

**1.1 UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ  
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE  
PRODUÇÃO**

**Análise estocástica da competitividade de uma usina eólica offshore (UEO)  
na costa brasileira através do Levelized Cost of Energy (LCOE)**

**Jorge Yuri Ozato**

**Setembro de 2023**

**Itajubá – MG**

**UNIVERSIDADE FEDERAL DE ITAJUBÁ**  
**PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA DE**  
**PRODUÇÃO**

**Jorge Yuri Ozato**

**Análise estocástica da viabilidade de uma usina eólica offshore (UEO)**  
**na costa brasileira através do Levelized Cost of Energy (LCOE)**

Dissertação submetida ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção como parte dos requisitos para obtenção do Título de Mestre em Engenharia de Produção.

**Área de Concentração:** Modelagem, Otimização e Controle

**Orientador:** Edson de Oliveira Pamplona

**Coorientador:** Giancarlo Aquila

**Julho de 2023**

**Itajubá – MG**

## **AGRADECIMENTOS**

Gostaria de agradecer a minha família que me deu todo o suporte para que eu pudesse concluir esta etapa da minha vida, em especial a minha namorada Fabi.

Também gostaria de agradecer aos meus orientadores, Professor Pamplona e Giancarlo, que sempre me apoiaram em tudo, e graças a eles eu consegui seguir em frente com este trabalho de Mestrado.

## RESUMO

O interesse na energia eólica offshore no Brasil é recente, e as investigações sobre a real competitividade dessa fonte no país são escassas. Nesse sentido, o presente estudo propõe uma abordagem estocástica para comparar o LCOE (Custo Nivelado de Energia) de parques eólicos offshore em cinco pontos diferentes da costa brasileira, levando em consideração diferentes possibilidades de impostos corporativos e comercialização de créditos de carbono. Para validar a comparação, é avaliado o potencial eólico offshore dos locais analisados, modelando as incertezas relacionadas à velocidade do vento no horizonte mensal, além das incertezas econômicas associadas aos Gastos de Capital (CAPEX), Gastos Operacionais (OPEX) e Gastos de Desativação (DECEX). Em seguida, são realizadas 10.000 iterações da Simulação de Monte Carlo para calcular o LCOE, considerando cenários com tributação baseada no Método de Lucro Real (APM, na sigla em inglês) e no Método de Lucro Presumido (PPM), com e sem a possibilidade de Certificados Verdes Negociáveis (TGC). Os resultados revelam que a possibilidade de tributação pelo PPM e a identificação do melhor local para explorar a geração de energia eólica são os fatores que mais influenciam a redução do LCOE e do risco financeiro de investir em um parque eólico offshore no Brasil. Por sua vez, a possibilidade de negociar TGC contribui para a redução do LCOE dos projetos, mas não é um fator que favorece significativamente a redução do risco financeiro. Além disso, observa-se que a região costeira próxima ao Nordeste é onde está o maior potencial eólico offshore do Brasil, e os pontos localizados no Rio Grande do Sul e no Rio de Janeiro apresentaram certa competitividade, embora em menor escala do que o Nordeste.

**Palavras-chave:** Energia Eólica Offshore, Custo Nivelado de Energia, Análise de Risco Financeiro, Costa Brasileira, Eletricidade Verde.

# ABSTRACT

The interest in offshore wind power in Brazil is a recent development, and there is a lack of research on the actual competitiveness of this energy source in the country. This study proposes a stochastic approach to compare the levelized cost of electricity (LCOE) for offshore wind farms at five different locations along the Brazilian coast. Various possibilities of corporate taxation and the commercialization of carbon credits are also considered. To validate the comparison, the offshore wind potential of the evaluated locations is assessed by modeling the uncertainties associated with monthly variations in wind speed, as well as the economic uncertainties related to Capital Expenditure (CAPEX), Operational Expenditure (OPEX), and Decommissioning Expenditure (DECEX). Subsequently, 10,000 iterations of the Monte Carlo Simulation are conducted to calculate the LCOE for different scenarios, including taxation based on the Actual Profit Method (APM) and the Presumed Profit Method (PPM), with and without Tradable Green Certificates (TGC). The results indicate that the application of the PPM for taxation and the identification of the optimal location for wind power exploitation are the most influential factors in reducing the LCOE and the financial risk associated with offshore wind farm investments in Brazil. On the other hand, the possibility of trading TGC contributes to lowering the LCOE of projects but does not significantly mitigate the financial risk. Furthermore, the study reveals that the coastal region near the Northeast of Brazil exhibits the highest offshore wind potential, while locations in Rio Grande do Sul and Rio de Janeiro demonstrate some competitiveness, although to a lesser extent than the Northeast.

**Keywords:** Offshore Wind, Levelized Cost of Electricity, Financial Risk Analysis, Brazilian Coast, Green Electricity.

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Dados do Web of Science .....	14
Figura 2 - Fontes renováveis mais utilizadas no planeta em 2019 (em GWh).....	17
Figura 3 - Geração eólica ao longo dos anos no Brasil .....	28
Figura 4 - Capacidade instalada de fontes renováveis em âmbito mundial .....	31
Figura 5 - Evolução da capacidade instalada das UEOs (MW). .....	32
Figura 6 - Capacidade instalada acumulada por país em 2020 .....	33
Figura 7 - Evolução da capacidade instalada no Reino Unido .....	35
Figura 8 - Estágios das políticas de incentivo chinesas.....	36
Figura 9 - Evolução da capacidade instalada na China, período de 2011 a 2020 .....	37
Figura 10 - Evolução da capacidade instalada na Alemanha, período de 2011 a 2020.....	38
Figura 11 - Mapa eólico offshore da costa brasileira .....	39
Figura 12 - Principais componentes de uma turbina offshore .....	41
Figura 13 - Ilustração dos cabos utilizados em UEOs.....	42
Figura 14 - Tipos mais comuns de fundação de turbinas .....	43
Figura 15 - Estação onshore de Beatrice, Reino Unido.....	45
Figura 16 - Curva genérica de potência de uma turbina eólica .....	47
Figura 17 - Gráfico de potência anual Gerada versus Velocidade do vento .....	47
Figura 18 - Representação de perdas devido ao arrasto .....	48
Figura 19 - Fases e subfases da construção de uma UEO .....	50
Figura 20 - Custos associados ao projeto da UEO na Carolina do Norte, EUA .....	51
Figura 21 - Gráfico do CAPEX de uma UEO .....	52
Figura 22 - Esquema simplificado de uma UEO .....	54
Figura 23 - Representação gráfica do CAPM.....	56
Figura 24 - Passos para execução de uma simulação de Monte Carlo .....	59
Figura 25 - Disposição das turbinas da UEO .....	61
Figura 26 – Gráfico boxplot de todos os regimes dos pontos escolhido, agrupados por regime de tributação. ....	75
Figura 27 - Gráfico boxplot do LCOE com e sem CC .....	78
Figura 28 - Análise de sensibilidade do LCOE .....	81

# LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Objetivo dos programas anteriores ao PROINFA.....	26
--	----

## LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Premissas adotadas para a modelagem.....	60
Tabela 2 - Custos por etapa do projeto .....	62
Tabela 3 - Fluxo de caixa dos 5 primeiros anos do projeto.....	63
Tabela 4 - Valores utilizado para o cálculo do WACC .....	65
Tabela 5 - Latitude e Longitude dos pontos escolhidos .....	65
Tabela 6 – Média mensal da velocidade dos ventos a 50m de altura (jan/1981 a dez/2021)...	66
Tabela 7 – Média mensal da velocidade dos ventos a 100m de altura (jan/1981 a dez/2021).	67
Tabela 8 - Estimativo da energia anual gerada em cada ponto da costa brasileira.....	68
Tabela 9 – Depreciação anual dos equipamentos .....	69
Tabela 10 – Valores presentes dos itens do CAPEX.....	70
Tabela 11 – LCOEs com diferentes regimes de tributação .....	71
Tabela 12 – Valores presentes dos créditos de carbono (em R\$).....	72
Tabela 13 - Impacto dos créditos de carbono no regime de lucro real .....	73
Tabela 14- Impacto dos créditos de carbono no regime de lucro presumido .....	73
Tabela 15 - Dados estatísticos de cada ponto, por regime de tributação.....	76
Tabela 16 - <i>pvalues</i> e <i>fvalues</i> encontrados (lucro real vs lucro presumido).....	76
Tabela 17 - Dados estatísticos de cada ponto, com e sem CC.....	78
Tabela 18 - <i>pvalues</i> e <i>fvalues</i> encontrados (lucro presumido com e sem CC) .....	79
Tabela 19 - <i>pvalue</i> ponto a ponto .....	80
Tabela 20 - <i>fvalue</i> ponto a ponto .....	80



# LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ABEEólica: Associação Brasileira de Energia Eólica

ACR: Ambiente de Comercialização Regulado

ACL: Ambiente de Comercialização Livre

ANOVA: Análise de Variância

BNDES: Banco Nacional do Desenvolvimento

CAPEX: *Capital Expenditures*

CAPM: *Capital Asset Pricing Model*

CC: Créditos de Carbono

COFINS: Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social

DECEX: *Decommissioning Expenditures*

EPE: Empresa de Pesquisa Energética

FiT: *Feed in Tariffs*

GWEC: *Global Wind Energy Council*

IBAMA: Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis

IBGE: Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

ICMS: Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços

IEA: *International Energy Association*

IPCA: Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo

IRENA: *International Renewable Energy Agency*

LCOE: *Levelized Cost of Energy*

MEEP: *Mandatory Energy Efficiency Policy*

MME: Ministério de Minas e Energia

NASA: *National Aeronautics and Space Administration*

NPV: *Net Present Value*

NREL: *National Renewable Energy Laboratory*

ONU: Organização das Nações Unidas

OPEX: *Operational Expenditures*

PASEP: Programa de Formação do Servidor Público

PCH: Pequena Central Hidroelétrica

PIS: Programa de Integração Social

PL: Projeto de Lei

PNE: Plano Nacional de Energia

PROINFA: Programa de Incentivo às Fontes Alternativas

PPP: Parceria Público Privada

ROC: *Renewable Obligation Certificate*

SCADA: Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados

TGC: *Tradable Green Certificates*

TIR: Taxa Interna de Retorno

UE: União Européia

UEO: Usina Eólica *Offshore*

WACC: *Weighted Average Cost of Capital*

ZEE: Zona Econômica Exclusiva

# SUMÁRIO

1. Introdução.....	12
1.1 Considerações Iniciais .....	12
1.2 Justificativa.....	14
1.3 Objetivos.....	15
2. Revisão Bibliográfica .....	16
2.1 Contexto atual das fontes renováveis .....	16
2.2 Contexto atual das energias renováveis no Brasil .....	24
2.3 Panorama Mundial <i>Offshore</i> .....	30
2.4 Principais componentes de uma UEO .....	40
2.4.1 Turbina eólica .....	41
2.4.2 Sistema de cabos.....	42
2.4.3 Fundação das turbinas .....	43
2.4.4 Subestação <i>offshore</i> .....	44
2.4.5 Subestação <i>onshore</i> .....	44
3. Técnicas e Estimativas Utilizadas na Modelagem .....	46
3.1 Geração de energia eólica por turbinas.....	46
3.2 Incerteza da velocidade dos ventos .....	49
3.3 Etapas da construção de uma UEO.....	49
3.4 Estimativa de custos .....	52
3.4.1 Turbinas .....	52
3.4.2 Fundação.....	53
3.4.3 Desenvolvimento do projeto e sistemas de supervisão .....	53
3.4.4 Cabos .....	54
3.5 Cálculo do WACC e CAPM.....	55
3.6 Cálculo do LCOE .....	57
4. Modelagem do LCOE para UEOs na Costa Brasileira.....	60
4.1 Premissas relevantes .....	60
4.2 Custos .....	62
4.3 Cálculo da taxa de desconto (WACC).....	63
4.4 Pontos da costa brasileira analisados.....	65
5. Resultados.....	68
5.1 Resultados da análise determinística .....	68

5.2 Análise estocástica.....	73
5.2.1 Análise estocástica do Lucro Real vs Lucro Presumido .....	74
5.2.2 Análise estocástica do impacto dos créditos de carbono no LCOE .....	77
5.2.3 Análise ponto a ponto (lucro presumido com CC).....	80
5.3 Análise de sensibilidade .....	81
6. Conclusão .....	83
REFERÊNCIAS .....	85

# 1. Introdução

## 1.1 Considerações Iniciais

Em 2023 ocorreu no Egito a COP27, evento organizado pela Organização das Nações Unidas (ONU), em que foi reiterado o compromisso de todos os países participantes em garantir que a temperatura média global não exceda 1,5°C (ONU, 2023). Sendo assim, os países que adotaram o Acordo de Paris devem unir esforços para viabilizar a meta traçada até 2050. Uma das principais estratégias que pode ser aplicada para atingir tal objetivo é o aumento da geração de energia por meio de fontes renováveis.

Assim, o desafio de equilibrar a crescente demanda pela geração de energia e a drástica diminuição de substâncias nocivas para o meio-ambiente se torna cada vez mais presente. A geração de energia em larga escala tende cada vez mais a ser oriunda de fontes com baixa emissão de gases do efeito estufa, que têm sido cada vez mais utilizadas nas matrizes energéticas dos países que assinaram o Acordo de Paris.

