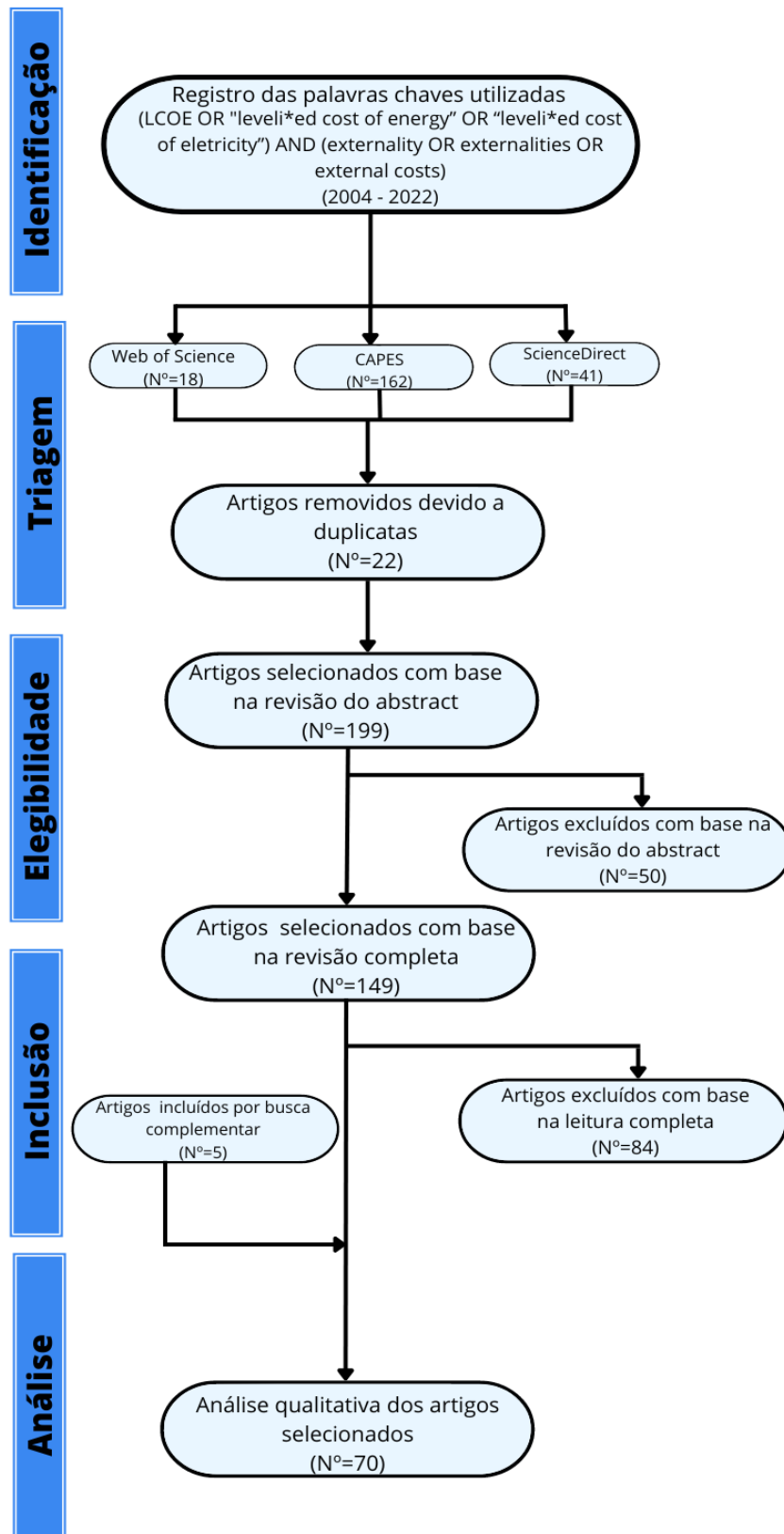
Figura 7 - Enquadramento metodológico da pesquisa



Fonte: Adaptado de COMIN, (2014)

A Figura 8 ilustra o fluxograma utilizado o método prisma para seleção dos portfólio de artigos e pode ser resumida nas seguintes etapas: Identificação, Triagem, Elegibilidade, Inclusão e Análise.

Figura 8 - Fluxograma para identificação, triagem, elegibilidade, inclusão e análise dos artigos



Fonte: Autoria própria.

Na etapa de identificação, foram definidas palavras-chaves para localizar periódicos nas seguintes bases de dados: *Web of Science* (WoS), Portal de periódicos

da Fundação CAPES e *ScienceDirect*. Em função da pequena quantidade de trabalhos relacionados à inclusão das externalidades no cálculo do LCOE, foram utilizadas o seguinte conjunto de palavras-chave: (LCOE OR "leveli*ed cost of energy" OR "leveli*ed cost of eletricity") AND (externality OR externalities OR external costs). O período de tempo selecionado foi entre 2004 a 2022, totalizando 221 artigos acadêmicos extraídos na primeira busca.

Na etapa de triagem dos artigos, 18 trabalhos foram encontrados na base de dados WoS, 162 na base de dados da CAPES e 41 trabalhos na ScienceDirect. Os artigos duplicados entre as bases de dados foram eliminados nesta fase. Em seguida, foi realizado o processo de elegibilidade dos artigos tendo um total de 199 trabalhos selecionados para análise. Desse total, 50 artigos foram excluídos com base na leitura completa do *abstract*. Portanto, um total de 149 artigos foram selecionados para a próxima fase de leitura completa.

A etapa de inclusão foi identificada como necessária a partir do momento de leitura de trabalhos complementares referenciados nos artigos encontrados na etapa de elegibilidade, em que foram encontrados trabalhos e relatórios internacionais que abordaram o tema de pesquisa.

Na etapa final, foram selecionados 70 trabalhos que seguiram para uma análise qualitativa completa, em que foram submetidos a categorização e análise crítica dos resultados, conforme será apresentado no Capítulo 4.

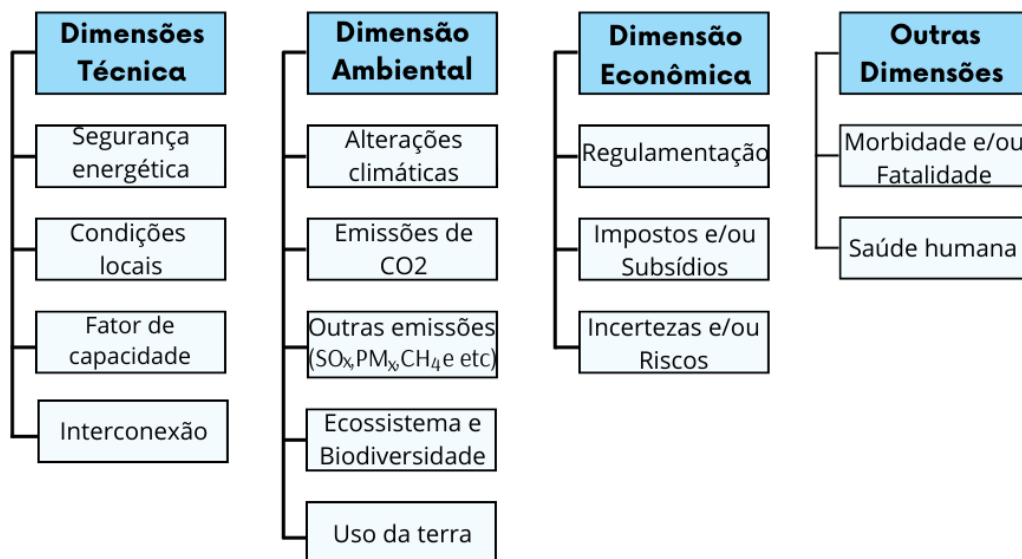
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Neste capítulo, serão apresentados os resultados da pesquisa bibliográfica conduzida. A análise será dividida em duas etapas principais: meta-análise dos resultados e análise de conteúdo do portfólio.

A meta-análise tem por objetivo principal a utilização de técnicas estatísticas desenvolvidas para integrar os resultados de dois ou mais estudos independentes sobre uma mesma questão de pesquisa (MARDANI et al., 2017). Com relação à meta-análise, serão apresentados os resultados referentes à distribuição dos artigos por ano de publicação, região, periódico e dimensão (técnica, ambiental, econômica e outras).

A análise de conteúdo do portfólio será realizada com o intuito de aprofundar as contribuições da literatura revisada, por meio da análise dos seguintes aspectos de interesse: principais considerações referentes às dimensões técnica, ambiental, econômica e outros aspectos identificados relevantes nos artigos revisados. As principais dimensões consideradas juntamente com os critérios de cada dimensão são apresentadas na Figura 9.

Figura 9 - Dimensões consideradas na revisão



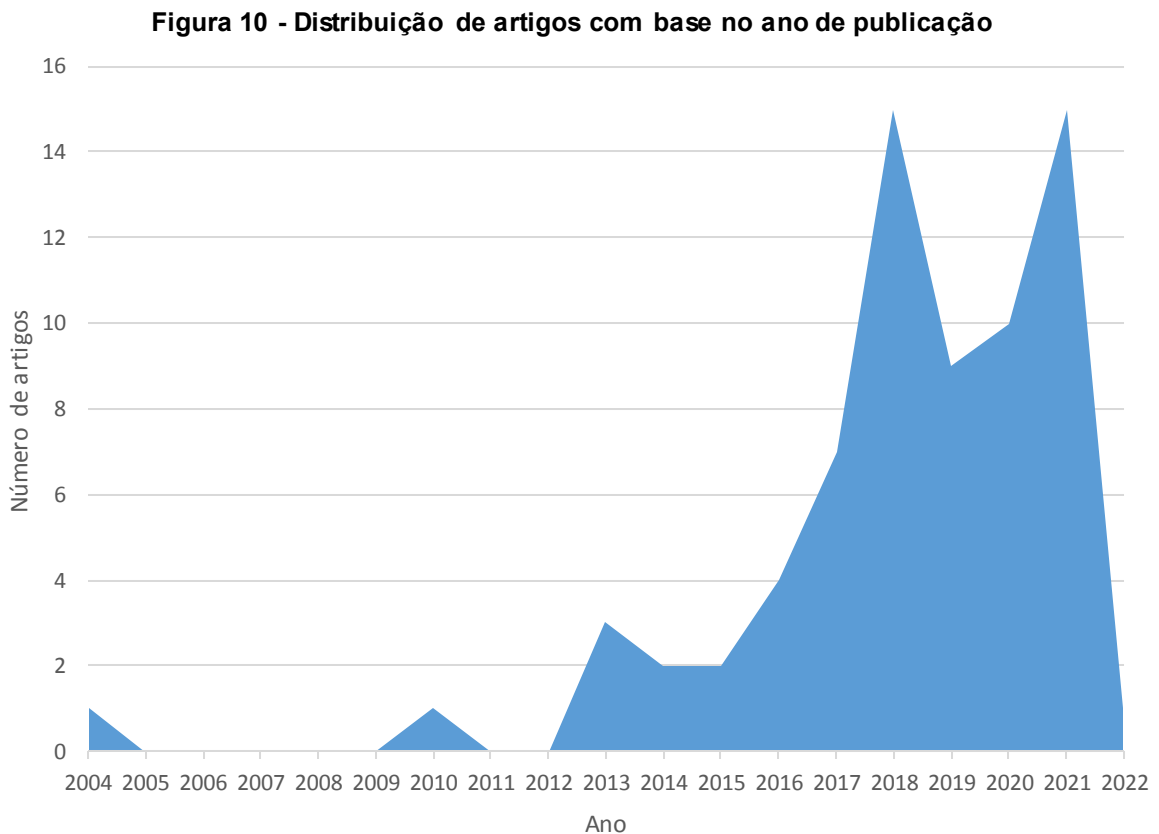
Fonte: Autoria própria.

4.1. Distribuição dos artigos por ano de publicação, região e periódico

Os trabalhos científicos sobre as externalidades associadas ao cálculo do LCOE iniciaram em meados do século XXI, sobretudo devido à conscientização ambiental crescente no mundo nas últimas décadas. A não ser por um curto período

sem publicações que evidenciem o cálculo do LCOE precificando as externalidades, o tema floresce academicamente com uma tendência ascendente constante de publicações a partir do ano de 2012, conforme demonstrado na Figura 10, que ilustra a distribuição de artigos com base no ano de publicação.

A partir do acordo de Paris, em 2015, percebe-se uma tendência de crescimento de publicações relacionadas ao tema das externalidades socioambientais associadas ao cálculo do LCOE. Entre 2012 e 2013, a produção anual não passou de três artigos por ano. De 2014 a 2015 não ultrapassou quatro publicações por ano. De 2016 a 2018 ocorreu um acréscimo nas publicações de artigos, superando dez publicações no período. Dois picos de publicações são particularmente observados em 2018 e 2021. De 2019 a 2020 ocorreu uma estagnação nas publicações referentes ao tema, podendo ter correlação ao enfrentamento do COVID-19.



Fonte: Autoria própria (2022)

A Tabela 3 apresenta a frequência de artigos por periódico. No total, 35 periódicos relacionados às abordagens de custo nivelado da eletricidade e externalidades, indexados na WoS, Portal de periódicos da Fundação CAPES e/ou

ScienceDirect foram incluídos neste trabalho de revisão. O periódico acadêmico mais significativo foi a **Energies** com 15 artigos (21%), seguido por **Sustainability** (11%), **Applied Energy** (4%), **Energy** (4%), **IEEE** (4%), **Renewable and Sustainable Energy Reviews** (4%), **International journal of energy economics and policy** (4%), **Renewable Energy** (4%), **Energy Policy** (3%) e **The Electricity Journal** (3%). A Tabela 3 mostra ainda outros 25 periódicos com apenas 1 artigo publicado, correspondendo a 1% cada.

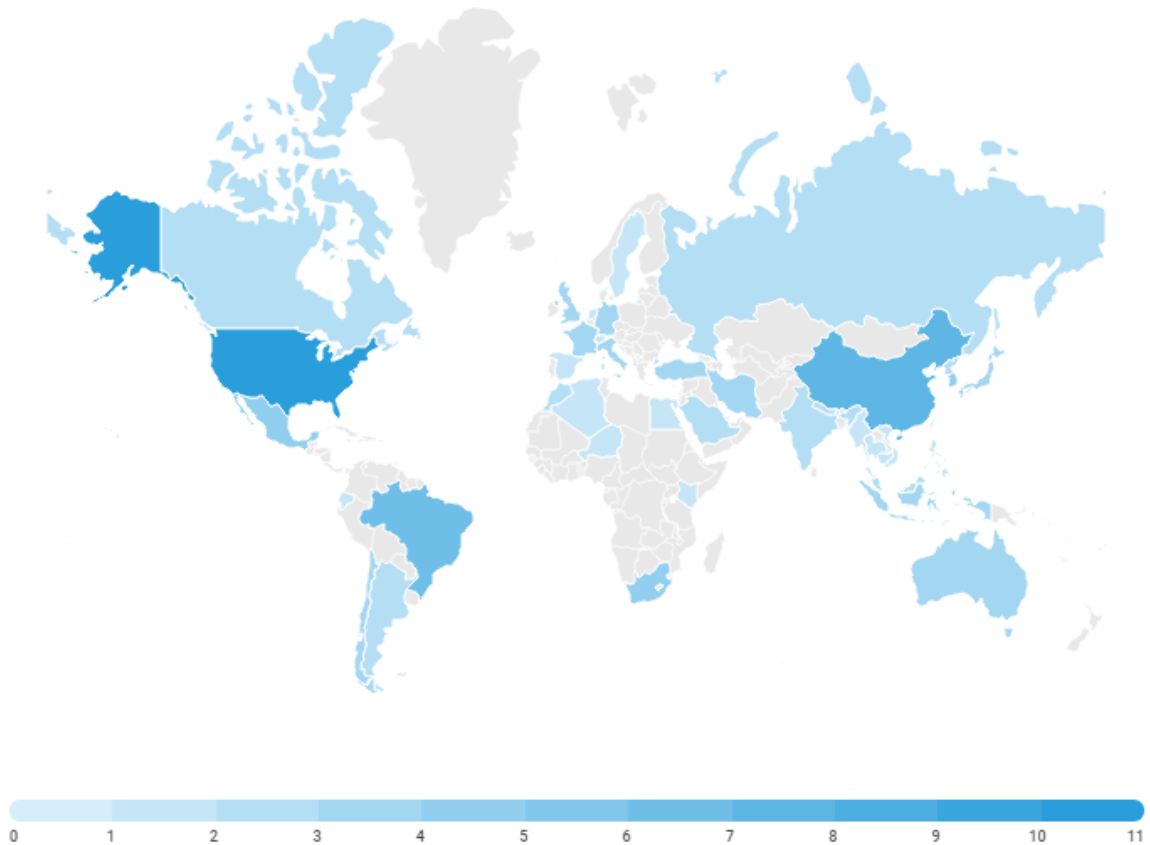
Tabela 3 - Frequência de artigo por periódico

Nome dos periódicos	Número de publicações
Energies	15
Sustainability	8
Applied Energy	3
Energy	3
IEEE	3
International Journal of Energy Economics and Policy	3
Renewable and Sustainable Energy Reviews	3
Renewable Energy	3
Energy Policy	2
The Electricity Journal	2
AIMS Energy	1
Applied Sciences	1
Australian Economic Review	1
Carreira de energia	1
Clean Technologies	1
EDP Sciences	1
Energy Conversion and Management	1
Energy Economics	1
Energy Institute	1
Energy Progress	1
Environmental Economics and Policy Studies	1
Environmental Progress & Sustainable Energy	1
Environmental Research Letters	1
Institutional Investors and Green Infrastructure Investments	1
Journal of Cleaner Production	1
Journal of Industrial Ecology	1
Journal of Natural Gas Science and Engineering	1
Nature Communications	1
Nuclear Energy Agency	1
PLOS ONE	1
Quantitative Economics and Its Development	1
Revista mexicana de economía y finanzas	1
Sustainable Cities and Society	1
Sustainable Energy	1
Sustainable Energy Technologies and Assessments	1
Total Geral	70

Uma visão geral da distribuição geográfica dos estudos resultantes da revisão da literatura é apresentada na Figura 11. Em grande parte, os estudos de caso são dirigidos em análises para os EUA, seguidos por China e Brasil, respectivamente. A

localização de todos os estudos de casos está apresentada na Tabela A1 (Apêndice A). O panorama geográfico da distribuição das pesquisas mostra que em grande parte dos países, existem poucos estudos associados ao tema em questão. Isso pode ocorrer, em parte, porque as informações sobre iniciativas locais são cobertas por publicações não revisadas por pares ou ainda em idiomas regionais. Nesse ponto, é importante ressaltar que os valores finais obtidos para o LCOE (sem ou com externalidades) pode variar substancialmente entre regiões, uma vez que as variáveis envolvidas no cálculo são dependentes do contexto geográfico de cada localidade e de inúmeras outras variáveis. Ressalta-se que trabalhos que não levam em consideração a análise do LCOE com externalidades para uma região/país específico não foram utilizados na construção da Figura 11.