Neste contexto, a energia eólica tem se afirmado como uma das principais alternativas para geração de energia com baixa emissão de carbono. De acordo com o relatório anual de 2021 da *Global Wind Energy Council* (GWEC), o projeto *Net Zero* requer ações ousadas de diversas nações e setores, e que apesar da dificuldade do projeto, a geração eólica irá ter um papel central para as metas traçadas de emissão de carbono.

Atualmente, os dois modelos de geração eólicos mais populares são *onshore* (construídas em solo terrestre) e *offshore* (construídas em alto mar). Li *et al.* (2020) afirmam que apesar da geração *onshore* e *offshore* possuírem a mesma fonte energética, o vento, ambas possuem diferenças que raramente são abordadas em pesquisas. Algumas das diferenças mais relevantes são, por exemplo, a variação da velocidade eólica é menor em usinas *offshore*, ocasionando uma maior produção de energia. Ao passo que os custos de construção são maiores em usinas *offshore*, quando comparados com as usinas *onshore*.

O estudo supracitado também faz uma análise do presente estado em que a geração eólica se encontra a nível mundial. Em 2020 as instalações deste modal chegaram a 87GW, um crescimento de aproximadamente 53% em relação ao ano de 2019, deste modo à capacidade eólica *onshore* mundial está próxima da marca de 700 GW de potência instalada. Segundo o

relatório de 2021 de GWEC, a expansão eólica *onshore* deu-se por conta das políticas arrojadas dos governos dos EUA e China, países que atualmente detém o posto de maiores capacidades instaladas (China em primeiro e EUA em segundo).

Segundo dados do relatório anual da GWEC em 2021, as instalações *offshore* também apresentaram um acréscimo de 6 GW no ano de 2020. Apesar de uma pequena diminuição em comparação com o acréscimo no ano de 2019 (6,2 GW instalados), as usinas eólicas *offshore* são uma opção viável para países com territórios relativamente pequenos, mas com grandes áreas litorâneas. Reino Unido e China são os países que mais geram energia eólica *offshore*, vale salientar que a China superou a Alemanha neste quesito no ano de 2020, se tornando o segundo maior gerador de energia eólica *offshore*.

Em âmbito mundial, de acordo com a base de dados da *International Renewable Energy Agency* (IRENA), houve um aumento significativo na geração de energia eólica. Considerando o intervalo de 2010 a 2019, o aumento foi de quatro vezes, fazendo com que a geração eólica alcançasse cerca de 6% da matriz sustentável no planeta. A base de dados destaca que a geração eólica *offshore* ainda corresponde a uma pequena fração comparada a *onshore*. Muitos países possuem potencial eólico *offshore* ainda inexplorado, devido ao difícil acesso das localidades que possuem altas velocidades de ventos.

A energia eólica no Brasil ainda está em franco crescimento. Os números mostram que entre os anos de 2015 e 2019, a capacidade instalada de fontes eólicas praticamente dobrou, saindo de 7.600 MW para 15.400 MW, e já representando 10,6% da matriz energética brasileira no ano de 2019 (EPE, 2021).

O Plano Nacional de Energia (2020) (PNE), redigido em conjunto pelo Ministério de Minas Energia (MME) e a Empresa de Pesquisa Energética (EPE), com o objetivo de traçar estratégias de longo prazo para o setor energético, inclui metas e planejamento para fonte eólica até o ano de 2050. O documento apresenta perspectivas positivas para a expansão da energia eólica no Brasil, especialmente a modalidade *onshore*. No que tange a geração eólica *offshore*, o plano menciona que este modal seria a última fronteira tecnológica e logística da diversificação energética nacional.

Em seu relatório intitulado *Roadmap Eólico Offshore*, a EPE levantou dados e informações relevantes para o mapeamento de desafios na construção de usinas eólicas *offshore*, bem como o potencial eólico da costa brasileira (EPE, 2020). Apesar do grande

potencial teórico encontrado, o Plano Nacional de Energia (PNE) 2050 deixa algumas perguntas em aberto com relação à geração eólica *offshore*, sendo que uma delas é a seguinte questão: qual a competitividade relativa da geração eólica *offshore* na costa brasileira?

## 1.2 Justificativa

Segundo Hunt *et al.* (2021), o setor elétrico brasileiro já foi afetado por diversas crises, onde a maioria das crises foi causada devido a condições climáticas adversas, como por exemplo a escassez prolongada de chuvas. A seca impacta diretamente os reservatórios das hidroelétricas brasileiras, causando instabilidade na geração de energia. Neste contexto, é necessário avaliar qual a viabilidade econômica da inserção de novas fontes de energia limpa na matriz energética nacional, analisando aspectos fiscais, monetários e tecnológicos.

Como o próprio PNE 2050 documenta, o Brasil ainda carece de respostas em relação à competitividade relativa de usinas eólicas *offshore*. Portanto, estudos sobre a viabilidade econômica deste tipo de usina são relevantes para que o poder público, investidores privados ou Parcerias Públicas Privadas (PPPs).

Os dados oriundos do *Web of Science* indicam que ainda são escassas as pesquisas que abordam o tema. O gráfico abaixo representa as publicações feitas envolvendo as palavras-chave “*wind energy*”, “*offshore*” e “*Brazil*”.

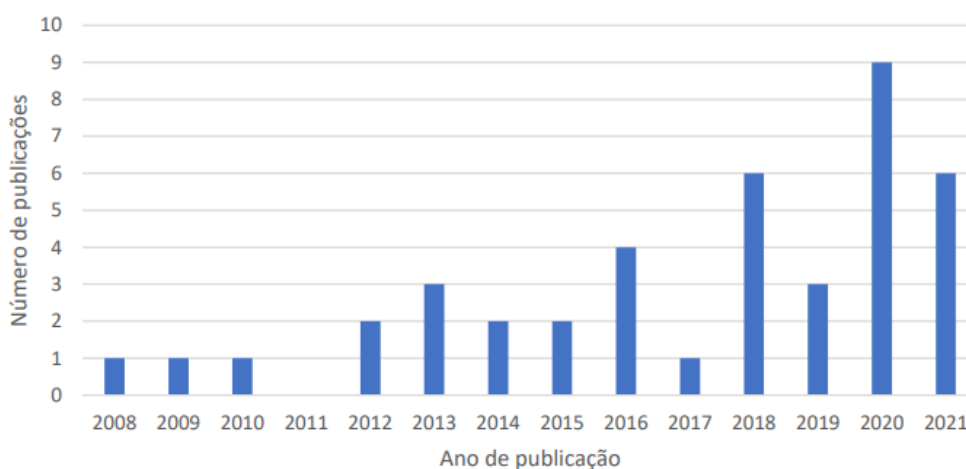


Figura 1 - Dados do Web of Science

Fonte: *Web of Science* (2022)

Vale mencionar que a Figura 1 demonstra que os temas inseridos na base de dados têm ganhado maior relevância nos últimos anos, fato demonstrado pelo aumento do número de artigos publicados nos anos recentes.

### 1.3 Objetivos

O objetivo principal deste trabalho é a estimativa do custo nivelado por produção de energia (LCOE, do inglês *Levelized Cost of Energy*) para a geração eólica *offshore* em larga escala para diferentes locais da costa oceânica brasileira. Espera-se que os resultados estimados elucidem não só a comunidade científica, mas também a outros atores interessados, sobre a competitividade das usinas eólicas *offshore* (UEOs) na costa brasileira. Deste modo, será possível avaliar a competitividade da fonte eólica *offshore* frente a alternativas energéticas, bem como indicar diretrizes para favorecer a viabilidade econômica das UEOs.

De encontro com o objetivo geral, os objetivos específicos deste trabalho são:

- i. Criação de um modelo determinístico para cálculo do *Levelized Cost of Energy* (LCOE) do projeto;
- ii. Criação de um modelo estocástico, utilizando a simulação de Monte Carlo, para ver diversos cenários possíveis de LCOE;
- iii. Avaliar a competitividade da fonte eólica *offshore* em 5 pontos da costa brasileira;
- iv. Comparar o impacto da comercialização de créditos de carbono nos resultados de LCOE;
- v. Avaliar o impacto de diferentes regimes de tributação sobre o LCOE de projetos de geração eólica *offshore*.



## 2. Revisão Bibliográfica

### 2.1 Contexto atual das fontes renováveis

Segundo Gunnarsdottir *et al.* (2021), um passo relevante para a evolução das fontes renováveis ocorreu quando a Organização das Nações Unidas (ONU) publicou o relatório intitulado “*Our Common Future*” (ONU, 1987), porém, este documento ainda não relatava com detalhes o papel das energias renováveis na época. Após mais de uma década, já nos anos 2000, a ONU emitiu outro documento denominado *World Energy Assessment* (ONU, 2004), que aborda com mais clareza sobre os impactos do desenvolvimento das energias renováveis em nossa economia, sociedade e meio ambiente.

Em 2015, a ONU postulou como um dos objetivos comuns para a humanidade o acesso à energia confiável, sustentável e moderna para todos (ONU, 2015). Neste mesmo relatório, a ONU define que para atingir os objetivos comuns, deve-se contar com uma oferta energética suficiente para a crescente demanda por energia, utilizando fontes de baixa emissão de gases do efeito estufa, bem como o aprimoramento de tecnologias para melhorar o armazenamento e monitoramento da rede.

O aumento da população mundial criou um aumento exponencial na demanda de energia pelo mundo (Yang *et al.*, 2021), grande parte ainda suprida por combustíveis fósseis que emitem gases danosos a atmosfera terrestre (Curtin *et al.*, 2019). Caso não haja mudanças em relação a emissão de gases poluentes, o mundo enfrentará graves consequências, como por exemplo: mudanças climáticas, problemas de saúde graves na população devido a poluição do ar; elevação do nível marítimo; e extinção de espécies (Olabi *et al.*, 2022).

Dentro deste contexto, governos de diversos países propuseram estratégias e políticas para minimizar estes problemas, onde a mais promissora para acabar com o uso de combustíveis fósseis para geração de energia elétrica é a transição para fontes de energias renováveis (Olabi e Abdelkareem, 2022).

O relatório *Tracking SDG 7: The Energy Progress Report* (IRENA, 2021), aponta que até 2019, as fontes de energia renovável com maior contribuição para a geração de energia elétrica foram (em ordem decrescente): hidráulica, eólica, solar e geotérmica, conforme demonstrado na Figura 2. O relatório também aponta que ao longo dos anos a geração elétrica

através de fontes renováveis alternativas cresce gradativamente. Porém, ainda existem barreiras para implementação de matrizes totalmente sustentáveis em um nível global, como por exemplo a falta de investimentos em projetos localizados em regiões com menos recursos financeiros (Kim, 2021).

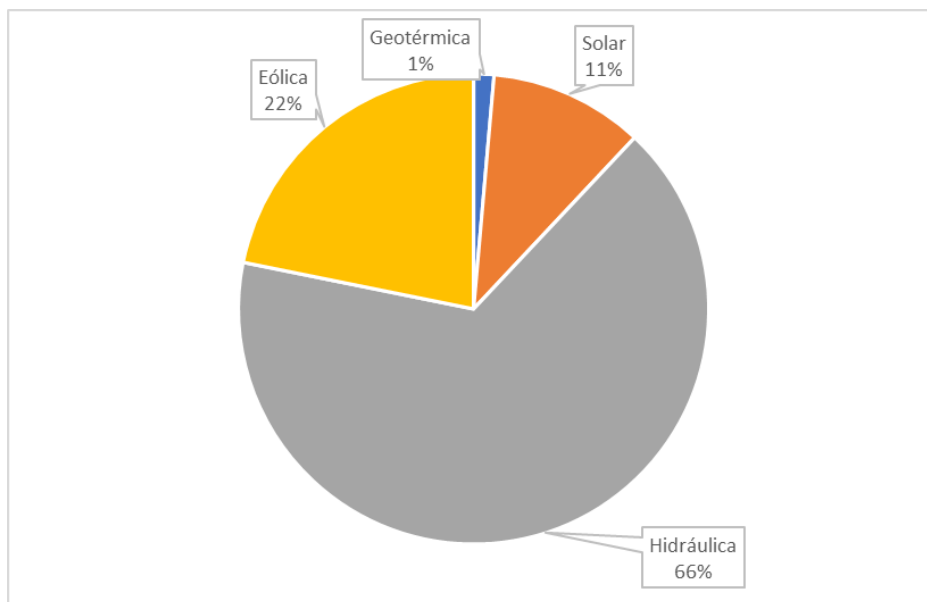


Figura 2 - Fontes renováveis mais utilizadas no planeta em 2019 (em GWh)

Fonte: IRENA (2021)

A revisão sistemática conduzida por Qazi *et al.* (2019) selecionou mais de 300 artigos relacionados ao contexto das energias renováveis a nível mundial entre 2009 a 2018. Esta revisão concluiu que apesar dos grandes esforços feitos por diversas nações influentes, cerca de 73,5% de toda energia elétrica gerada no mundo ainda é oriunda de fontes fósseis, que são as principais responsáveis pelas emissões de dióxido na atmosfera, e consequentemente o aumento das temperaturas médias no planeta.