Figura 11 - Distribuição dos artigos por região dos estudos aplicados

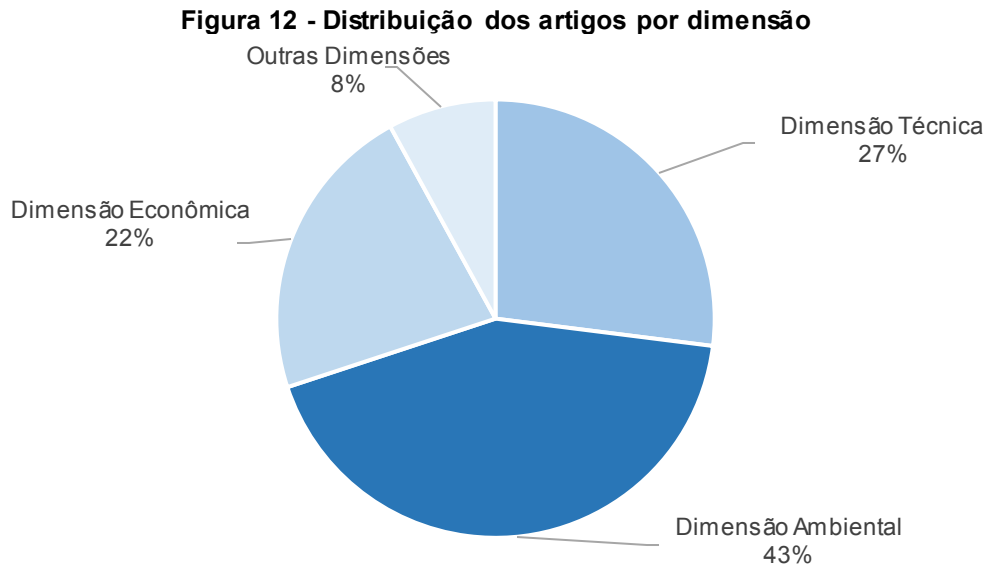


Fonte: Autoria própria (2022)

4.2. Distribuição de artigos por dimensão

Com base na revisão da literatura conduzida, a inclusão das externalidades no cálculo final do LCOE pode ser subdividida em quatro dimensões (categorias) principais: Dimensão Técnica, Dimensão Ambiental, Dimensão Econômica e Outras

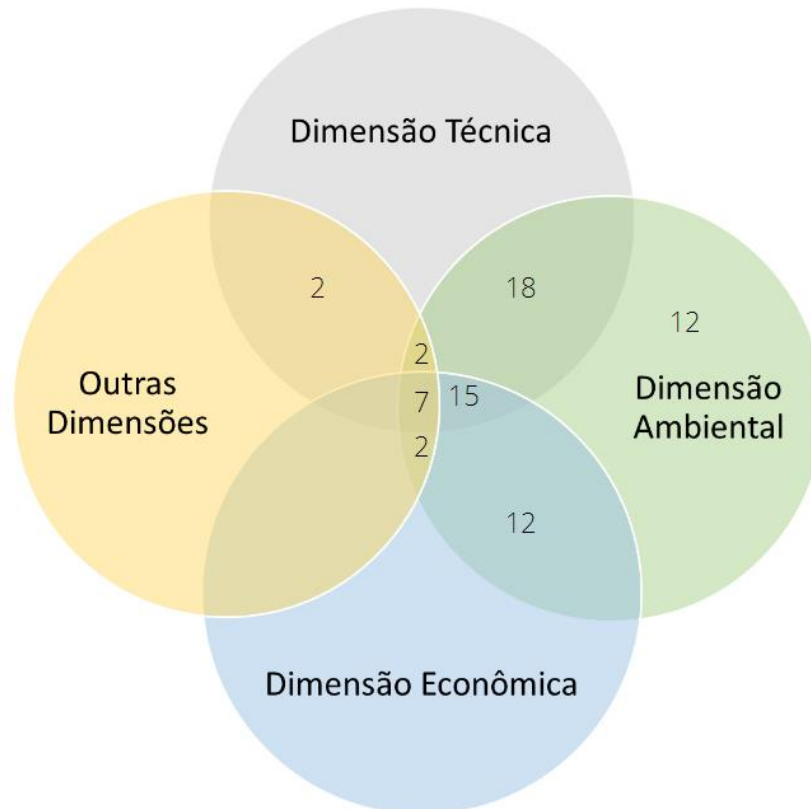
Dimensões. A Figura 12 ilustra que aproximadamente 43% dos estudos analisados incluíram (um ou mais) fatores ambientais, seguido dos fatores técnicos (27%), econômicos (22%), enquanto que aproximadamente 8% das pesquisas analisadas levaram em consideração outros aspectos. A definição dos aspectos considerados para cada dimensão pode ser visualizada na Figura 9.



Fonte: Autoria própria (2022)

Após categorização dos artigos selecionados, constatou-se que alguns artigos consideram uma ou mais categorias para o cálculo do LCOE com externalidades. A Figura 13 ilustra a distribuição dos artigos em cada dimensão e a intersecção entre as categorias. Analisando a Figura 13, percebe-se que apenas 10% dos artigos avaliados consideram elementos das quatro dimensões de externalidades para o cálculo do custo nivelado da eletricidade (LCOE). Ainda, 27% consideram três dimensões, 32% consideram pelo menos duas e 17% dos trabalhos analisados consideram apenas uma dimensão. É importante ressaltar que, para cada dimensão, há um conjunto de critérios, conforme ilustrado na Figura 9. Portanto, alguns trabalhos podem considerar apenas uma dimensão, e dentro dessa dimensão incluir um (ou mais) critérios. A relação completa das dimensões e critérios considerados em cada artigo analisado está ilustrada na Tabela A4 (Apêndice A).

Figura 13 - Distribuição e intersecção das dimensões consideradas



Fonte: Autoria própria (2022)

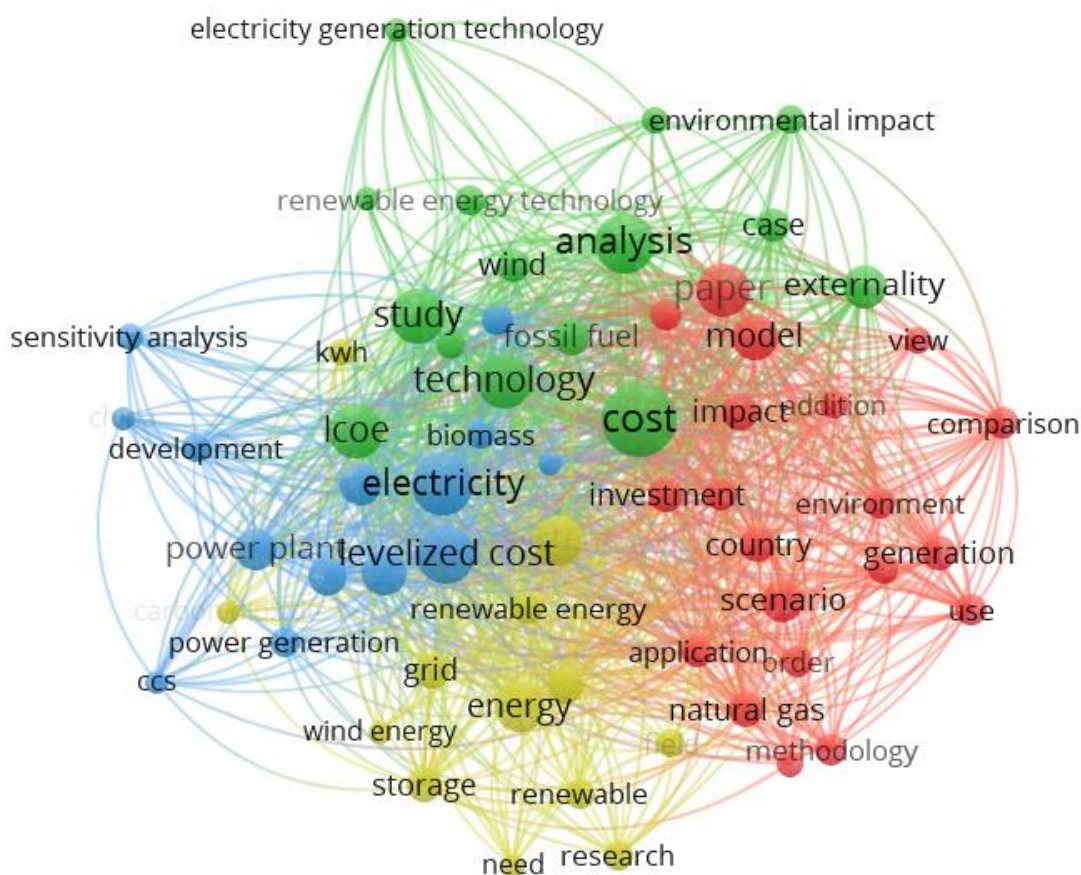
Para melhor observação da distribuição dos artigos, utilizou-se o *software* VOSviewer (RITCHIE; TEUFEL; ROBERTSON, 2008), por meio da utilização de um mapa de coocorrência das palavras-chave dos artigos selecionados, também conhecida como de rede semântica, referindo-se às relações entre as palavras-chaves. No mapeamento de coocorrência, todas as palavras-chave foram consideradas como unidade da análise, auxiliado pelo método de contagem completar (LODE et al., 2022). O estudo estabeleceu as limitações de um mínimo de cinco ocorrências de uma palavra-chave, sendo definido como o fator limitante. Assim, das 2001 palavras-chave de 70 artigos, apenas 62 palavras-chave satisfizeram o limite imposto.

Cada palavra-chave foi analisada pelo VOSviewer, em que foram computados os *links*, a força total dos *links* e as ocorrências das palavras-chaves com outras palavras-chave. De acordo com TAMALA et al. (2022), os *links* dizem respeito à coocorrência entre um item (palavra-chave) com outro e a força total do *link* corresponde ao total de referências citadas entre um item e os demais. Além disso,

as ocorrências representam o número de artigos em que a palavra-chave foi encontrada.

As coocorrências das palavras-chave foram ilustradas por meio de uma visualização em rede, apresentada na Figura 14, em que se identifica que 62 palavras-chaves se correlacionaram no mínimo 5 vezes, formando 4 *clusters*: *cluster 1* (vermelho), *cluster 2* (verde), *cluster 3* (azul) e *cluster 4* (amarelo), gerando 1546 *links* e 4721 força total dos *links*.

Figura 14 - Mapa de coocorrência das palavras-chaves nos artigos seleccionados



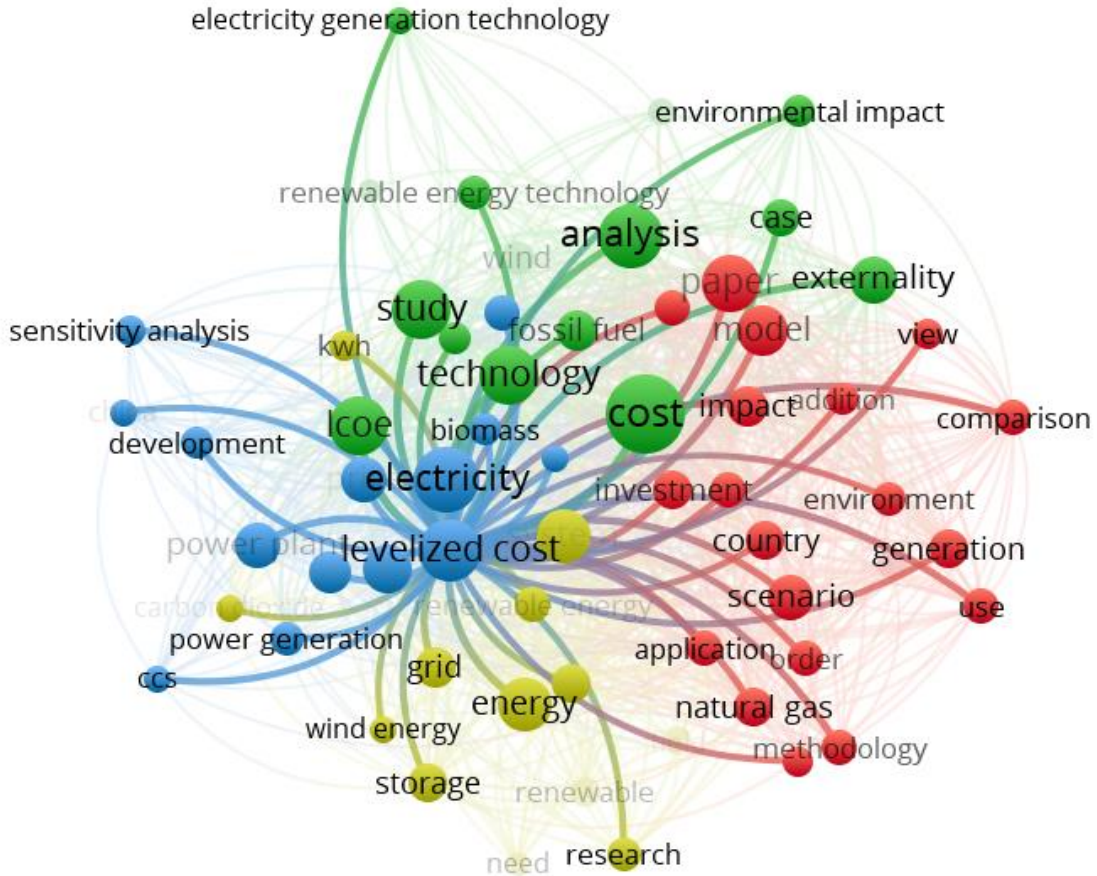
Fonte: Autoria própria (2022)

A proeminência dos círculos e dos textos em cada *cluster* da Figura 14 representa a força de sua coocorrência com as demais palavras-chaves, enquanto a distância dos itens e das linhas mostra a relação e as ligações das palavras-chave, respectivamente. A relevância e ocorrências de cada palavra-chave apresentadas pelo *VOSviewer* são apresentadas na Tabela A2 (Apêndice A).

Além disso, a rede apresentada na Figura 14 sugere que não apenas as palavras-chaves *intra-cluster*, mas também as palavras *inter-cluster* possuem fortes

ligações. Essa característica é ilustrada, por exemplo, na Figura 15, para a expressão “*levelized cost*”, que apresenta *inter-cluster* com os outros 3 *clusters*, associados à 61 *links*, índice de 373 referente à força total dos *links* e com 29 ocorrências das palavras-chave.

Figura 15 - Ligação da palavra-chave “*levelized cost*” com outros *clusters*



Fonte: Autoria própria (2022)

4.2.1. Dimensão Técnica

Um sistema elétrico de potência (SEP) é estruturado a partir da conexão das redes elétricas entre geradores e consumidores (KYRIAKOPOULOS; ARABATZIS, 2016). Portanto, os aspectos técnicos são indispensáveis nas considerações da produção e consumo de eletricidade, na qual devem estar em equilíbrio para a operação adequada do SEP (NEA, 2003). Nesse sentido, aspectos técnicos relacionados à operação do SEP possuem fundamental importância na avaliação da competitividade entre as tecnologias de geração de energia elétrica.