Em um estudo conduzido em uma região da Grécia que possui uma matriz predominantemente fóssil, Vatalis *et al.* (2022) concluíram que apesar dos moradores locais concordarem que a emissão de substâncias como o dióxido de carbono é nociva para o planeta, eles não enxergam a descarbonização com impactos positivos a sustentabilidade local. Sendo assim, o autor relata em seu artigo que a transição energética deve levar em conta fatores humanos, que podem retardar o processo de mudança. Ou seja, um dos desafios para expansão

das fontes renováveis é a construção de políticas que possam atrair este tipo de investimento, ao passo que também conquistem o apoio da população local.

Hu *et al.* (2017) também apontam barreiras de curto e longo prazo para tornar o mercado de comercialização de energias sustentáveis mais eficiente e integrado entre as nações. Em seu artigo, os autores apontam que no curto prazo é necessário que a resposta dos preços seja mais ágil, evitando distorções no mercado de geração sustentável. Já no longo prazo os pesquisadores apontam que os investimentos em fontes renováveis sejam livres de subsídios, para que investidores não fiquem dependentes de estímulos de terceiros para viabilização deste tipo de projeto.

Apesar do cenário ainda pouco favorável descrito, existem esforços internacionais para expansão das fontes sustentáveis. Liu e Hei (2021) relatam que a China tem sido um ator relevante para transição energética global. Haja visto que o governo chinês tem investido na cooperação internacional para o crescimento das energias sustentáveis. A pesquisa menciona alguns fatores essenciais para o sucesso, tais como:

- i. Incentivo fiscal e burocrática do processo de importação de equipamentos utilizados em projetos sustentáveis;
- ii. Intercâmbio de talentos (capital humano) e tecnologias entre nações;
- iii. Respaldo legal dos países, para que haja segurança e previsibilidade nas leis que resguardam o setor energético;
- iv. Compartilhamento de dados do setor energético entre países.

Os autores supracitados afirmam que no processo de transição energética não existem perdedores ou ganhadores, por isso, a cooperação internacional é peça chave para que o mundo consiga avançar na direção correta no setor de energia.

Um exemplo prático da cooperação internacional chinesa ocorreu em países da Europa, que devido a crises recentes tiveram que privatizar parcialmente alguns setores (Sotiropoulos, 2015). Este processo afetou principalmente Portugal e Grécia (Trumbo Vila e Petters, 2016). Pareja-Alcatraz (2016) também salienta que Itália e Espanha também foram alvo de aquisições chinesas, especialmente investimentos em energia renovável, com foco em solar fotovoltaica e eólica.

De acordo com Olabi e Abdelkareem (2022), as políticas de incentivo no longo prazo são as principais estratégias de incentivo para alavancar a inserção de projetos de geração de

energia elétrica a partir de fontes alternativas. Dentre as políticas de longo prazo mais populares estão: as *Feed in Tariffs* (FiT); os sistemas de quotas, com comercialização de crédito de carbono; e os leilões incentivados de energia renovável. Além destas, ainda existem políticas complementares, como as práticas de isenção de impostos na cadeia de produção de tecnologia para a geração limpa e das taxas de importação, além de linhas de financiamento subsidiadas, com baixas taxas de juros (Eshchanov *et al.*, 2021) (Karytsas e Choropanitis, 2017).

As FiT são contratos de longo prazo em que o investidor recebe uma remuneração fixa ou variável (precificadas de acordo com o preço do investimento inicial da tecnologia), durante o prazo de 20 a 30 anos. Apesar das várias classificações de remuneração das FiT, todas têm como objetivo comum incentivar a produção de energia renovável (Barbosa *et al.*, 2020). As FiT foram primeiramente implantadas nos Estados Unidos, durante o mandato do presidente Carter em 1978 (Mendonça *et al.*, 2009). Em 1990, a Alemanha foi a pioneira europeia na adoção das FiT em seu mercado de energia solar (Baur e Uriona, 2018), seguidas pela Suíça em 1991, Itália em 1992 e Dinamarca em 1993 (Pyrgou *et al.*, 2016).

Na Alemanha a implementação das FiT foi separada em três fases principais (Rickerson *et al.*, 2012). Na primeira fase, que ocorreu entre os anos de 2000 a 2009, foi estabelecida uma compensação no custo da geração de energias renováveis (solar fotovoltaica, eólica e biomassa), com o propósito de aumentar o número de projetos no país. A segunda fase (2009 a 2011) consistiu em um ajuste nas FiT devido a diminuição dos preços de infraestrutura dos projetos (Liou, 2015). Por fim, a terceira e última fase teve como objetivo incentivar a expansão de projetos de geração energética renovável para fomentar o uso deste tipo de energia dentre os grandes consumidores nacionais (Li *et al.*, 2021).

Seguindo o exemplo dos países europeus, em 2011 a China também introduziu as políticas de FiT em seu mercado (Ye *et al.*, 2017). Na primeira etapa da implementação, que ocorreu entre 2011 e 2013, o governo chinês propôs estímulos ao mercado doméstico de geração de fontes alternativas. Já na segunda fase (2014 a 2016) começou a acontecer desperdícios de energia oriunda destas fontes na rede elétrica chinesa, que foram contidos após uma divisão do território chinês em três sub-regiões para tornar a distribuição da energia mais eficiente.

Guo, Han e Li (2021) descrevem em sua pesquisa que a China passa por um processo de congelamento do gasto energético de fontes fósseis (especialmente o carvão), ao passo que o governo chinês traçou como meta o aumento em 20% do consumo de energias renováveis.

Ambas as metas foram estipuladas para o ano de 2030. Hong *et al.* (2021) explicam que a política denominada *Mandatory Energy Efficiency Policy* (MEEP) foi estabelecida pelo governo chinês, que repassa as metas para suas províncias, que por sua vez traçam as metas para suas respectivas cidades. A meta de consumo de energia fóssil é determinada a partir do PIB da região, e esta política tem resultado em impactos positivos para o crescimento das fontes renováveis na China, e também para o corte na emissão de substâncias nocivas para o meio-ambiente.

Por fim, segundo Li *et al.* (2021) as políticas baseadas nas FiT contribuíram significativamente para o desenvolvimento das energias sustentáveis em todo mundo nas últimas duas décadas. Os pesquisadores também apontam que dois pontos de melhoria são necessários para ampliar as políticas FiT, são eles: diminuir a volatilidade das receitas dos projetos contemplados com as FiT e deixar as políticas FiT menos onerosas para os consumidores finais.

Outra política de longo prazo criada para estimular a o uso de fontes alternativas de energia elétrica são os chamados mercados de créditos de carbono, também conhecidos como *Tradable Green Certificates* (TGC). Criado na década de 1990, esta estratégia de incentivo é baseada em um mecanismo de quotas, onde cada participante deve cumprir uma meta de redução de emissão, caso um utilitário não alcance a quota estipulada previamente, ele tem a possibilidade de comprar créditos de carbono para cumprir a quota estabelecida. Em casos onde o utilitário ultrapassar a quota, é possível realizar a venda deste excedente para outros utilitários menos eficientes (Martínez de Alegría *et al.*, 2017).

Segundo Heimvik e Amundsen (2021), o objetivo principal da comercialização dos certificados de carbono é tornar a geração de energia renovável mais competitiva no longo prazo, fazendo com que o governo local não forneça subsídios diretos ou crie novos impostos, mas funcione como um regulador que estipula metas, emita certificados e garanta o *compliance* das operações.

Favasuli e Sebastian (2021) demonstram que o mercado de créditos de carbono vem crescendo ao longo dos anos, e já contam com a participação de grandes empresas, como por exemplo, a Apple e o Google, que utilizam este mercado como uma espécie de seguro durante o período de transição energética. Uma barreira para a expansão deste mercado é a complexidade para padronizar os acordos de compra e venda. Para solucionar este problema já foram criados mercados regulados que funcionam como as bolsas de valores e facilitam o

comércio desta modalidade (por exemplo, *New York-based Xpansiv CBL* e *Singapore based Aircarbon Exchange ACX*).

O mercado dos TGC cresceu cerca de 20% entre 2020 e 2021, fazendo com que atingisse a marca de 277 bilhões de dólares, isso ocorreu devido à expectativa de enrijecimento nas políticas de emissão de carbono. A Europa ainda permanece como a região que mais comercializa os certificados, sendo responsável por 90% do volume comercializado, uma vez que a China ainda está formalizando o mercado de comercialização e os EUA não possuem previsão para padronização do mercado em um nível nacional (Chestney, 2021).

Outro importante instrumento para promoção das energias renováveis no longo prazo são os leilões. Segundo Del Río e Kiefer (2021), os leilões se tornaram a principal estratégia para apoiar a geração elétrica sustentável ao redor do mundo. Os autores também mencionam que apesar da suposta eficiência econômica que os leilões podem trazer devido à livre concorrência proposta do modelo, seu sucesso pode depender das condições de contorno estabelecidas pelo leiloeiro.

Haufe e Ehrhart (2018) afirmam que o modelo de leilão já se provou com um grande gerador de resultado em diversos aspectos. Um dos exemplos práticos listados pelos autores ocorreu na Alemanha, onde os leilões de energia solar fotovoltaica conseguiram ser mais competitivos do que a energia eólica *onshore*, provando que pode existir competitividade entre novas tecnologias de geração renovável. A competição entre diferentes fontes renováveis dentro de um leilão tem como resultado a redução de custos e uma maior eficiência na alocação de recursos, pois os leilões geram informações acerca da escassez e precificação dos ativos leiloados.

No relatório *Renewable Energy Auctions in Developing Countries* consta que no ano de 2009 existiam apenas nove países adotavam os leilões incentivados (IRENA, 2013), ao passo que em outro relatório mais recente, chamado “*Renewable Energy Auctions. Status and Trends Beyond Price*” foram mapeados mais de cem países que realizaram pelo menos um leilão de energia renovável (IRENA, 2019). Neste mesmo relatório, consta que mais de 97% dos leilões mundiais são de tecnologias relacionadas às fontes alternativas, como solar fotovoltaica (55%), eólica *onshore* (32%) e eólica *offshore* (10%), sendo que as regiões que mais realizam leilões deste tipo são a Europa e Ásia (especialmente a China).

Porém, Bichler *et al.* (2020) propõe algumas falhas nos modelos de leilões utilizados em diversos países, afirmando que utilizar leilões para precificar o lucro da energia renovável pode causar uma grande ineficiência, pois a maioria das usinas geradoras ficam localizadas fora dos grandes centros produtivos, o que gera maiores custos de transmissão e incertezas em relação a facilidade de conexão destas usinas à rede elétrica.

Leiren e Reimer (2018) descrevem a mudança gradual das FiT para os leilões. Ao longo de muitos anos, desde a implementação das FiTs na Alemanha (1990) esta política de incentivo gerou repercussão negativa para os órgãos reguladores da União Europeia, fazendo com que por diversas vezes o poder legislativo alemão revisasse as regras para utilização das FiT, e conseqüentemente os leilões foram tomando o lugar das FiT como política de incentivo às energias renováveis, haja visto que os leilões tendem a ser uma política mais orientada ao mercado, fazendo com que o preço da energia diminua ao longo do tempo, graças a fatores como a maior competitividade entre os participantes do leilão.

Segundo Côté *et al.* (2022) apesar da popularização dos leilões devido a sua capacidade de ajustar o preço da energia para o mínimo valor possível, ainda existem poucos estudos em relação aos riscos associados à realização de leilões. Sendo assim, algum dos riscos mais relevantes para os investidores que participam do leilão, são:

- i. Risco de alocação: durante as fases de um leilão, os investidores permanecem sem saber se o projeto será viável ou não, fazendo com que investidores maiores tenham mais chances de vencer o pleito devido à robustez financeira;
- ii. Risco de Planejamento: garantir que os leilões sejam realizados de maneira periódica durante um longo prazo, traz mais clareza e confiança aos investidores. Realizar leilões de maneira morosa e incerta pode prejudicar e afastar investidores devido ao risco muito comum em países não desenvolvidos;
- iii. Risco de Qualificação: durante a etapa de qualificação, os organizadores do leilão podem pedir garantias da realização do projeto de maneira adiantada, o que demanda caixa no curto prazo dos investidores, podendo torná-los insolventes por um período de tempo e oferecendo risco a realização do projeto;
- iv. Risco de não *compliance*: podem ocorrer quebras nos termos firmados do leilão, como, por exemplo, o prazo. Quando isso ocorre, penalidades são impostas aos investidores, o que prejudica a viabilidade financeira do projeto.

Os atrasos na construção de projetos ganhos via leilão podem gerar impacto negativo no planejamento da demanda energética, visto que as novas instalações deveriam ser implementadas para suprir uma demanda crescente (SOYSAL e KURGPÓLD, 2016).

Como toda política de incentivo, os leilões possuem seus prós e contras, Haelg (2020) conduziu um estudo para avaliar os impactos gerados pelos formatos dos leilões na diversificação das tecnologias renováveis. Neste estudo, o autor descobriu que os requisitos que mais impactam o leilão e as diversificações das tecnologias são: complexidade da tecnologia; particularidades da localização; requisitos do leilão; preços máximos; unidade de remuneração e tempo para construção do projeto.