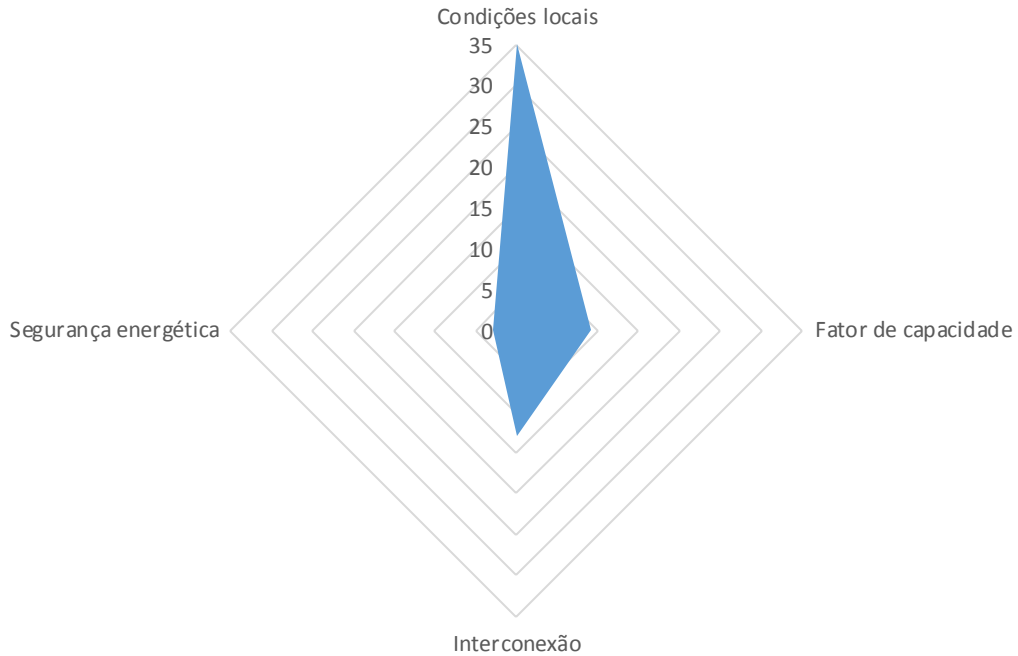
A Tabela 4 ilustra os principais critérios e subcritérios associados à dimensão técnica, incluindo: condições locais, fator de capacidade, interconexão e segurança energética.

Tabela 4 - Categorização, explicação dos critérios referentes a dimensão técnica

Categorização do aspecto	Explicação sintetizada	Principais Subcritérios
Condições locais	As condições locais estão associadas às questões espaciais ligadas a cada tecnologia, sobretudo, relacionadas ao local de instalação de cada tecnologia e seu respectivo impacto no cômputo do LCOE.	<ul style="list-style-type: none"> • Local de construção;
Fator de capacidade	O cálculo do LCOE tradicional possui como desvantagem principal a suposição de fatores de capacidade constantes das tecnologias ao longo da sua vida útil. Além disso, o fator de capacidade também está intrinsicamente relacionado ao subcritério anterior (condições locais), uma vez que o seu valor é variável dependendo da localização de instalação da tecnologia (sobretudo das tecnologias com características intermitentes).	<ul style="list-style-type: none"> • Variações temporais do fator de capacidade;
Interconexão	As interconexões resultantes de novas usinas de geração elétrica também podem ser consideradas como um critério externo a ser considerado no cálculo final do LCOE das tecnologias, uma vez que pode variar significativamente entre as tecnologias.	<ul style="list-style-type: none"> • Custos associados à novas interconexões;
Segurança energética	Critério relacionado à segurança energética dos países e como isso influencia no cálculo do LCOE.	<ul style="list-style-type: none"> • Garantia de segurança energética;

A Figura 12 apresenta a frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão técnica, evidenciando que tal dimensão é levada em consideração em 27% dos artigos analisados, porém, não sendo exclusivamente associados apenas a esta dimensão. Neste ponto, é importante ressaltar que a dimensão técnica avaliada aqui refere-se aos critérios técnicos não tradicionais.

Figura 16 - Frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão técnica (número de artigos)



Fonte: Autoria própria (2022)

Com relação à dimensão técnica, cerca de 50% dos trabalhos analisados consideram uma ou mais condições locais na precificação do LCOE. Com relação ao fator de capacidade das tecnologias, identifica-se aproximadamente 13% de relevância nos aspectos técnicos dos trabalhos analisados. As interconexões, por sua vez, apontam para 19% de significância nos artigos analisados. Os fatores políticos dos países é um fator importante para a segurança do abastecimento energético, sendo que apenas 3% dos artigos examinados consideram como fator crucial (ROTH; AMBS, 2004).

Na sequência, apresentam-se as principais considerações referentes à cada critério relacionado à dimensão técnica.

- **Condições locais**

Na literatura, verifica-se um número considerável de trabalhos acadêmicos e relatórios técnicos que realizam o cálculo do LCOE em nível nacional (em geral), por meio de valores médios padrões. Por outro lado, a literatura também enfatiza as desvantagens associadas à utilização do valor “médio” do LCOE, sobretudo, para análise das tecnologias renováveis intermitentes (do inglês, *Variable Renewable*

Energy - VRE), dada a dependência do LCOE com o tipo de tecnologia e localidade do projeto, por exemplo (SHEN et al., 2020).

Em especial, os dados meteorológicos para diferentes locais são mais significativos na determinação dos recursos renováveis e do fator de capacidade de determinada tecnologia (intermitente) (SATHAYE et al., 2011). Da mesma forma, o custo de capital e o custo de operação e manutenção para a mesma tecnologia também podem variar exponencialmente com as diferenças regionais nos custos de instalação, custos de frete de equipamentos e custos com mão de obra, por exemplo. Portanto, a localização da planta pode afetar significativamente os resultados do LCOE das tecnologias (SHEN et al., 2020).

- **Fator de capacidade**

O Fator de Capacidade (FC) pode ser definido como sendo a quantidade de energia produzida dividida pela quantidade máxima de energia que poderia ser produzida, se a planta de geração operasse na capacidade máxima durante todo o período de análise. O fator de capacidade da tecnologia, portanto, está inerentemente associado ao cálculo do LCOE tradicional, uma vez que está relacionado com a quantidade de energia gerada em determinado período.

O cálculo do LCOE tradicional possui como desvantagem principal a suposição de fatores de capacidade constantes das tecnologias ao longo da sua vida útil. Além disso, o fator de capacidade também está intrinsecamente relacionado ao subcritério anterior (condições locais), uma vez que o seu valor é variável dependendo da localização de instalação da tecnologia (sobretudo das tecnologias com características intermitentes). Desse modo, na prática, os fatores de capacidade dependem de um conjunto de variáveis específicas, e portanto, diferem para cada localidade (RHODES et al., 2017), variando por exemplo, com relação ao custo relativo do combustível e a penetração de energia renovável (INSTITUTO ENERGY AGENCY IEA NUCLEAR ENERGY AGENCY NEA, 2015).

Para TRAN; SMITH (2018), o fator de capacidade inclui indiretamente informações sobre a despachabilidade e confiabilidade de uma determinada tecnologia de geração. Desse modo, as usinas com fatores de capacidades mais altos tendem a ter uma característica de despachabilidade mais favorável e um maior grau de confiabilidade quando comparadas com usinas em que o fator de capacidade é menor (TRAN; SMITH, 2018).

- **Interconexão**

Custos de interconexão de novas usinas podem ser de diferentes tipos, incluindo custos com novos ramais entre usina e subestação, ponto de interconexões e custos de expansão dos sistemas de subtransmissão e/ou transmissão e/ou distribuição (DELLANO-PAZ et al., 2017). O custo de interligação (rede de transmissão) de uma nova central elétrica é composto, sobretudo, pelos custos de construção do ramal que conecta o gerador para a transmissão existente do sistema; do ponto de interconexão - que facilita o fluxo de energia entre a linha de derivação e o sistema e quaisquer atualizações necessárias para o próprio sistema de transmissão. A maneira como esses custos são alocados também variam regionalmente (THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN, 2018).

Em geral, fontes de energia renováveis, como a fonte solar fotovoltaica e eólica, requerem maiores custos de investimento na expansão do sistema de transmissão, uma vez que grande parte dos melhores potenciais das referidas fontes tendem a estar localizados mais distantes dos centros de carga (INSTITUTO ENERGY AGENCY IEA NUCLEAR ENERGY AGENCY NEA, 2015).

Segundo ROTH; AMBS (2004), embora em grande parte dos estudos que envolvem a inclusão de externalidades no computo final do preço relativo das tecnologias, sejam omitidos os custos associados as interconexões de distribuição, estes podem impactar significativamente nos resultados finais. Os autores estimam que a não inclusão das externalidades associadas à distribuição tendem a resultar em custos subestimados que variam entre 15 e 100%.

- **Segurança energética**

O objetivo básico da segurança energética consiste em garantir a disponibilidade ininterrupta de eletricidade aos consumidores a um preço acessível. A segurança energética está normalmente associada a uma matriz de energia elétrica diversa, ou seja, com um mix de opções tecnológicas adequado, bem como políticas energéticas robustas (COZZI; GOULD, 2021). Os riscos de segurança energética podem se materializar em várias partes do sistema energético, em diferentes períodos de tempo, e tornam-se mais ou menos pronunciados em diferentes cenários (ROTH et al., 2009).

Para HUH; LEE (2017), é preciso considerar a segurança energética como um conceito que evolui continuamente junto com as mudanças dinâmicas do mercado

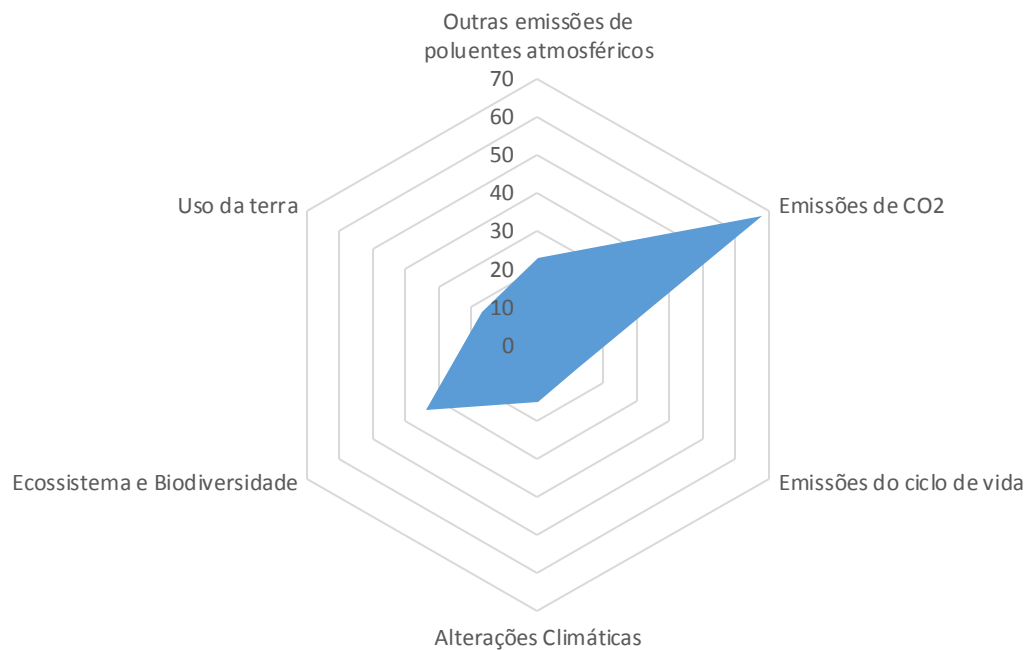
de energia elétrica e das tecnologias. Como resultado, observa-se que os governos alteram suas políticas de segurança energética em resposta a desafios, como a liberalização do mercado de energia; interações com mercados regionais; aumento da interdependência e pressões competitivas entre economias globais e mudanças climáticas, especialmente no que diz respeito à geração de energia elétrica de fontes tradicionais (ISLAM et al., 2014).

4.2.2. Dimensão Ambiental

A exploração, transporte e conversão de fontes de energia oriunda de combustíveis fósseis resultam na liberação de várias formas de poluentes no meio ambiente. Esses poluentes podem afetar a qualidade do ar, da água e do solo, podendo ter efeitos negativos, sobretudo, na saúde humana e no meio ambiente (SAMADI, 2017).

Como apresentado na Figura 12, que ilustra a distribuição dos artigos por dimensão, os fatores associados à dimensão ambiental são levados em consideração em 43% dos artigos analisados, porém, não sendo exclusivamente associados apenas a esta dimensão. Na Figura 17, ilustra-se a frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão ambiental. É interessante notar que 97% dos trabalhos analisados levam em consideração as emissões de CO_2 no cálculo final do LCOE, sendo constatado que apenas dois dos estudos analisados não consideram diretamente as emissões de CO_2 como critério (KIBAARA et al., 2019)(KHAJEPOUR; AMERI, 2020).

Figura 17 - Frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão ambiental (número de artigos)



Fonte: Autoria própria (2022)

Com 21% de relevância, a precificação das alterações climáticas é considerada como o segundo critério de maior relevância para o cálculo final do LCOE na dimensão ambiental. Em 33% dos artigos analisados, outros tipos de emissões de poluentes atmosféricos são considerados no cálculo final do LCOE. Como exemplo, LI; GENG; LI (2016), consideram as seguintes emissões: óxidos de nitrogênio (NO_x), óxidos de enxofre (SO_x) e fumaça. Já ROTH; AMBS (2004), agregam outros emissores como metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), monóxido de carbono (CO), SO_2 , NO_x e poluição por partículas (PM). O material particulado, especialmente o material particulado fino com diâmetro inferior a $2,5\mu$ ($PM_{2,5}$), foi identificado nos estudos de RHODES et al. (2017) e WANG et al. (2021) como o poluente mais significativo de usinas de geração termelétricas e que podem causar efeitos negativos à saúde.

É interessante observar ainda que de acordo com os artigos analisados, apenas 17% consideram as emissões durante todo o ciclo de vida da tecnologia em análise, sendo que para DE JONG; KIPERSTOK; TORRES (2015), ROTH; AMBS (2004) e INTERNATIONAL ENERGY AGENCY (2010), levar em consideração as emissões durante o ciclo de vida das tecnologias é fundamental na precificação das externalidades. Além disso, ressalta-se que para esta avaliação de DE JONG; KIPERSTOK; TORRES (2015), a precificação das externalidades também gerou um

“valor” adicional para as fontes renováveis, em que tradicionalmente são consideradas apenas as emissões diretas das tecnologias.

A externalidade referente ao uso da terra é identificada em 24% dos artigos. Para KIBAARA et al. (2019), tal externalidade está, em geral, associada à ocupação do solo para construção de plantas de geração de energia elétrica.

Os impactos ao ecossistema e biodiversidade são verificados em 49% dos trabalhos, apresentando estimativas para os custos causados por algumas fontes de geração de eletricidade (como por exemplo, hidroelétricas, fazendas solares e parques eólicos) (SAMADI, 2017).

Na sequência, a Tabela 5 ilustra os principais critérios e subcritérios associados à dimensão ambiental.

Tabela 5 - Categorização, explicação e critério da dimensão ambiental

Categorização do aspecto	Explicação sintetizada	Principais Subcritérios
Emissões do ciclo de vida	A geração de emissões associadas a todo o ciclo de vida das tecnologias de geração de eletricidade.	<ul style="list-style-type: none"> • Emissões na construção; • Emissões diretas (operação); • Descomissionamento;
Emissões de CO_2	As emissões de dióxido de carbono associadas a geração de energia elétrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Emissão de CO_2
Outras emissões de poluentes	Emissões atmosféricas de outras partículas poluentes ou gases identificados como tendo impactos não desejáveis.	<ul style="list-style-type: none"> • Emissão de SO_2; • Emissão de NO_x; • Emissão de NO_2; • Emissão de PM; • Emissão de $PM_{2,4}$; • Emissão de PM_{10}; • Emissão de CH_4; • Emissão de fumaça;
Alterações climáticas	Impacto da produção de eletricidade nas mudanças climáticas.	<ul style="list-style-type: none"> • Chuva ácida; • Aquecimento global;
Ecossistema e Biodiversidade	Impactos das tecnologias de geração de eletricidade associados à fauna e flora local e/ou mundial associadas.	<ul style="list-style-type: none"> • Captação da água; • Controle biológico; • Prevenção do habitat animal • Geração de resíduos;

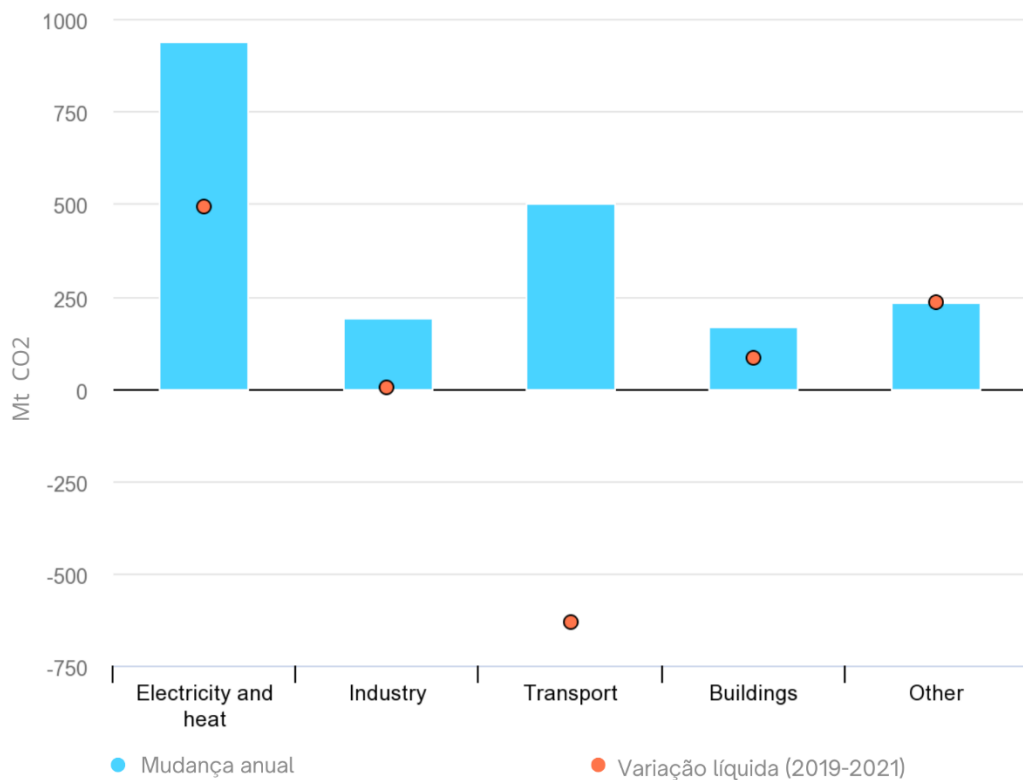
Uso da terra	Uso da terra associados à geração de energia elétrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Contaminação das águas subterrâneas.
		<ul style="list-style-type: none"> • Erosão do solo • Desmatamento • Acidificação de terras dedicadas à agricultura;

Na sequência, apresentam-se os principais critérios referentes à dimensão ambiental.

- **Emissões de poluentes atmosféricos**

A Figura 18 apresenta a variação anual nas emissões de CO₂ por setor entre 2019 e 2021. Verifica-se que o maior aumento nas emissões por setores no período ocorreu na produção de eletricidade e calor (900 MtCO₂), apresentando 46% das emissões globais, uma vez que o uso de todos os combustíveis fósseis aumentou para atender o crescimento da demanda de eletricidade, principalmente (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2021).

Figura 18 – Variação anual nas emissões de CO₂ por setor, 2019-2021.



Fonte: INTERNATIONAL ENERGY AGENCY. IEA, (2021)

A intensidade de emissão das usinas de geração de eletricidade corresponde ao montante total de emissões durante o ciclo de vida da tecnologia dividido por cada unidade de energia gerada. Isso inclui também a construção e desativação das usinas, por exemplo (NEA, 2003).

De acordo com o relatório especial do Painel Intergovernamental sobre Mudanças Climáticas (IPCC), os valores médios de emissão para tecnologias renováveis estão entre 4 e 46 gCO₂eq/kWh. Enquanto que para usinas que usam combustíveis fósseis, as emissões de CO₂ estão entre 450 e 1000 gCO₂eq/kWh (AKBI et al., 2016a). Os custos atuais de emissão de CO₂ na maioria das regiões do mundo são muito baixos para refletir plenamente os danos causados por essas emissões (TZIMAS; GEORGAKAKI, 2010). Para as tecnologias de geração de eletricidade que tem como base os combustíveis fósseis, os preços do CO₂ podem ser decisivos para determinar sua competitividade (SAMADI, 2017).

Além disso, ressalta-se que as usinas de geração de eletricidade, sobretudo não renováveis, são fontes proeminentes de outros poluentes, como óxidos de nitrogênio, óxidos de enxofre, material particulado, monóxido de carbono, mercúrio, cádmio e chumbo (SAMADI, 2017). NICHOLSON; BIEGLER; BROOK (2011) apresentam uma análise seletiva de vários estudos econômicos sobre o LCOE e a avaliação do ciclo de vida (no inglês, *life cycle assessment* - LCA) das emissões de algumas tecnologias de geração. Os autores ressaltam ainda que a precificação do carbono tende a alterar significativamente a competitividade relativa das tecnologias de baixo carbono.

- **Ecosistema e Biodiversidade**

Dependendo da tecnologia de geração de eletricidade, diferentes impactos podem ser observados (na maioria das vezes negativos) nos ecossistemas e biodiversidade (EUROPEAN COMMISSION, 2005). Os impactos nos ecossistemas podem assumir a forma de danos à terra, à vida vegetal e/ou aos animais. Se, como resultado desses impactos, a sobrevivência (local ou mesmo global) de uma espécie vegetal ou animal estiver ameaçada, a biodiversidade poderá ser afetada (reduzida) (SAMADI, 2017).

Os impactos monetários sobre os ecossistemas das mudanças climáticas induzidas pelo homem deveriam idealmente ser incluídos nas estimativas de custos

para emissões de GEE (MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2018b). Ressalta-se que, por falta de dados e de uma metodologia bem estabelecida, as estimativas de impactos sobre a biodiversidade são normalmente imperfeitas. A complexidade das interdependências da natureza e as questões contestadas se animais e plantas tem um valor intrínseco (além de seu valor imediato para a humanidade), tornam tais estimativas um exercício ainda mais complexo (SAMADI, 2017).

- **Uso da terra**

O uso da terra tem sido uma preocupação para o desenvolvimento de fontes de energia renováveis e não renováveis. Para a INTERNATIONAL RESOURCE PANEL (2020), as tecnologias de geração de eletricidade que exigem extração de combustíveis como carvão, gás natural ou urânio, podem resultar em competição com outros usos da terra, como terras de reservas, habitat de espécies ameaçadas e uso da terra agrícola.

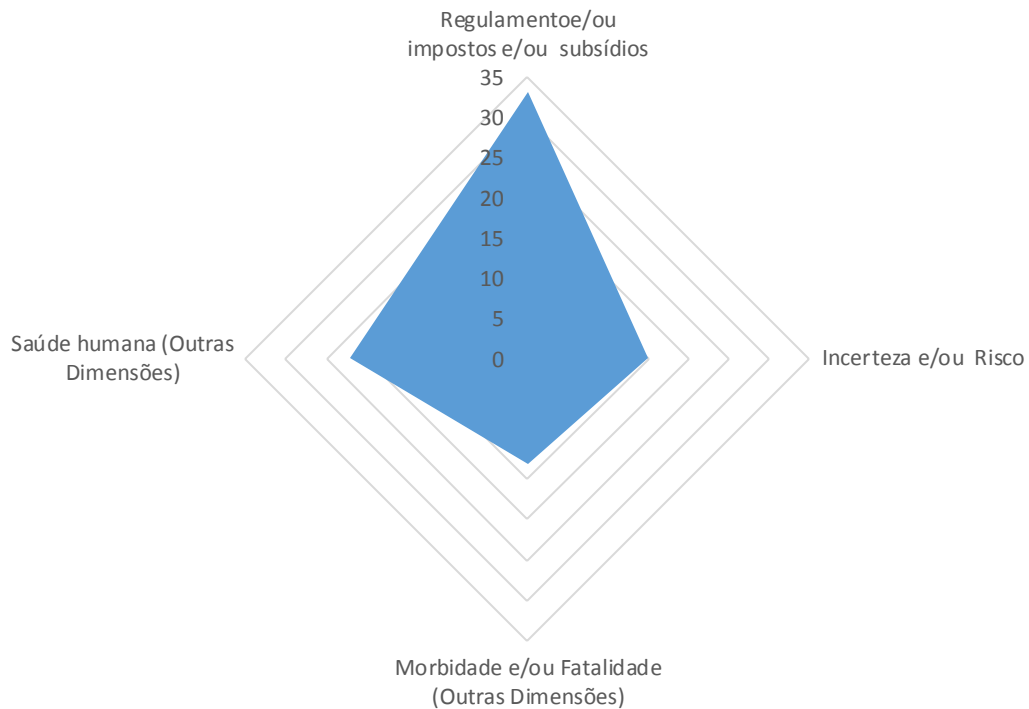
A quantidade de terra usada ao longo do ciclo de vida de uma usina de geração de eletricidade pode incluir o uso direto da terra, como a área ocupada pela usina, ou o uso indireto da terra, que pode incluir a terra usada para produzir o combustível e armazenar os resíduos associados a cada tecnologia (KLEIN; WHALLEY, 2015).

4.2.3. Dimensão Econômica

Como apresentado na Figura 12, os fatores econômicos são levados em consideração em 22% dos artigos analisados, porém não sendo exclusivamente associados apenas a este fator em análise. Ressalta-se que as taxas de juros influenciam exponencialmente no custo total da vida útil de um determinado sistema de energia devido à sua natureza composta. Portanto, a taxa de juros torna-se um fator importante ao comparar tecnologias com diferentes tempos de vida útil (TRAN; SMITH, 2018).

A Figura 19 ilustra a frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão econômica. Também se inclui na Figura 19 as “Outras Dimensões”, que serão discutidas na seção 4.2.4.

Figura 19 - Frequência de ocorrência dos fatores relacionados à dimensão econômica e outros fatores (número de artigos)



Fonte: Autoria própria (2022)

A Tabela 6 ilustra a categorização dos critérios da dimensão econômica. Os riscos e/ou incertezas associados às tecnologias foram levados em consideração por 16% dos artigos analisados.

Tabela 6 - Categorização, explicação e critério da dimensão econômica

Categorização do aspecto	Explicação sintetizada	Principais Subcritérios
Regulamentações e/ou Impostos e/ou Subsídios	Regulamentações e/ou impostos e/ou subsídios das tecnologias de geração elétrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Redução de imposto; • Tarifa <i>feed-in</i>; • Crédito de carbono;
Incertezas e/ou Riscos	Incertezas e/ou riscos relacionados às tecnologias de geração elétrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Precificação variável dos combustíveis; • Probabilidade dos riscos;

- **Regulamentos e/ou Impostos e/ou Subsídios**

As políticas energéticas, sobretudo em países desenvolvidos, tendem a introduzir mecanismos com intenção de fornecer subsídios às fontes renováveis. Na Europa, por exemplo, a maioria dos subsídios assume a forma de tarifa *feed-in*,

havendo também subsídios e créditos fiscais para investimentos em fontes renováveis (MARKANDYA, 2012). Segundo KOPLOW (2015), desenvolver uma imagem agregada de subsídio no setor energético é extremamente difícil devido ao escopo das políticas internacionais.

Alguns recursos energéticos têm acesso facilitado aos programas governamentais (subsídios, isenções fiscais e incentivos financeiros) do que outros, podendo ocorrer distorções nos preços relativos da energia (DE JONG; KIPERSTOK; TORRES, 2015). Por exemplo, dados transacionais sobre empréstimos internacionais subsidiados reunidos para a Comissão Mundial de Barragem (do inglês, *World Commission on Dams*) revelam que os empréstimos favorecem fortemente os combustíveis fósseis em detrimento às fontes renováveis (REYNOLDS, 2013).

- **Incertezas e/ou Riscos**

O interesse em realizar análise de risco para avaliação de investimentos vem evoluindo desde a década de 1960 (GEISSMANN, 2017). Escolher distribuições de probabilidade para fatores de entradas incertas equivale a fornecer uma representação quantitativa das informações disponíveis para esses fatores. Essas informações podem derivar de pesquisas, dados históricos, julgamentos subjetivos experientes ou uma combinação destes (GOMEZ-RIOS; GALVEZ-CRUZ, 2021a).

As estimativas de incerteza geralmente são baseadas em julgamentos de especialistas, levando em consideração incertezas nos dados de entrada, sensibilidade dos resultados do modelo, premissas e regras empíricas sobre os efeitos combinados das incertezas, devido a modelagem e dados de entrada (MARKANDYA, 2012). Em geral, a Simulação de Monte Carlo (SMC) é utilizada para estimar a probabilidade de ocorrência de determinado LCOE (e não apenas o seu valor determinístico).

Ressalta-se que o aumento dos riscos e/ou das incertezas tende a aumentar os custos por meio de maiores retornos exigidos sobre o investimento e taxas de desconto (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2005). No entanto, em geral, taxas de descontos mais altas penalizam tecnologias com capital de investimento mais elevados e de baixo carbono, como a energia nuclear, carvão com CCS e algumas fontes renováveis, sobretudo, devido aos altos custos de investimento associados a essas tecnologias. Por outro lado, taxas de descontos mais altas favorecem tecnologias de combustíveis fósseis com custos operacionais mais altos,

mas com custos de investimento relativamente baixos, especialmente usinas termelétricas de ciclo combinado (no Inglês, *Combined Cycle Gas Turbine - CCGT*) (INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2018).

4.2.4. Outras Dimensões

Nesta subseção, serão discutidos subcritérios específicos levados em consideração em algumas publicações analisadas, em especial relacionados à mortalidade e/ou fatalidade e saúde humana. Como apresentado na Figura 12, as outras dimensões são levadas em consideração em 8% dos artigos analisados, porém não sendo exclusivamente associados apenas a este fator em análise. Considerações com a saúde humana apresentaram 31% de relevância nos artigos analisados.

Outros impactos ecológicos resultantes do potencial de aquecimento global estão associados a uma ou mais categorias de danos que não são relacionadas com tanta frequência nos trabalhos analisados, sendo uma delas mortalidade e/ou fatalidade, sendo encontrada em 19% dos artigos em análise. Tais critérios foram levados em consideração por KIBAARA et al. (2019), SAMADI (2017), KIBAARA et al. (2020a), considerando as mortes e lesões ocorridas na construção, operação e na desativação de cada tecnologia avaliada.

Tabela 7 - Categorização, explicação e critério de outras dimensões

Categorização do aspecto	Explicação sintetizada	Principais Subcritérios
Mortalidade e/ou Fatalidade	Mortalidade e/ou fatalidades relacionadas às tecnologias de geração elétrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Acidentes;
Saúde humana	Impactos relacionados à saúde humana (diretamente ou indiretamente) associadas às tecnologias de geração elétrica.	<ul style="list-style-type: none"> • Qualidade do ar; • Lesões; • Acidentes; • Resíduos tóxicos; • Poluição sonora; • Impactos visuais;

• **Mortalidade e/ou Fatalidade**

O custo da mortalidade é geralmente avaliado por meio do valor de uma fatalidade evitada (VPF). A falta de estimativas de custos externos de acidentes não nucleares já havia sido identificada como uma das limitações do estado da arte da avaliação de externalidades (COZZI; GOULD, 2021). Os resultados obtidos podem

subsidiar decisões políticas e servir de insumo essencial para a avaliação da sustentabilidade de sistemas energéticos específicos (EUROPEAN COMMISSION, 2005).

Em 1998, foi criado o *Energy-related Severe Accident Database* (ENSAD), um banco de dados sobre acidentes graves com ênfase no setor de energia, estabelecido pelo Instituto *Paul Scherrer* (PSI). O banco de dados permite realizar uma análise abrangente de riscos de acidentes, que não se limitam a usinas de energia, mas inclui cadeias energéticas completas, entre elas a exploração, extração, processamentos, armazenamento, transporte e gerenciamento de resíduos (INSTITUTO ENERGY AGENCY IEA NUCLEAR ENERGY AGENCY NEA, 2015).

- **Saúde humana**

Os impactos na saúde são especialmente importantes em termos de custos. Várias avaliações de impacto na saúde apresentadas pela Organização Mundial da Saúde (OMS), estimam os efeitos da exposição a níveis de poluição do ar na saúde humana (OMS, 2021). Isso tende a contribuir para os formuladores de políticas energéticas sobre o benefício de reduzir os valores de concentração recomendados como diretrizes para a qualidade do ar. Para tal avaliação, os resultados dos estudos epidemiológicos podem ser usados em hipóteses sobre a toxicidade de diferentes componentes de partículas ao meio ambiente (EUROPEAN COMMISSION, 2005).

4.3. LCOE com externalidades: Avaliação Quantitativa

As análises dos trabalhos evidenciam preços finais para o LCOE com externalidades distintas entre as tecnologias, uma vez que as externalidades consideradas em cada trabalho também são diferentes em termos de dimensões e critérios levados em consideração, conforme apresentado nas seções anteriores. A Tabela A4 apresenta a distribuição dos trabalhos por dimensão e critério.

Considerando a natureza multidimensional e não trivial associada a precificação das externalidades na produção de energia elétrica, não há consenso entre os trabalhos analisados no que diz respeito aos critérios “mais importantes” a serem incluídos na análise, muito embora a precificação do dióxido de carbono (CO₂) tenha sido uma das externalidades ambientais amplamente consideradas nos trabalhos analisados (97%), por exemplo (BENES; AUGUSTIN, 2016).

Além disso, algumas das externalidades que são monetizadas na literatura podem apresentar valores distintos entre trabalhos analisados, uma vez que também dependem de análises qualitativas. KAMINKER et al. (2013), ROTH; AMBS (2004), KHAJAH; PHILBIN (2022), argumentam, por exemplo, que o valor de uma vida humana ou o desmatamento de uma floresta ou ainda a consideração de um espaço tranquilo e natural “*não têm preço e nem valor associado*”.

Para análise do resultado final da precificação do LCOE considerando as externalidades, foram realizadas algumas conversões necessárias de moeda estrangeira para a mesma base utilizadas em todo o estudo (ou seja, para US\$/kWh). Nos trabalhos de LEHMANN et al. (2019), SAMADI (2017), HERRERA et al. (2020), BRACCO et al. (2019), MEHMETI et al. (2018), KITNER et al. (2016) e BHANDARI et al. (2021), a unidade €/kWh foi utilizada, enquanto em IRIE; KAWAHARA (2021) e LI et al. (2016), a moeda corrente no país (¥/kWh) foi considerada. THARISUNG (2020) utilizou (₺/kWh) e HUH; LEE, (2017) ₩/kWh. É importante ressaltar que a abordagem baseada nesse trabalho consiste em uma síntese dos resultados da literatura, sendo difícil mensurar possíveis particularidades de regiões e países.