Além das políticas de incentivo de longo prazo, a transição para uma matriz energética mais limpa tem sido acelerada pelo contexto da pandemia de COVID-19. Kuzemko *et al* (2020) conduziu um estudo para analisar a transição das energias renováveis em meio a pandemia, nesta pesquisa os autores focam a discussão em quatro temas principais: principais impactos da mudança para energia limpa (no curto, médio e longo prazo); práticas de investimento em energia sustentável; estruturas e escalabilidade da governança energética e práticas sociais de trabalho, transporte e saúde pública.

Relativo ao curto prazo, os efeitos são claros, em decorrência do isolamento social e das restrições ocasionadas pela COVID-19, o artigo menciona que a demanda por energia caiu bruscamente, ocasionando uma grande diminuição de combustíveis fósseis (como carvão e petróleo). Por outro lado, as instalações de energias renováveis obtiveram um leve aumento. A pandemia também expôs fragilidades no comércio internacional, pois houve escassez de produtos de saúde e baterias. Neste sentido os países se movimentaram para serem autossuficientes na produção de produtos estratégicos. Já no médio e longo prazo o cenário ainda é incerto, e dependerá da intensidade na qual os governos irão suplementar recursos financeiros no setor privado.

Apesar dos impactos negativos na economia, educação, esportes e diversas outras áreas, a pandemia motivou uma queda na emissão de CO<sub>2</sub>. Também foram expostos novos desafios do setor de energia limpa, como por exemplo, a falta de infraestrutura para comportar novas usinas solares e eólicas, exigindo articulações dos entes públicos e privados para que soluções efetivas sejam propostas (RITA *et al.*, 2021).



## 2.2 Contexto atual das energias renováveis no Brasil

O contexto histórico das energias renováveis em solo brasileiro tem seu início nos anos 1970, quando a crise no setor petrolífero atingiu todo o mundo. Com a falta de suprimento de petróleo a nível global, o preço desta matéria-prima subiu vertiginosamente. Este fator forçou as autoridades governamentais brasileiras a fomentar novas maneiras de abastecimento de veículos, foi então que o programa Proálcool foi promulgado. Seu sucesso foi grande, especialmente no setor de transportes, sendo um programa pioneiro em estabelecer novas fontes de energia no Brasil (LAZARO *et al.*, 2017).

De acordo com Oliveira (2018), em grande parte do século XIX, o Brasil seguiu o modelo energético proposto pela Europa e Estados Unidos, mas a escassez de combustíveis fósseis e a abundância de recursos hídricos levou o país a expandir as grandes usinas hidrelétricas, para suprir a demanda energética nacional, sendo a primeira construída em 1989 para acomodar a necessidade de uma mina de diamante. Desde então o Brasil se tornou o segundo maior investidor em hidroelétricas, sendo superado apenas pela China. A matriz energética brasileira de 2021 chegou a 83.3% da sua demanda oriunda de fontes renováveis, sendo que 66,6% desta parcela correspondente às hidrelétricas (CATOLICO *et al.*, 2021).

Apesar da grande expansão das hidrelétricas no Brasil, é consenso entre a sociedade que secas extremas possam gerar crises energéticas prolongadas, fazendo com que outras formas de geração devam ser exploradas para equalizar a matriz energética brasileira. Historicamente, o governo brasileiro exerce grande influência no setor elétrico, fazendo com que as regulações se tornassem complexas. Apenas em 1996, com o início de algumas privatizações o governo lançou mão de algumas usinas, porém, as principais usinas geradoras da matriz brasileira permaneceram sob controle estatal (SILVA *et al.*, 2016)

Para tentar neutralizar a forte dependência da matriz energética brasileira das hidrelétricas, foram construídas diversas usinas termelétricas que podem ser acionadas, quando houver escassez hídrica nos reservatórios das grandes hidrelétricas. Apesar de utilizar combustíveis fósseis para geração de energia, as termelétricas ainda são utilizadas devido a sua confiabilidade para suprir a demanda energética, quando os reservatórios atingem baixos níveis hídricos (LEAL *et al.*, 2017).

Porém, segundo Cavalcante *et al.* (2021), os sistemas de geração termelétricos são muito caros para os cofres públicos, sendo necessário que haja aumento nas tarifas pagas pelos

consumidores para compensar o custo operacional destas usinas. Além disso, o acionamento constante de termelétricas demanda o uso de combustíveis fósseis, responsáveis pela emissão de gases poluentes, indo na contramão das tendências globais de geração de energia.

Em 2001, o Brasil vivenciou um período com baixo nível de reservatórios hídricos, que ocasionaram uma crise no setor energético, que se estendeu até 2002 (AQUILA *et al.*, 2017). Na década de 1990 a 2000 houve um crescimento de 44,6% do consumo de eletricidade no Brasil, enquanto a capacidade instalada aumentou apenas em 28,5% no mesmo período. Além disso, até o ano de 1994 os reservatórios brasileiros mantinham cerca de 94% de suas capacidades totais, que foi gradualmente diminuindo entre 1995 e 2000, chegando a 59% no ano de 2000, esta soma de fatores levou o país a uma grave crise energética durante os anos de 2001 e 2002 (ROSA e LOMARDO, 2003)

A crise citada levou o governo brasileiro a consolidar programas de incentivo a fontes alternativas de geração elétrica que vinham sendo discutidas desde os anos 90, culminando na criação do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas (PROINFA) em 2002 (DUTRA e SZKLO, 2008).

Antes do PROINFA, o governo brasileiro já havia criado projetos para estimular a construção de usinas de fontes renováveis, sendo os mais conhecidos: o PRODEEM, o PROEOLICA e o PCH-COM. Porém estes experimentos não foram bem-sucedidos, uma vez que todos os projetos mencionados não conseguiram gerar garantias aos investidores e tão pouco cumprir as metas estabelecidas para o uso de fontes renováveis (RUIZ, RODRIGUES e BERMAN, 2007).

Promulgado em 15 de abril de 2002 o PROINFA foi lançado com o objetivo de incentivar a geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis alternativas, especialmente eólica, biomassa e pequenas centrais hidrelétricas (PCHs) (LIMA *et al.*, 2020). Inicialmente o programa traçou a meta de implementar 3.300 MW na rede brasileira, sendo que cada modalidade (eólica, biomassa e PCH) teria uma quota de 1.100 MW, porém a baixa adesão a geração elétrica por biomassa, fez com que cerca de 300 MW fossem transferidos para a quota eólica (KISSEL e KRAUTER, 2006). O quadro 1 ilustra de maneira esquemática a cronologia e os objetivos dos programas implementados antes do PROINFA.