O trabalho de DE JONG; KIPERSTOK; TORRES (2015) apresentou alguns estudos de casos em que foram calculados o LCOE com e sem as externalidades. As externalidades consideradas foram as emissões de CO_2 , emissões de PM, SO_2 , NO_x , mudanças climáticas, danos à saúde, tempo de vida, uso da terra. O menor valor obtido para o LCOE com a inclusão das externalidades foi para o parque eólico de Caetité, com 36,24 \$/MWh, enquanto que o menor valor do LCOE sem as externalidades foi apresentado no estudo de caso para a hidrelétrica de Santo Antônio com um valor de 27,62 \$/MWh. Os resultados encontrados nos estudos de casos de DE JONG; KIPERSTOK; TORRES (2015) para a fonte eólica (com externalidades) indicaram, por exemplo, valores de 42,84 \$/MWh para o parque eólico de Brota e 36,24 \$/MWh para o parque eólico de Caetité, tornando a fonte eólica em um grau de competitividade maior que a UHE de Belo monte, por exemplo (99,47 \$/MWh). Desse modo, os parques eólicos avaliados apresentaram os menores valores do LCOE com externalidades entre os estudos de casos (hidrelétricas, biomassa, nuclear, solar, termoelétrica a carvão e gás). O LCOE com externalidades das usinas a carvão com captura e armazenamento de carbono (CCS), por exemplo, resultaram em um valor de 95,89 \$/MWh (Itaqui), que é superior a aproximadamente duas vezes os valores encontrados para os parques eólicos citados anteriormente, enquanto que para usinas

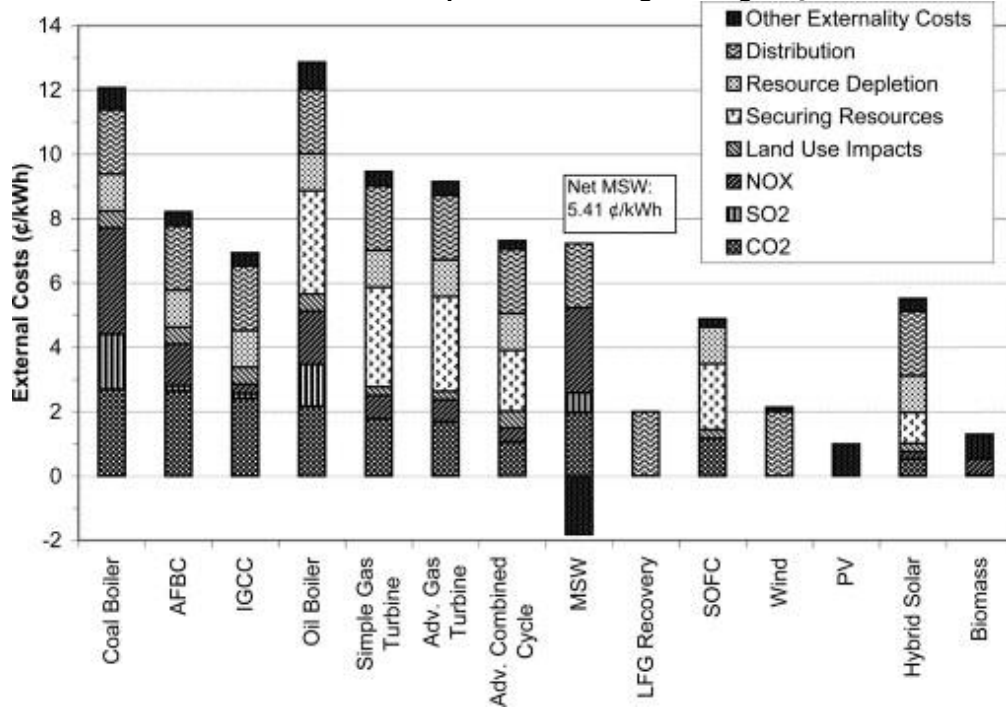
a carvão sem CCS (Pecém - 118,87 \$/MWh) é aproximadamente o triplo quando comparado com os valores dos parques eólicos analisados.

O trabalho de MOHAMMADI; NADERI; SAGHAFIFAR (2018) apresenta um estudo sobre a viabilidade socioeconômica de usinas fotovoltaicas de 5 MW na costa sul do Irã, utilizando o LCOE com inclusão das externalidades, considerando como critérios principais as condições locais, uso da terra, emissão de CO_2 , riscos, impostos e subsídios. Uma análise de sensibilidade sobre o impacto dos impostos foi realizada, indicando que mesmo com uma mudança significativa nos custos iniciais, tarifa *feed-in*, inflação e taxas de descontos, ainda assim a fonte fotovoltaica apresenta alto grau de competitividade entre as tecnologias analisadas. O benefício ambiental no desenvolvimento das usinas fotovoltaicas propostas (em termos de toneladas evitadas de emissões de GEE) demonstrou resultados satisfatórios. Na cidade de Bandar Abbas, por exemplo, apresentou o menor valor de redução (4.465 t CO_2 /ano), enquanto a cidade de Jask exibe o maior valor da redução (cerca de 5.259 t CO_2 /ano) com a implementação dos projetos de usinas fotovoltaicas propostas em cada cidade. Os valores de LCOE para inclinação fixa dos painéis fotovoltaicos ficaram entre 112,3 \$/MWh e 125,6 \$/MWh; o LCOE com rastreamento de 1 eixo ficou entre 103,0 \$/MWh e 117,3 \$/MWh, enquanto que o LCOE para 2 eixos de rastreamento ficou entre 107,2 \$/MWh e 122,5 \$/MWh. Esses resultados mostram que mesmo com as análises de sensibilidade realizadas, a implementação das usinas fotovoltaicas propostas oferece benefícios na redução das emissões de CO_2 e uma substancial economia anual de custos externos, apresentando enorme potencial e oportunidade de crescimento na costa sul do Irã.

Apesar de antigo, o estudo de ROTH; AMBS (2004) apresentou uma abordagem do LCOE para 14 tecnologias de geração de eletricidade abrangendo os custos incorridos em todas as etapas do ciclo de vida, incluindo principalmente as externalidades socioambientais. As seguintes externalidades foram consideradas neste último trabalho: emissões de CO_2 , outras emissões (CH_4 , SO_2 , NO_x , PM, VOC), segurança energética, uso da terra, distribuição, ecossistema e biodiversidade. Os custos totais das externalidades associadas a cada uma das 14 tecnologias de geração são apresentados na Figura 20. As caldeiras a óleo convencionais (do inglês *Conventional Oil Boilers*) apresentam o maior valor de externalidades (12,86 ¢/kWh), sendo que seus fatores de emissão geralmente não são tão altos quanto as caldeiras a carvão (do inglês *Coal Boilers*), mas seus valores relacionados a poluição do ar são

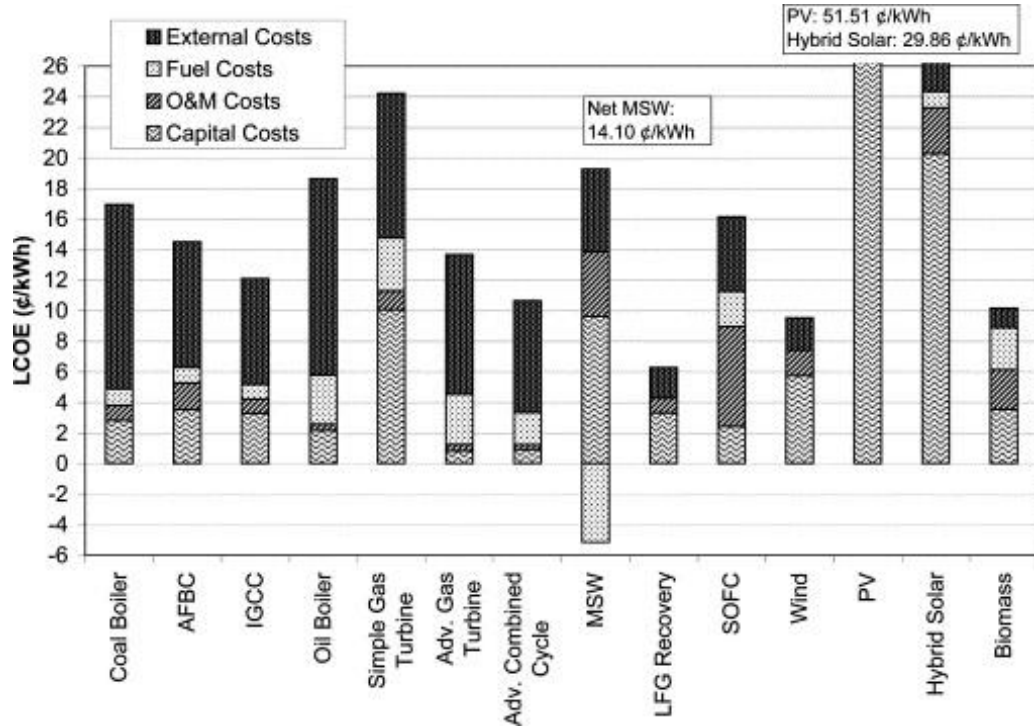
compensados pelos altos custos de segurança energética. Os valores apresentados das externalidades variam entre as diferentes tecnologias de geração, com tecnologias mais novas e mais limpas apresentando menores valores. Os resultados da inclusão dos valores das externalidades no cálculo tradicional do LCOE realizado no trabalho de ROTH; AMBS (2004) são apresentados na Figura 21.

Figura 20 - Custos das externalidades para 14 tecnologias de geração de eletricidade.



Fonte: ROTH; AMBS, (2004)

Figura 21 - Valor LCOE com as externalidades para as 14 tecnologias de geração de eletricidade



Fonte: ROTH, (2004)

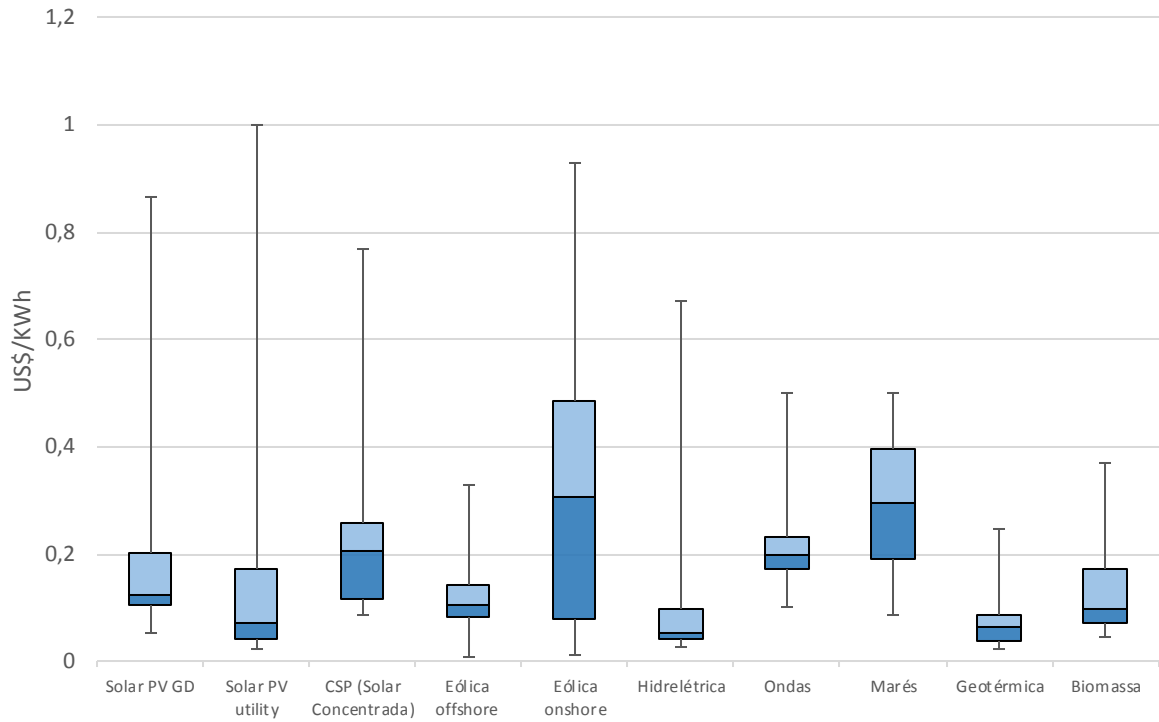
Para ROTH; AMBS (2004), a incorporação de externalidades tem um grande impacto no LCOE e na relativa atratividade das opções tecnológicas de geração de eletricidade. A tecnologia de geração com menor LCOE é a Recuperação de Gás de Aterros Sanitários (do inglês *Landfill Gás - (LFG) Recovery*) com 6,29 ¢/kWh. No caso desta tecnologia, o combustível é considerado gratuito e as externalidades de baixo valor. No caso dos parques eólicos, o valor obtido é de 9,54 ¢/kWh. As instalações de usinas a biomassa resultaram em 10,17 ¢/kWh, sendo consideradas muito competitivas e apresentando baixos valores de externalidades. A tecnologia de combustível fóssil mais eficiente foi a de ciclo combinado avançado (do inglês *Advanced Combined Cycle*) com 10,65 ¢/kWh, seguida pela planta de ciclo combinado de gaseificação integrada (do inglês *Integrated Gasification Combined Cycle - IGCC*) com 12,10 ¢/kWh. As turbinas a gás de ciclo simples (do inglês *Simple Cycle Gás Turbines*) têm alto custo de capital e um LCOE superior a 24 ¢/kWh. Os altos custos de capital das tecnologias solares mantêm seus LCOEs entre os mais altos entre os examinados no trabalho de ROTH; AMBS (2004).

Como resultado da análise sistemática da literatura realizada nesse trabalho, as Figura 22 e Figura 23 ilustram os valores de primeiro quartil, segundo quartil, terceiro quartil, intervalo interquartil, limite superior e limite inferior dos valores

LCOE com externalidades encontrados nos trabalhos analisados das fontes de geração renováveis e não renováveis, respectivamente. O valor do primeiro quartil localiza 25% dos menores valores encontrados (área em azul escuro). O segundo quartil (ou mediana) é o local onde ocorre a divisão da metade superior à metade inferior da amostra (linha entre azul claro e azul escuro), enquanto o terceiro quartil apresenta 75% dos maiores valores (área em azul claro). O intervalo interquartil é definido como a diferença entre o terceiro quartil com o primeiro quartil, representado no gráfico como a dimensão da caixa. O limite inferior representa o valor mínimo do conjunto de dados, até 1,5 vezes ao intervalo interquartil, portanto, o limite superior será o valor máximo do conjunto de dados, até 1,5 vezes ao intervalo interquartil (NETO et al., 2017).

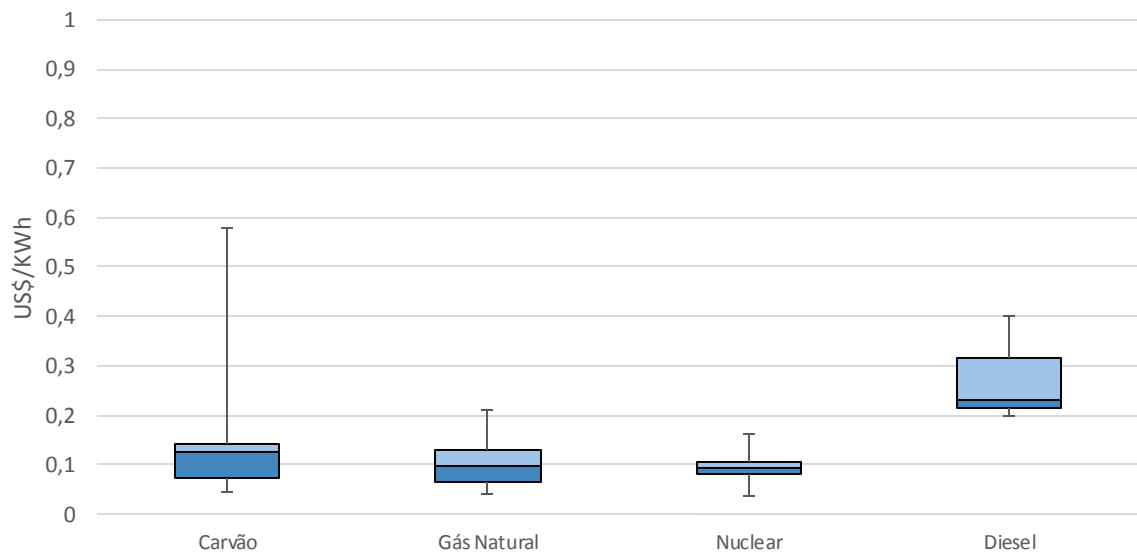
As Tabela 8 e Tabela 9 ilustram a distribuição de trabalhos associados a cada tecnologia (renovável e não renovável, respectivamente).

Figura 22 - LCOE com externalidades – Tecnologias renováveis



Fonte: Autoria própria (2022)

Figura 23 - LCOE com externalidades - Tecnologias não renováveis



Fonte: Autoria própria (2022)

Tabela 8 - Distribuição de trabalhos no cálculo do LCOE com externalidades para fontes renováveis

Tecnologia de geração de energia elétrica	Número de trabalhos que envolve cada tecnologia
Solar PV GD	7
Solar PV utility	38
CSP (Solar Concentrada)	11
Eólica Offshore	11
Eólica Onshore	29
Hidrelétrica	14
Ondas	3
Marés	3
Geotérmica	6
Biomassa	14

Tabela 9 - Distribuição de trabalhos no cálculo do LCOE com externalidades para fontes não renováveis

Tecnologia de geração de energia elétrica	Número de trabalhos que envolve cada tecnologia
Carvão	23
Gás Natural	23
Nuclear	13
Diesel	3
Fusão Nuclear	1
Célula de combustível de carbonato fundido estacionário	2

A tecnologia de geração renovável com maior relevância em número de trabalhos é a Usina Solar Fotovoltaica (no Inglês, *Solar PV utility*), com 38 trabalhos, apresentando uma variação de LCOE com externalidade entre 1,00 \$/kWh (limite superior) e 0,02 \$/kWh (limite inferior) e uma mediana em torno de 0,06 \$/kWh, seguida pela eólica *onshore*, abordada em 29 trabalhos, apresentando uma variação entre 0,93 \$/kWh (limite superior) até 0,01 \$/kWh (limite inferior) e mediana de 0,31 \$/kWh. As instalações de biomassa e hidrelétrica foram relatadas em 14 trabalhos respectivamente, biomassa com variações de LCOE de 0,37 \$/kWh (limite superior) a 0,04 \$/kWh (limite inferior) com mediana de 0,01 \$/kWh e a hidroelétrica de 0,67 \$/kWh a 0,02 \$/kWh, possuindo uma mediana de 0,04 \$/kWh. A geração solar

concentrada (CSP) e eólica *offshore*, por sua vez, foram consideradas em 11 trabalhos cada. A fonte solar CSP apresenta uma variação entre 0,76 \$/kWh a 0,08 \$/kWh, com mediana em torno de 0,21 \$/kWh e a eólica *offshore* varia entre 0,01 \$/kWh e 0,33 \$/kWh, com mediana de 0,10 \$/kWh. A tecnologia solar *PV GD* foi abordada em 7 trabalhos, apresenta uma variação 0,87 \$/kWh (limite superior) a 0,05 \$/kWh e mediana de 0,12 \$/kWh. A tecnologia geotérmica apresenta a menor variação de limites entre as tecnologias renováveis 0,25 \$/kWh a 0,02 \$/kWh e mediana 0,06 \$/kWh/h com 6 trabalhos analisados. Nesse ponto, é importante ressaltar o potencial econômico de competitividade da tecnologia geotérmica. Por outro lado, a instalação de unidades de geração geotérmica é restrita a locais específicos, nos quais a tecnologia possui potencial técnico de exploração.

Com 3 trabalhos, aparece as tecnologias de geração de eletricidade por ondas, com variação de 0,50 \$/kWh a 0,10 \$/kWh e mediana de 0,20 \$/kWh e a tecnologia maremotriz variando de 0,52 \$/kWh a 0,09 \$/kWh, com mediana de 0,29 \$/kWh. Para as tecnologias de geração não renováveis, as fontes a carvão e gás natural aparecem com maior número de trabalhos abordados (23 cada), sendo que o carvão aparece com maior faixa de variação entre seus limites 0,58 \$/kWh (limite superior) e 0,04 \$/kWh (limite inferior), com mediana de 0,13 \$/kWh e o gás natural com 0,21 \$/kWh e 0,04 \$/kWh e mediana aproximada de 0,10 \$/kWh. Na sequência, a tecnologia nuclear, com 13 trabalhos e variação entre 0,16 \$/kWh e 0,03 \$/kWh, com mediana de 0,09 \$/kWh. Três trabalhos abordaram a geração a diesel, tendo variações de limites entre 0,43 \$/kWh a 0,20 \$/kWh e mediana 0,23 \$/kWh. A tecnologia de célula de combustível de carbono fundido estacionário aparece em 2 trabalhos analisados, variando entre 0,15 \$/kWh e 0,12 \$/kWh, com mediana de 0,14 \$/kWh. Apenas 1 trabalho abordou a fusão nuclear, sendo considerado um projeto inovador, seu LCOE com externalidades foi estimado em 0,12 \$/kWh.

Por fim, ainda é importante ressaltar que as variações entre os LCOEs devem ser analisadas com cautela, uma vez que o horizonte de tempo analisado compreende o período que varia entre 2000 e 2050, conforme ilustra a Tabela 10.

Tabela 10 - Variação dos LCOEs com relação aos anos da amostragem

Tecnologia	LCOE inferior (\$/kWh)	Ano do LCOE inferior	LCOE superior (\$/kWh)	Ano do LCOE superior	Mediana do LCOE
Solar PV GD	0,05	2020	0,87	2000	0,12
Solar PV <i>utility</i>	0,02	2030	1,00	2011	0,06
Solar concentrada (CSP)	0,08	2030	0,76	2009	0,21
Eólica <i>offshore</i>	0,01	2050	0,33	2013	0,10
Eólica <i>onshore</i>	0,01	2050	0,93	2015	0,31
Hidrelétrica	0,02	2030	0,67	2009	0,04
Ondas	0,10	2020	0,50	2013	0,20
Marés	0,09	2020	0,52	2013	0,29
Geotérmica	0,02	2020	0,25	2013	0,06
Biomassa	0,04	2030	0,37	2019	0,01
Carvão	0,04	2010	0,58	2030	0,13
Gás Natural	0,04	2010	0,21	2020	0,10
Nuclear	0,03	2016	0,16	2030	0,09
Diesel	0,20	2020	0,43	2050	0,23

Além disso, dentre todas as tecnologias avaliadas, as tecnologias de geração solar (incluindo a geração distribuída, *Solar PV utility* e CSP) apresentam maiores variações entre os limites superior e inferior. Também, as usinas eólicas *onshore* apresentam variações significativas entre limites superior e inferior no cálculo do LCOE com a inclusão das externalidades. Para as tecnologias fósseis, com exceção das usinas a carvão, as variações entre os valores do LCOE com externalidades são menores quando comparadas com as tecnologias renováveis.

5. CONCLUSÃO

O objetivo de uma revisão sistemática da literatura é responder a um conjunto de questões por meio de métodos (como a meta-análise e/ou análise de conteúdo no caso deste trabalho) de um grupo de pesquisas cientificamente reconhecidas, de maneira imparcial e transparente. O presente estudo foi guiado por uma questão de pesquisa específica: **Quais e como as externalidades são consideradas no cálculo final do LCOE para a avaliação da competitividade entre as tecnologias de geração de energia elétrica?**

O LCOE continua sendo um dos principais indicadores de competitividade entre as tecnologias para a produção de eletricidade. O LCOE tradicional tem sido considerado extremamente útil como ponto de partida para a comparação entre fontes de geração de energia elétrica, mas não deve ser avaliado isoladamente. A revisão da literatura apontou a necessidade de suplementar a análise por meio da precificação das externalidades, sobretudo devido a multidimensionalidade de fatores associados a cada tecnologia. Desse modo, a inclusão de externalidades no cálculo final do LCOE afeta o custo final das opções tecnológicas de geração de eletricidade, podendo ter um grande impacto na sua atratividade relativa.

Esse trabalho apresentou a estimativa do LCOE com externalidades considerando um total de 70 trabalhos analisados. De modo geral, os resultados da revisão sistemática mostram que há pouca ênfase dada em trabalhos publicados para compreender os impactos sociais e ambientais relacionados diretamente às tecnologias de produção de energia elétrica utilizando o cálculo do LCOE, sobretudo devido ao baixo número de trabalhos encontrados na revisão.

Vale ressaltar ainda que uma comparação explícita de LCOEs para diferentes tecnologias (e até mesmo entre países ou SEPs) possui um nível elevado de complexidade associada, uma vez que cada tecnologia e cada país (região) pode apresentar um conjunto de externalidades distintos em termos de dimensão, ano e valor, por exemplo. Com relação as tecnologias de geração de eletricidade, também conclui-se a importância de mensurar o seu “valor” e não apenas o “custo”, uma vez que a geração de energia elétrica ocorre em diferentes momentos e em diferentes lugares, tendo “valores” diferentes em cada momento e em cada lugar em termos de energia, capacidade e flexibilidade para o SEP. O cálculo tradicional da LCOE considera que a energia gerada é um produto homogêneo e não computa o “valor” da

energia produzida ao longo do tempo (exemplo, em horários de pico) e também aspectos espaciais (do local onde é produzida).

Na dimensão ambiental, os critérios com maior relevância na precificação das externalidades no cálculo do LCOE foram as emissões de CO₂, ecossistema e biodiversidade, enquanto na dimensão técnica, as condições locais da tecnologia apresentaram maior relevância seguida pelas interconexões. Em aspectos econômicos, as considerações de regulamentações, impostos e subsídios aparecem com maior frequência ao passo que para outros aspectos à saúde humana aparece com maior intensidade nos trabalhos analisados.

De modo geral, o trabalho concluiu ainda que o valor final do LCOE com externalidades pode apresentar grandes variações entre os estudos analisados, como observado nas Figura 22 e Figura 23. Ao comparar os valores do LCOE com externalidades das tecnologias analisadas, verificou-se uma grande competitividade (entre as tecnologias renováveis) biomassa, hidrelétrica, seguida da tecnologia geotérmica e solar PV *utility*, comparado com as outras tecnologias renováveis, por exemplo. O menor valor da mediana identificado na análise foi para a tecnologia de geração biomassa (0,01 \$/kWh), indicando a competitividade histórica associada à essa tecnologia. Os maiores valores de mediana das tecnologias foram encontrados para eólica *onshore* (0,31 \$/kWh), seguida por maré (0,29 \$/kWh), diesel (0,23 \$/kWh) e solar concentrada CSP (0,21 \$/kWh), demonstrando que mesmo considerando as externalidades, três fontes renováveis ainda apresentam “baixa” competitividade em termos da métrica LCOE. Verifica-se ainda que a inclusão de diferentes externalidades no cálculo do LCOE pode tornar ainda mais competitivas as fontes renováveis comparando as medianas da biomassa (0,01 \$/kWh), hidrelétrica (0,04 \$/kWh) e solar PV *utility* (0,06 \$/kWh), ao se comparar, por exemplo, com o menor valor de mediana da tecnologia não renovável nuclear (0,09 \$/kWh).

Na avaliação do LCOE com externalidades das tecnologias não renováveis analisadas, verificou-se a competitividade entre nuclear, gás natural, carvão e diesel. Mesmo com a adição das externalidades, os valores de mediana de nuclear (0,09 \$/kWh) e gás natural (0,10 \$/kWh) apresentaram valores competitivos.

Os resultados deste trabalho serão úteis como ponto de partida para trabalhos futuros. A utilização do LCOE com e sem a precificação das externalidades em modelos de planejamento de longo prazo, por exemplo, pode ser útil para comparar cenários futuros em relação ao mix das fontes de um determinado país. Este trabalho

de revisão classificou artigos em quatro grandes dimensões (técnico, ambiental, econômico e outros). Em trabalhos futuros, novos critérios podem ser incluídos na análise. Além disso, a revisão concentrou-se apenas em periódicos acadêmicos em inglês, trabalhos futuros de revisão podem abranger outros idiomas.

6. REFERÊNCIAS

- AKBI, A. et al. A new method for cost of renewable energy production in Algeria: Integrate all benefits drawn from fossil fuel savings. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 1150–1157, 2016a.
- AKBI, A. et al. **A new method for cost of renewable energy production in Algeria: Integrate all benefits drawn from fossil fuel savings** *Renewable and Sustainable Energy Reviews* Elsevier Ltd, , 1 abr. 2016b.
- ALDERSEY-WILLIAMS, J.; RUBERT, T. Levelised cost of energy – A theoretical justification and critical assessment. **Energy Policy**, v. 124, n. September 2018, p. 169–179, 2019.
- ALI, H. et al. Cost–benefit analysis of hele and subcritical coal-fired electricity generation technologies in southeast asia. **Sustainability (Switzerland)**, v. 13, n. 3, p. 1–16, 1 fev. 2021.
- ALSHARIF, M.; KIM, J.; KIM, J. Opportunities and Challenges of Solar and Wind Energy in South Korea: A Review. **Sustainability**, v. 10, n. 6, p. 1822, 1 jun. 2018.
- ASTOLFI, M. et al. Calcium looping for power generation with CO₂ capture: The potential of sorbent storage for improved economic performance and flexibility. **Applied Thermal Engineering**, v. 194, p. 117048, 25 jul. 2021.
- AULD, G. et al. Evaluating the effects of policy innovations: Lessons from a systematic review of policies promoting low-carbon technology. **Global Environmental Change**, v. 29, p. 444–458, 1 nov. 2014.
- BAHETTA, S.; DAHHOU, N.; HASNAOUI, R. Comparative effectiveness of environmental regulation instruments: Case of the Moroccan electricity mix. **AIMS Energy**, v. 9, n. 5, p. 1097–1112, 2021.
- BENES, K. J.; AUGUSTIN, C. Beyond LCOE: A simplified framework for assessing the full cost of electricity. **Electricity Journal**, v. 29, n. 8, p. 48–54, 2016.
- BHANDARI, R. et al. Sustainability assessment of electricity generation in Niger using a weighted multi-criteria decision approach. **Sustainability (Switzerland)**, v. 13, n. 1, p. 1–25, 1 jan. 2021.
- BITHAS, K. Sustainability and externalities: Is the internalization of externalities a sufficient condition for sustainability? **Ecological Economics**, v. 70, n. 10, p. 1703–1706, 2011.
- BOR, A.; ÜÇTUĞ, F. G. Environmental and economic life cycle assessment of a run-of-the-river type hydroelectricity power plant in Turkey. **Environmental Progress & Sustainable Energy**, v. 41, n. 1, 27 jan. 2022.
- BRACCO, S. et al. **Evaluating LCOE in sustainable microgrids for smart city applications**. E3S Web of Conferences. **Anais...EDP Sciences**, 21 ago. 2019
- BRINSMEAD, T. S. et al. **ENERGY FLAGSHIP Australian electricity market**

analysis report to 2020 and 2030 Final Draft Citation Copyright and disclaimer. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <<https://arena.gov.au/assets/2017/02/CSIRO-Electricity-market-analysis-for-IGEG.pdf>>.

CAMARGO, E. O. LEXICOGRAPHIC MULTI-OBJECTIVE OPTIMISATION OF HYBRID POWER GENERATION SYSTEMS FOR COMMUNITIES IN NON-INTERCONNECTED ZONES. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 9, n. 3, p. 205–217, 1 maio 2019.

CARAMANICO, N. et al. Economic analysis of hydrogen household energy systems including incentives on energy communities and externalities: A case study in Italy. **Energies**, v. 14, n. 18, 1 set. 2021.

CARTELLE BARROS, J. J. et al. Assessing the global sustainability of different electricity generation systems. **Energy**, v. 89, p. 473–489, 2015.

CASTRO, M. Is a wetter grid a greener grid? Estimating emissions offsets for wind and solar power in the presence of large hydroelectric capacity. **Energy Journal**, v. 40, p. 213–246, 2019.

CHO, S. J.; KIM, Y. K. Tax reform for the energy transition in Korea's power generation sector. **Energies**, v. 13, n. 19, 1 out. 2020.

COMIN, F. S. **GUIA DE ORIENTAÇÃO PARA INICIAÇÃO CIENTÍFICA**. Atlas ed. [s.l.] 29/01/2014, 2014.

COOKSON, M. D.; STIRK, P. **The economics of welfare**. [s.l.: s.n.].

CORNESCU, V.; ADAM, R. Considerations Regarding the Role of Indicators Used in the Analysis and Assessment of Sustainable Development in the E.U. **Procedia Economics and Finance**, v. 8, n. 14, p. 10–16, 2014.

COZZI, L.; GOULD, T. World Energy Outlook 2021. **IEA Publications**, p. 1–386, 2021.

DALE, M. A Comparative Analysis of Energy Costs of Photovoltaic, Solar Thermal, and Wind Electricity Generation Technologies. **Applied Sciences**, v. 3, n. 2, p. 325–337, 25 mar. 2013a.

DALE, M. A comparative analysis of energy costs of photovoltaic, solar thermal, and wind electricity generation technologies. **Applied Sciences (Switzerland)**, v. 3, n. 2, p. 325–337, 1 jun. 2013b.

DE JONG, P.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 725–739, 2015a.

DE JONG, P.; KIPERSTOK, A.; TORRES, E. A. Economic and environmental analysis of electricity generation technologies in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 52, p. 725–739, 22 dez. 2015b.

DELLANO-PAZ, F. et al. Energy planning and modern portfolio theory: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 77, n. March, p. 636–651, set.

2017.

DELLINGER, F.; SCHRATZENSTALLER, M. An EU-wide nuclear power tax: Rationale and possible effects. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 8, n. 6, p. 346–353, 2018.

DIAZ, G.; MUNOZ, F. D.; MORENO, R. Equilibrium Analysis of a Tax on Carbon Emissions with Pass-through Restrictions and Side-payment Rules. **The Energy Journal**, v. 41, n. 2, 1 abr. 2020.

DRANKA, G. G.; FERREIRA, P.; VAZ, A. I. F. A review of co-optimization approaches for operational and planning problems in the energy sector. **Applied Energy**, v. 304, n. September, p. 117703, dez. 2021.

ENTLER, S. et al. Approximation of the economy of fusion energy. **Energy**, v. 152, p. 489–497, 1 jun. 2018.

ERAS-ALMEIDA, A. A. et al. Decarbonizing the Galapagos Islands: Techno-economic perspectives for the hybrid renewable mini-grid Baltra-Santa Cruz. **Sustainability (Switzerland)**, v. 12, n. 6, 1 mar. 2020.

EUROPEAN COMMISSION. ExternE Externalities of Energy ExternE Externalities of Energy. **Reproduction**, v. EUR 21951, p. 287, 2005.

FRANK, A. G. et al. Sistemática para avaliação multicriterial de investimentos no desenvolvimento de produtos. **Production**, v. 21, n. 4, p. 570–582, 8 nov. 2011.

FREEBAIRN, J. Policy Options to Reduce Electricity Greenhouse Gas Emissions. **Australian Economic Review**, v. 51, n. 4, p. 474–485, dez. 2018.

GE, P. M.; PIWNICKI, M. **4 Charts Explain Greenhouse Gas Emissions by Countries and Sectors**. Disponível em: <<https://www.wri.org/insights/4-charts-explain-greenhouse-gas-emissions-countries-and-sectors>>. Acesso em: 28 out. 2021.

GEISSMANN, T. A probabilistic approach to the computation of the levelized cost of electricity. **Energy**, v. 124, p. 372–381, 1 abr. 2017.

GOMEZ-RIOS, M. DEL C.; GALVEZ-CRUZ, D. Simulation of Levelized Costs of Electricity Considering Externalities. **Revista Mexicana de Economía y Finanzas**, v. 16, n. 4, p. 1–23, 30 mar. 2021a.

GOMEZ-RIOS, M. DEL C.; GALVEZ-CRUZ, D. Simulation of Levelized Costs of Electricity Considering Externalities. **Revista Mexicana de Economía y Finanzas**, v. 16, n. 4, p. 1–23, 30 mar. 2021b.

GUIMARÃES, L. DOS S. O custo nivelado da eletricidade e seu impacto na transição energética. **Boletim Energético da Fundação Getúlio Vargas**, p. 10, 2019.

GUSC, J. et al. The Big Data, Artificial Intelligence, and Blockchain in True Cost Accounting for Energy Transition in Europe. **Energies**, v. 15, n. 3, p. 1089, 1 fev. 2022.

HAAR, L. Design flaws in united kingdom renewable energy support scheme.

Energies, v. 14, n. 6, 2 mar. 2021.

HARKER STEELE, A. et al. Comparative Analysis of Carbon Capture and Storage Finance Gaps and the Social Cost of Carbon. **Energies**, v. 14, n. 11, p. 2987, 21 maio 2021.

HARVEY, L. D. D. Clarifications of and improvements to the equations used to calculate the levelized cost of electricity (LCOE), and comments on the weighted average cost of capital (WACC). **Energy**, v. 207, p. 118340, set. 2020.

HEIDARI, A.; HAJINEZHAD, A.; ASLANI, A. **A Sustainable Power Supply System, Iran's Opportunities via Bioenergy Environmental Progress and Sustainable Energy** John Wiley and Sons Inc., , 1 jan. 2019. Disponível em: <<https://onlinelibrary.wiley.com/doi/10.1002/ep.12937>>

HERNÁNDEZ MORIS, C. et al. Comparison between Concentrated Solar Power and Gas-Based Generation in Terms of Economic and Flexibility-Related Aspects in Chile. **Energies**, v. 14, n. 4, p. 1063, 18 fev. 2021.

HERRERA, I. et al. Sustainability assessment of a novel micro solar thermal: Biomass heat and power plant in Morocco. **Journal of Industrial Ecology**, v. 24, n. 6, p. 1379–1392, 1 dez. 2020.

HUH, S. Y.; LEE, C. Y. A demand-side perspective on developing a future electricity generation mix: Identifying heterogeneity in social preferences. **Energies**, v. 10, n. 8, 1 ago. 2017.

HWANG, S. H.; KIM, M. K.; RYU, H. S. Real levelized cost of energy with indirect costs and market value of variable renewables: A study of the Korean power market. **Energies**, v. 12, n. 13, 2019.

INSTITUTO ENERGY AGENCY IEA NUCLEAR ENERGY AGENCY NEA. **Projected Cost of Generating Electricity**. 2015. ed. [s.l.: s.n.].

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. **Projected Costs of Generating Electricity**. [s.l.: s.n.].

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. World Energy Outlook 2018. In: [s.l.: s.n.]. p. 661.

INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA. Global Energy Review: CO2 Emissions in 2021. Global emissions rebound sharply to highest ever level. 2021.

INTERNATIONAL RENEWABLE ENERGY AGENCY, I. **Renewable Power Generation Costs in 2021**. [s.l.: s.n.].

INTERNATIONAL RESOURCE PANEL. **Global Resources Outlook 2019**. [s.l.] UN, 2020.

IRIE, N.; KAWAHARA, N. Assessing retail biomass electricity efficiency in japan: Focus on average cost and benefit. **Sustainability (Switzerland)**, v. 13, n. 21, 1 nov. 2021.

ISLAM, M. A. et al. Global Renewable Energy-Based Electricity Generation and Smart Grid System for Energy Security. **The Scientific World Journal**, v. 2014, p. 1–13, 2014.

JACOBSON, M. Z. et al. Transitioning all energy in 74 metropolitan areas, including 30 megacities, to 100% clean and renewable wind, water, and sunlight (WWS). **Energies**, v. 13, n. 18, 1 set. 2020.

JOSKOW, P. L. Comparing the Costs of Intermittent and Dispatchable Electricity Generating Technologies. **American Economic Review**, v. 101, n. 3, p. 238–241, 1 maio 2011.

KAMINKER, C. et al. **Institutional Investors and Green Infrastructure Investments: Selected Case Studies**. [s.l.: s.n.].

KHAJAH, A. M. H. A.; PHILBIN, S. P. Techno-Economic Analysis and Modelling of the Feasibility of Wind Energy in Kuwait. **Clean Technologies**, v. 4, n. 1, p. 14–34, 10 jan. 2022.

KHAJEPOUR, S.; AMERI, M. Techno-economic analysis of using three Fresnel solar fields coupled to a thermal power plant for different cost of natural gas. **Renewable Energy**, v. 146, p. 2243–2254, 1 fev. 2020.

KIBAARA, S. et al. **Internalization of Externalities of Utility Scale Solar Energy Using the Ecos Model**. 2019 IEEE AFRICON. **Anais...IEEE**, set. 2019Disponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9134035/>>

KIBAARA, S. et al. **Analysis of the Levelized cost of Electricity (LCOE) of Solar PV Systems considering their Environmental impacts on Biodiversity**. 2020 6th IEEE International Energy Conference (ENERGYCon). **Anais...IEEE**, 28 set. 2020aDisponível em: <<https://ieeexplore.ieee.org/document/9236590/>>

KIBAARA, S. et al. **Comparative analysis of the implementation of solar PV systems using the ECOS model and HOMER Software: A kenyan scenario**. 6th IEEE International Energy Conference, ENERGYCon 2020. **Anais...Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.**, 28 set. 2020b

KITTNER, N. et al. An analytic framework to assess future electricity options in Kosovo. **Environmental Research Letters**, v. 11, n. 10, p. 104013, 1 out. 2016.

KLEIN, S. J. W.; WHALLEY, S. Comparing the sustainability of U.S. electricity options through multi-criteria decision analysis. **Energy Policy**, v. 79, p. 127–149, abr. 2015.

KOLOW, D. Subsidies to Energy Industries. In: **Reference Module in Earth Systems and Environmental Sciences**. [s.l.] Elsevier, 2015. v. 5p. 749–764.

KYRIAKOPOULOS, G. L.; ARABATZIS, G. Electrical energy storage systems in electricity generation: Energy policies, innovative technologies, and regulatory regimes. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 56, p. 1044–1067, 1 abr. 2016.

LEAL, F. I.; REGO, E. E.; DE OLIVEIRA RIBEIRO, C. Levelized cost analysis of

thermoelectric generation in Brazil: A comparative economic and policy study with environmental implications. **Journal of Natural Gas Science and Engineering**, v. 44, p. 191–201, ago. 2017.

LEHMANN, P. et al. Addressing multiple externalities from electricity generation: a case for EU renewable energy policy beyond 2020? **Environmental Economics and Policy Studies**, v. 21, n. 2, p. 255–283, 26 abr. 2019.

LI, C. T.; PENG, H.; SUN, J. Life cycle cost analysis of wind power considering stochastic uncertainties. **Energy**, v. 75, p. 411–418, 1 out. 2014.

LI, H. et al. Could wind and PV energies achieve the grid parity in China until 2020? **Filomat**, v. 30, n. 15, p. 4173–4189, 2016.

LI, J.; GENG, X.; LI, J. A Comparison of Electricity Generation System Sustainability among G20 Countries. **Sustainability**, v. 8, n. 12, p. 1276, 7 dez. 2016.

LODE, M. L. et al. A transition perspective on Energy Communities: A systematic literature review and research agenda. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 163, n. February, p. 112479, jul. 2022.

LOEWEN, J. LCOE is an undiscounted metric that inaccurately disfavors renewable energy resources. **The Electricity Journal**, v. 33, n. 6, p. 106769, 1 jul. 2020.

LOISEL, R. et al. Integration of tidal range energy with undersea pumped storage. **Renewable Energy**, v. 126, p. 38–48, 1 out. 2018.

LÓPEZ PROL, J.; STEININGER, K. W. The social profitability of photovoltaics in Germany. **Progress in Photovoltaics: Research and Applications**, v. 26, n. 8, p. 631–641, ago. 2018.

MAI, T.; MOWERS, M.; EUREK, K. Competitiveness Metrics for Electricity System Technologies. **National Renewable Energy Laboratory**, n. February, p. 1–68, 2021.

MAINALI, B.; SILVEIRA, S. Alternative pathways for providing access to electricity in developing countries. **Renewable Energy**, v. 57, p. 299–310, set. 2013.

MARDANI, A. et al. A review of multi-criteria decision-making applications to solve energy management problems: Two decades from 1995 to 2015. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 71, n. December, p. 216–256, maio 2017.

MARI, C. CO2 Price Volatility Effects on Optimal Power System Portfolios. **Energies**, v. 11, n. 7, p. 1903, 20 jul. 2018.

MARKANDYA, A. Externalities from electricity generation and renewable energy. Methodology and application in Europe and Spain. **Cuadernos Económicos de ICE**, n. 83, 30 jun. 2012.

MATSUO, Y. Re-Defining System LCOE: Costs and Values of Power Sources. **Energies**, v. 15, n. 18, p. 6845, 19 set. 2022.

MAULEÓN, I. Assessing PV and wind roadmaps: Learning rates, risk, and social

discounting. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 100, p. 71–89, 1 fev. 2019a.

MAULEÓN, I. Assessment of Renewable Energy Deployment Roadmaps. **Energies**, v. 12, n. 15, p. 2875, 26 jul. 2019b.

MAXIMOV, S. A.; MEHMOOD, S.; FRIEDRICH, D. Multi-objective optimisation of a solar district heating network with seasonal storage for conditions in cities of southern Chile. **Sustainable Cities and Society**, v. 73, p. 103087, 1 out. 2021.

MEHMETI, A. et al. Exergetic, environmental and economic sustainability assessment of stationary Molten Carbonate Fuel Cells. **Energy Conversion and Management**, v. 168, p. 276–287, 15 jul. 2018.

MING, Z. et al. New energy bases and sustainable development in China: A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 20, p. 169–185, abr. 2013.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Plano Decenal de Expansão de Energia 2029. **Série: Estudos de Longo Prazo - Nota Técnica EPE-DEE-RE-052/2018.**, p. 393, 2018a.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. Premissas e Custos da Oferta de Energia Elétrica no Horizonte 2050. **Série: Estudos de Longo Prazo - Nota Técnica PR 07/18.**, p. 127, 2018b.

MOHAMMADI, K.; NADERI, M.; SAGHAFIFAR, M. Economic feasibility of developing grid-connected photovoltaic plants in the southern coast of Iran. **Energy**, v. 156, p. 17–31, 1 ago. 2018.

MORRIS, J. et al. Representing the costs of low-carbon power generation in multi-region multi-sector energy-economic models. **International Journal of Greenhouse Gas Control**, v. 87, n. April, p. 170–187, ago. 2019.

MOSLEM MOUSAVI, S.; BAGHERI GHANBARABADI, M.; BAGHERI MOGHADAM, N. The competitiveness of wind power compared to existing methods of electricity generation in Iran. **Energy Policy**, v. 42, p. 651–656, mar. 2012.

NEA, N. E. A. **Nuclear Electricity Generation : What Are the External Costs ?** [s.l.: s.n.].

NETO, J. V. et al. Boxplot: Um Recurso Gráfico Para a Análise E Interpretação De Dados Quantitativos Boxplot: a Visual Resource for Analysis and Interpretation of Quantitative Data. **Rev. Odontol. Bras. Central**, v. 26, n. 76, p. 1–6, 2017.

NICHOLSON, M.; BIEGLER, T.; BROOK, B. W. How carbon pricing changes the relative competitiveness of low-carbon baseload generating technologies. **Energy**, v. 36, n. 1, p. 305–313, 1 jan. 2011.

OMS, O. M. DA S. Diretrizes globais de qualidade do ar da OMS. **Organização Pan-Americana da saúde**, 2021.

PÉREZ SÁNCHEZ, J. et al. Theoretical assessment of integration of CCS in the

Mexican electrical sector. **Energy**, v. 167, p. 828–840, 15 jan. 2019.

RAM, M. et al. A comparative analysis of electricity generation costs from renewable, fossil fuel and nuclear sources in G20 countries for the period 2015-2030. **Journal of Cleaner Production**, v. 199, p. 687–704, 20 out. 2018.

REYNOLDS, D. B. Uncertainty in exhaustible natural resource economics: The irreversible sunk costs of Hotelling. **Resources Policy**, v. 38, n. 4, p. 532–541, 2013.

REZNICEK, E. P.; BRAUN, R. J. Reversible solid oxide cell systems for integration with natural gas pipeline and carbon capture infrastructure for grid energy management. **Applied Energy**, v. 259, p. 114118, 1 fev. 2020.

RHODES, J. D. et al. A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities. **Energy Policy**, v. 102, n. August 2016, p. 491–499, 2017a.

RHODES, J. D. et al. A geographically resolved method to estimate levelized power plant costs with environmental externalities. **Energy Policy**, v. 102, n. August 2016, p. 491–499, mar. 2017b.

RITCHIE, A.; TEUFEL, S.; ROBERTSON, S. Using terms from citations for IR: Some first results. **Lecture Notes in Computer Science (including subseries Lecture Notes in Artificial Intelligence and Lecture Notes in Bioinformatics)**, v. 4956 LNCS, n. April, p. 211–221, 2008.

RITCHIE, H. **Sector by sector: where do global greenhouse gas emissions come from? - Our World in Data**. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/ghg-emissions-by-sector>>.

ROTH, I. F.; AMBS, L. L. **Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing**. Disponível em: <<https://ourworldindata.org/emissions-by-sector>>.

ROTH, I. F.; AMBS, L. L. **Incorporating externalities into a full cost approach to electric power generation life-cycle costing**. Energy. **Anais...Elsevier Ltd**, dez. 2004bDisponível em: <<https://linkinghub.elsevier.com/retrieve/pii/S0360544204000945>>

ROTH, S. et al. Sustainability of electricity supply technology portfolio. **Annals of Nuclear Energy**, v. 36, n. 3, p. 409–416, 1 abr. 2009.

ROWE, R. D.; LANG, C. M.; CHESTNUT, L. G. Critical factors in computing externalities for electricity resources. **Resource and Energy Economics**, v. 18, n. 4, p. 363–394, 2000.

SAID, M.; EL-SHIMY, M.; ABDELRAHEEM, M. A. Improved framework for techno-economical optimization of wind energy production. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 23, p. 57–72, 1 out. 2017.

SAMADI, S. The Social Costs of Electricity Generation—Categorising Different Types of Costs and Evaluating Their Respective Relevance. **Energies**, v. 10, n. 3, p. 356, 13

mar. 2017.

SATHAYE, J. et al. Renewable Energy in the Context of Sustainable Development. **University of Dayton eCommons**, p. 707–790, 2011.

SHEN, W. et al. A comprehensive review of variable renewable energy levelized cost of electricity. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 133, n. March, p. 110301, nov. 2020.

SOVACOO, B. K.; KIM, J.; YANG, M. The hidden costs of energy and mobility: A global meta-analysis and research synthesis of electricity and transport externalities. **Energy Research & Social Science**, v. 72, p. 101885, fev. 2021.

SUNG, S.; JUNG, W. Economic competitiveness evaluation of the energy sources: Comparison between a financial model and levelized cost of electricity analysis. **Energies**, v. 12, n. 21, 2019.

TAKEDA, S. et al. Are Renewables as Friendly to Humans as to the Environment?: A Social Life Cycle Assessment of Renewable Electricity. **Sustainability**, v. 11, n. 5, p. 1370, 5 mar. 2019.

TAMALA, J. K. et al. A bibliometric analysis of sustainable oil and gas production research using VOSviewer. **Cleaner Engineering and Technology**, v. 7, p. 100437, abr. 2022.

THARISUNG, K. ECONOMIC COST OF THE FEED - IN - TARIFF (FIT) IN THAILAND. **International Journal of Energy Economics and Policy**, v. 10, n. 4, p. 356–363, 15 maio 2020.

THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN. **The Full Cost of Electricity (FCe-)**. [s.l.: s.n.]. Disponível em: <https://energy.utexas.edu/sites/default/files/UTAustin_FCe_Exe_Summary_2018_09_19.pdf>. Acesso em: 16 ago. 2022.

TRAN, T. T. D.; SMITH, A. D. Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies. **Applied Energy**, v. 216, n. November 2017, p. 157–171, abr. 2018a.

TRAN, T. T. D.; SMITH, A. D. Incorporating performance-based global sensitivity and uncertainty analysis into LCOE calculations for emerging renewable energy technologies. **Applied Energy**, v. 216, p. 157–171, 15 abr. 2018b.

TZIMAS, E.; GEORGAKAKI, A. A long-term view of fossil-fuelled power generation in Europe. **Energy Policy**, v. 38, n. 8, p. 4252–4264, ago. 2010.

VATN, A.; BROMLEY, D. W. Externalities - A market model failure. **Environmental and Resource Economics**, v. 9, n. 2, p. 135–151, 1997.

VAZQUEZ, A.; IGLESIAS, G. LCOE (levelised cost of energy) mapping: A new geospatial tool for tidal stream energy. **Energy**, v. 91, p. 192–201, nov. 2015.

VILELA, T.; REID, J. Improving hydropower choices via an online and open access

tool. **PLOS ONE**, v. 12, n. 6, p. e0179393, 26 jun. 2017.

WANG, P. et al. Location-specific co-benefits of carbon emissions reduction from coal-fired power plants in China. **Nature Communications**, v. 12, n. 1, p. 6948, 29 dez. 2021.

WORLD RESOURCES INSTITUTE WRI. **WRI Helps Set Paris Agreement in Motion**. Disponível em: <<https://www.wri.org/outcomes/wri-helps-set-paris-agreement-motion#>>. Acesso em: 28 out. 2021.

XU, Y.; KANG, J.; YUAN, J. The Prospective of Nuclear Power in China. **Sustainability**, v. 10, n. 6, p. 2086, 19 jun. 2018.

YANG, B. et al. Life cycle cost assessment of biomass co-firing power plants with CO₂ capture and storage considering multiple incentives. **Energy Economics**, v. 96, p. 105173, 1 abr. 2021.

YUAN, X. et al. Life Cycle Cost of Electricity Production: A Comparative Study of Coal-Fired, Biomass, and Wind Power in China. **Energies**, v. 14, n. 12, p. 3463, 11 jun. 2021.

ZHANG, H.; ZHANG, X.; YUAN, J. Transition of China's power sector consistent with Paris Agreement into 2050: Pathways and challenges. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 132, n. June, p. 110102, out. 2020.

APÊNDICE A

Tabela A1 - Estudo de casos dos países

País/ Área	Número de estudos de casos	Referência
Alemanha	3	(LÓPEZ PROL; STEININGER, 2018)(LI; GENG; LI, 2016)(KAMINKER et al., 2013)
África do Sul	4	(KIBAARA et al., 2019)(KIBAARA et al., 2020a)(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Argélia	1	(AKBI et al., 2016a)
Austrália	3	(LI; GENG; LI, 2016)(BRINSMEAD et al., 2014)(RAM et al., 2018)
Brasil	6	(DE JONG; KIPERSTOK; TORRES, 2015)(LEAL; REGO; DE OLIVEIRA RIBEIRO, 2017)(VILELA; REID, 2017)(LI; GENG; LI, 2016)(KAMINKER et al., 2013)(RAM et al., 2018)
Chile	3	(MAXIMOV; MEHMOOD; FRIEDRICH, 2021)(HERNÁNDEZ MORIS et al., 2021)(DIAZ; MUNOZ; MORENO, 2020)
China	7	(LI et al., 2016)(YANG et al., 2021)(XU; KANG; YUAN, 2018)(YUAN et al., 2021)(WANG et al., 2021)(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Coreia do Norte	2	(HWANG; KIM; RYU, 2019)(CHO; KIM, 2020)
Coreia do Sul	4	(ALSHARIF; KIM; KIM, 2018)(HUH; LEE, 2017)(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Estados Unidos	11	(RHODES et al., 2017)(ROTH; AMBS, 2004)(HARKER STEELE et al., 2021)(LI; PENG; SUN, 2014)(SAMADI, 2017)(DALE, 2013a)(KLEIN; WHALLEY, 2015)(MARI, 2018)(LI; GENG; LI, 2016)(THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN, 2018)(CASTRO, 2019)
Iran	3	(HEIDARI; HAJINEZHAD; ASLANI, 2019)(KHAJEPOUR; AMERI, 2020)(MOHAMMADI; NADERI; SAGHAFIFAR, 2018)
Itália	3	(CARAMANICO et al., 2021)(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Japão	3	(IRIE; KAWAHARA, 2021)(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Kosovo	1	(KITTNER et al., 2016)
Kuwait	1	(KHAJAH; PHILBIN, 2022)
Malásia	2	(TAKEDA et al., 2019)(ALI et al., 2021)
Marrocos	2	(BAHETTA; DAHOU; HASNAOUI, 2021)(HERRERA et al., 2020)
México	4	(GOMEZ-RIOS; GALVEZ-CRUZ, 2021a)(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)(PÉREZ SÁNCHEZ et al., 2019)
Nepal	2	(MAINALI; SILVEIRA, 2013)(KHAJAH; PHILBIN, 2022)
Nigéria	1	(BHANDARI et al., 2021)
Quênia	1	(KIBAARA et al., 2020b)
Tailândia	2	(THARISUNG, 2020)(ALI et al., 2021)
Turquia	2	(BOR; ÜÇTUĞ, 2022)(LI; GENG; LI, 2016)
Brunei	1	(ALI et al., 2021)
Camboja	1	(ALI et al., 2021)
Singapura	1	(ALI et al., 2021)
Filipinas	1	(ALI et al., 2021)
Indonésia	3	(LI; GENG; LI, 2016)(ALI et al., 2021)(RAM et al., 2018)

Vietnam	1	(ALI et al., 2021)
Reino Unido	3	(HAAR, 2021)(LI; GENG; LI, 2016)(KAMINKER et al., 2013)
Equador	1	(ERAS-ALMEIDA et al., 2020)
Argentina	2	(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Canada	2	(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
França	4	(LI; GENG; LI, 2016)(KAMINKER et al., 2013)(RAM et al., 2018)(LOISEL et al., 2018)
Índia	2	(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Holanda	2	(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Rússia	2	(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Arábia Saudita	2	(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Espanha	2	(LI; GENG; LI, 2016)(RAM et al., 2018)
Suécia	1	(LI; GENG; LI, 2016)
Suíça	1	(LI; GENG; LI, 2016)
Egito	1	(SAID; EL-SHIMY; ABDELRAHEEM, 2017)
Mundial	10	(BRACCO et al., 2019)(ENTLER et al., 2018)(MEHMETI et al., 2018)(LEHMANN et al., 2019)(MAULEÓN, 2019b)(MAULEÓN, 2019a)(FREEBAIRN, 2018)(JACOBSON et al., 2020)(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2005)(REZNICEK; BRAUN, 2020)

Tabela A2 - Relação das palavras-chaves com as ocorrências e a relevância apresentadas pelo software VOSviewer

Palavra-chave	Ocorrências	Relevância
cost	49	0.1344
electricity	33	0.1609
analysis	31	0.2201
levelized cost	29	0.2489
lcoe	26	0.248
study	26	0.2341
technology	26	0.2354
paper	25	0.3308
energy	22	0.217
system	22	0.1954
model	19	0.4518
emission	17	0.4049
externality	16	0.788
power plant	15	0.5945
price	15	0.3743
scenario	15	0.4326
coal	13	0.6742
fossil fuel	12	0.5711
grid	12	0.5359
impact	12	0.5015
capacity	11	0.3653
country	11	0.7828
generation	11	1.058
investment	11	0.6405
natural gas	11	0.5436
storage	11	0.9338
case	10	0.8347
wind	10	0.6377
application	9	0.3972
comparison	9	11.131
electricity generation	9	12.572
external cost	9	0.8533
methodology	9	0.6281
order	9	12.374
renewable energy	9	0.7398
term	9	0.9133
use	9	0.6977
environment	8	16.662
power generation	8	11.648
renewable	8	12.344
renewable energy technology	8	0.9375

research	8	0.8796
risk	8	21.384
addition	7	0.5889
biomass	7	0.9084
case study	7	0.6062
development	7	29.089
environmental impact	7	13.416
field	7	19.991
gas	6	11.552
kwh	6	0.6459
literature	6	15.075
sensitivity analysis	6	21.335
view	6	12.545
carbon dioxide	5	14.788
ccs	5	25.152
china	5	46.678
electricity generation technology	5	16.675
electricity production	5	32.279
need	5	15.857
social cost	5	16.098
wind energy	5	0.9898

Tabela A3 - Distribuição dos trabalhos por tecnologia de geração de eletricidade considerada

	referência	solar pv gd	solar pv utility	csp (solar concentrada)	eólica offshore	eólica onshore	hidrelétrica	ondas	maré	geotérmica	biomassa	carvão	gás	diesel	usina nuclear	célula de combustível de carbono estacionário	nuclear
1	(RHODES ET AL., 2017)	x	x	x		x						x	x				x
2	(KIBAARA ET AL., 2019)		x														
3	(KIBAARA ET AL., 2020A)			x													
4	(ROTH; AMBS, 2004)		x								x						
5	(KIBAARA ET AL., 2020B)			x													
6	(DE JONG; KIPERSTOK; TORRES, 2015)	x	x	x		x	x	x			x	x	x				x
7	(LÓPEZ PROL; STEININGER, 2018)		x														
8	(HARKER STEELE ET AL., 2021)											x	x				
9	(MAXIMOV; MEHMOOD; FRIEDRICH, 2021)		x														
10	(LI; PENG; SUN, 2014)				x												
11	(MAINALI; SILVEIRA, 2013)		x			x	x							x			
12	(LEAL; REGO; DE OLIVEIRA RIBEIRO, 2017)										x	x	x				
13	(LI ET AL., 2016)	x	x			x						x					
14	(BRACCO ET AL., 2019)		x										x				
15	(ENTLER ET AL., 2018)	x			x	x						x	x		x		x

16	(MEHMETI ET AL., 2018)		x			x													x	
17	(AKBI ET AL., 2016A)		x																	
18	(GOMEZ-RIOS; GALVEZ-CRUZ, 2021A)												x	x						x
19	(HWANG; KIM; RYU, 2019)		x			x							x	x						x
20	(YANG ET AL., 2021)												x	x						
21	(CARAMANICO ET AL., 2021)		x												x					
22	(LEHMANN ET AL., 2019)														x	x				x
23	(SAMADI, 2017)		x		x	x									x	x				x
24	(MAULEÓN, 2019B)		x			x														
25	(MAULEÓN, 2019A)		x			x														
26	(HAAR, 2021)		x			x														
27	(DALE, 2013A)				x	x	x													
28	(FREEBAIRN, 2018)		x			x	x								x	x	x			
29	(HERNÁNDEZ MORIS ET AL., 2021)		x	x											x					
30	(ERAS-ALMEIDA ET AL., 2020)		x			x											x			
31	(BOR; UÇTUĞ, 2022)						x			x					x					x
32	(KLEIN; WHALLEY, 2015)		x	x	x	x	x			x					x	x				x
33	(ALI ET AL., 2021)														x					
34	(XU; KANG; YUAN, 2018)																			x
35	(YUAN ET AL., 2021)					x							x	x						
36	(IRIE; KAWAHARA, 2021)		x										x							

37	(MARI, 2018)					x						x	x					x
38	(CHO; KIM, 2020)											x						x
39	(DELLINGER; SCHRATZENSTALL ER, 2018)																	x
40	(THARISUNG, 2020)		x			x	x				x							
41	(ALSHARIF; KIM; KIM, 2018)	x	x	x	x	x												
42	(JACOBSON ET AL., 2020)		x		x		x											
43	(HERRERA ET AL., 2020)										x							
44	(HUH; LEE, 2017)											x	x					x
45	(HEIDARI; HAJINEZHAD; ASLANI, 2019)										x							
46	(DIAZ; MUNOZ; MORENO, 2020)		x										x	x				
47	(VILELA; REID, 2017)						x											
48	(KITNER ET AL., 2016)		x									x	x					
49	(BHANDARI ET AL., 2021)	x					x					x	x					
50	(CAMARGO, 2019)	x	x	x		x												
51	(TAKEDA ET AL., 2019)		x	x			x				x							
52	(WANG ET AL., 2021)											x						
53	(BAHETTA; DAHOU; HASNAOUI, 2021)		x		x		x					x						
54	(LI; GENG; LI, 2016)		x			x	x			x	x							x
55	(KHAJAH; PHILBIN, 2022)					x												
56	(CASTRO, 2019)		x			x												
57	(KAMINKER ET AL., 2013)		x		x	x		x	x	x	x	x	x					x

Tabela A4 - Distribuição dos trabalhos por dimensão (técnica, ambiental, econômica e outras)

Referência	DIMENSÃO														
	TÉCNICA				AMBIENTAL						ECONÔMICA		OUTRAS		
	Condições locais	Fator de capacidade	Interconexão	Segurança energética	Outras emissões	Emissões do ciclo de vida?	Quais?	Emissões de CO2	Alterações Climáticas	Ecosistema e Biodiversidade	Uso da terra	Regulamentações e/ou impostos e/ou subsídios	Incerteza e risco	Morbidade e/ou Fatalidade	Saúde humana
(RHODES et al., 2017)	x	x			x	x	SO ₂ NO ₂ PM _{2.5} PM ₁₀ CH ₄	x							x
(KIBAARA et al., 2019)									x	x	x	x	x	x	x
(KIBAARA et al., 2020a)					x		SO ₂ NO _x PM	x	x	x	x			x	x
(ROTH; AMBS, 2004)			x	x	x		CH ₄ N ₂ O SO ₂ NO _x PM	x		x	x				
(KIBAARA et al., 2020b)	x				x		SO ₂ NO _x	x		x	x				
(DE JONG; KIPERSTOK; TORRES, 2015)	x	x	x			x		x		x	x	x	x	x	x
(LÓPEZ PROL; STEININGER, 2018)			x					x				x			
(HARKER STEELE et al., 2021)			x					x	x						
(MAXIMOV; MEHMOOD; FRIEDRICH, 2021)	x							x		x			x		
(LI; PENG; SUN, 2014)	x							x				x	x		
(MAINALI; SILVEIRA, 2013)	x		x		x		SO _x NO _x	x		x	x				

(LEAL; REGO; DE OLIVEIRA RIBEIRO, 2017)	x		x					x									
(LI et al., 2016)					x		SO_x NO_x	x	x	x			x				x
(BRACCO et al., 2019)			X					x					x				
(ENTLER et al., 2018)	X							x	x	x	x					x	x
(MEHMETI et al., 2018)					X		H_2O NO_x N_2O ; N_2O SO_x	x		x			x	x			x
(AKBI et al., 2016a)	x							x									
(GOMEZ-RIOS; GALVEZ-CRUZ, 2021a)								x		x							
(HWANG; KIM; RYU, 2019)					x		SO_2 NO_x PM	x					x				
(YANG et al., 2021)								x									
(CARAMANICO et al., 2021)								x	x	x	x						x
(LEHMANN et al., 2019)								x					x				
(SAMADI, 2017)								x		x	x					x	x
(MAULEÓN, 2019b)								x					x				
(MAULEÓN, 2019a)								x					x				
(HAAR, 2021)								x					x				
(DALE, 2013a)								x		x							
(FREEBAIRN, 2018)								x	x				x				
(HERNÁNDEZ MORIS et al., 2021)	x				x		PM NO_x SO_2	x		x	x		x				

(ERAS-ALMEIDA et al., 2020)	x								x		x					
(BOR; ÜÇTUĞ, 2022)	x				x			SO_2 PO_4 C_2H_4	x		x			x	x	x
(KLEIN; WHALLEY, 2015)	x								x	x	x	x	x		x	x
(ALI et al., 2021)					x			NO_x SO_x	x							x
(XU; KANG; YUAN, 2018)	x								x						x	
(YUAN et al., 2021)	x				x			SO_x	x	x						
(IRIE; KAWAHARA, 2021)									x							
(MARI, 2018)									x							
(CHO; KIM, 2020)		x			x			NO_x SO_x PM	x							
(DELLINGER; SCHRATZENSTALLER, 2018)									x				x		x	x
(THARISUNG, 2020)	x								x							x
(ALSHARIF; KIM; KIM, 2018)	x								x		x	x				
(JACOBSON et al., 2020)	x								x	x						
(HERRERA et al., 2020)	x								x	x			x		x	x
(HUH; LEE, 2017)				x	x			PM;	x				x	x		
(HEIDARI; HAJINEZHAD; ASLANI, 2019)					x			CH_4 N_2O	x			x				
(DIAZ; MUNOZ; MORENO, 2020)	x								x				x			
(VILELA; REID, 2017)	x				x			CH_4	x		x					
(KITNER et al., 2016)	x	x							x				x	x		

(BHANDARI et al., 2021)	x								x	x	x		x	x	x	x	
(CAMARGO, 2019)	x								x		x	x					
(TAKEDA et al., 2019)	x								x		x					x	
(WANG et al., 2021)						x			SO_2 NO_x $PM_{2.5}$	x		x		x			x
(BAHETTA; DAHHOU; HASNAOUI, 2021)	x									x				x			
(LI; GENG; LI, 2016)						x			NO_x SO_2	x	x	x					x
(KHAJAH; PHILBIN, 2022)	x									x		x	x				
(CASTRO, 2019)						x			SO_2 NO_x	x		x	x				
(KAMINKER et al., 2013)										x				x			
(THE UNIVERSITY OF TEXAS AT AUSTIN, 2018)			x			X			SO_2 NO_x	x					x	x	x
(BRINSMEAD et al., 2014)	x									x	x	x					
(INTERNATIONAL ENERGY AGENCY IEA, 2005)		x				x				x		x					x
(TRAN; SMITH, 2018)		x								x				x	x		
(RAM et al., 2018)	x	x					x			x				x	x		
(SAID; EL-SHIMY; ABDELRAHEEM, 2017)	x	x	x							x		x		x			
(GEISSMANN, 2017)			x							x		x		x	x	x	x
(KHAJEPOUR; AMERI, 2020)	x		x									x	x	x	x		
(PÉREZ SÁNCHEZ et al., 2019)	x		x							x				x			
(ASTOLFI et al., 2021)	x									x				x			

(LOISEL et al., 2018)	x		x						x		x			x	x		
(REZNICEK; BRAUN, 2020)		x				x		H_2 CH_4	x		x			x			
(MOHAMMADI; NADERI; SAGHAFIFAR, 2018)	x								x	x				x	x		