Quadro 1 - Objetivo dos programas anteriores ao PROINFA

<b>PROGRAMA</b>	<b>OBJETIVOS</b>
<b>PRODEEM (1994 - 2001)</b>	Instalação de pequenos sistemas elétricos em locais isolados, para ampliar a renda, criar postos de trabalho e aumentar o valor da produção rural. Aumentar o consumo de energia renovável e promover tecnologias de geração alternativa no campo, bem como treinar a população para manter e operar as novas tecnologias.
<b>PROEOLICA (2001 - 2004)</b>	Teve como objetivo principal fomentar a geração de energia eólica em solo brasileiro, a meta do programa era a instalação de 1050 MW de turbinas eólicas entre 2001 e 2003. No entanto, o programa não foi bem-sucedido, e seus objetivos foram transferidos para o PROINFA.
<b>PCH-COM (2001 - 2003)</b>	Programa foi criado com o objetivo de incentivar o setor privado a investir em pequenas centrais hidroelétricas. Este programa também não foi bem sucedido, sendo os seus objetivos também transferidos para o PROINFA.

Fonte: Adaptado de Ruiz, Rodrigues e Bermann (2007).

Segundo Silva *et al.* (2003), a compra da energia gerada pelo programa PROINFA seria garantida pela Eletrobrás durante 15 anos, prazo este alterado para 20 anos em 2003. O custo da eletricidade adquirida pelo Eletrobrás via PROINFA foi rateado por todos os consumidores finais, com exceção do público de baixa renda que consome menos de 80 kWh por mês, e que seguiram pagando de maneira proporcional ao consumo de energia utilizado mensalmente. Porto (2002) afirma que o PROINFA está de acordo com as melhores práticas da época em termos de políticas de incentivo a geração renovável de energia, visto que se baseou nas estratégias das FiT, pela qual países como Alemanha, Espanha, Dinamarca e França obtiveram resultados bem-sucedidos com a implementação.

Posterior ao PROINFA, outro acontecimento relevante, foi a reforma no setor elétrico brasileiro ocorrida em 2004. Dentro os resultados desta reforma estão a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que trouxe mais transparência e uma governança mais eficaz para o setor de energia elétrica brasileiro, bem como a Empresa de Pesquisa Energética (EPE) que tem como principal foco a elaboração de estudos sobre o setor de energia para auxiliar o Ministério de Minas e Energia (MME) em sua tomada de decisão. Esta reforma

fez com que o mercado de energia no Brasil passasse de um sistema fortemente dependente de hidrelétricas, para um mercado com grande penetração de fontes alternativas, especialmente eólica, solar e biomassa (TOMALSQUIM *et al.*, 2021).

A partir da reforma de 2004, os ambientes de comercialização de energia elétrica no Brasil passaram a ser caracterizados pelo Ambiente de Comercialização Regulado (ACR) e o Ambiente Comercialização Livre (ACL) (NUNES *et al.*, 2021). No ACR, grandes consumidores compram energia diretamente da ANEEL através de contratos de grande duração (20 a 30 anos), ao passo que no ACL, a energia é vendida por produtores que firmam contratos bilaterais com os compradores, estipulando parâmetros como duração e preço.

Em 2009, ocorreu a primeira participação de fontes alternativas em leilões do ACR, com a forte queda nos preços da energia eólica, que era a mais cara do PROINFA. Assim houve uma consolidação das fontes alternativas nos leilões, fazendo com que o PROINFA cessasse as rodadas de contratação de fontes alternativas (AQUILA, 2019). Atualmente, algumas fontes alternativas (solar, eólica, hidro e biomassa) também estão presentes no ACL, para atender a necessidade de contratantes de pequena escala (HOCHBERG e POUDINEH, 2021).

A expansão da geração eólica brasileira é referência de sucesso para outros países, combinando políticas de FiT como o PROINFA, leilões incentivados e o suporte das linhas especiais de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento (BNDES). Embora o crescimento de projetos de usinas eólicas seja notável, conforme demonstrado na Figura 3, o Brasil nunca realizou um leilão de energia eólica *offshore*. A geração de energia via UEOs ainda carece de regulação mais clara para então se consolidarem (GONZÁLEZ *et al.*, 2020).

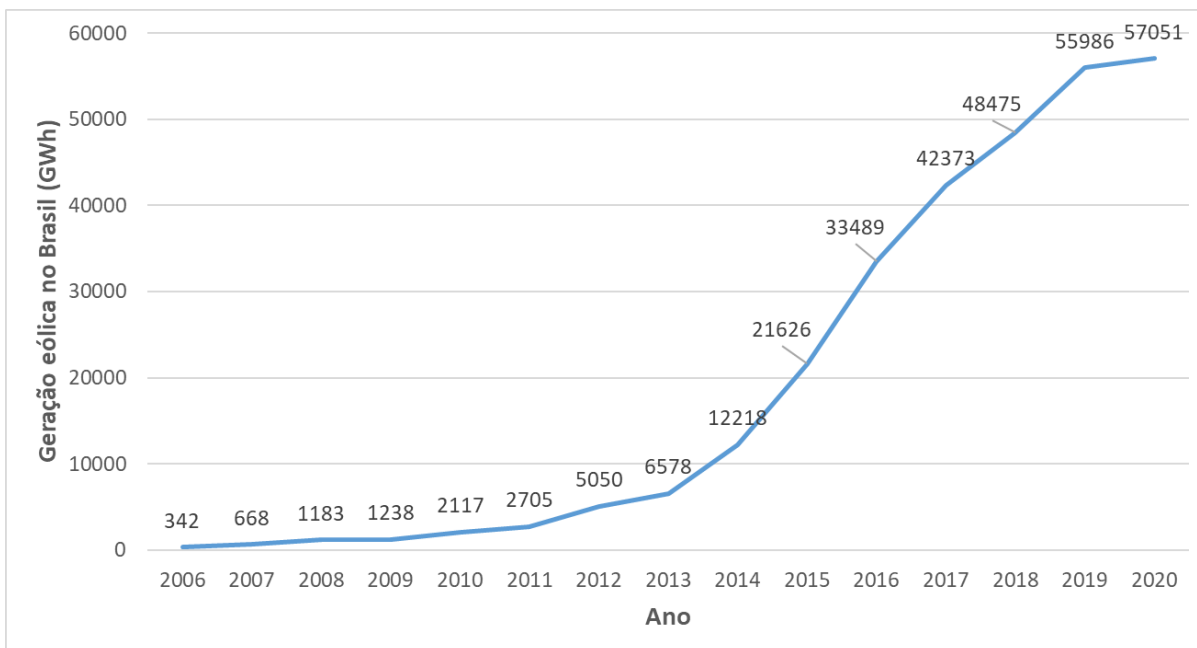


Figura 3 - Geração eólica ao longo dos anos no Brasil

Fonte: EPE (2021)

A Associação Brasileira de Energia Eólica e Novas Tecnologias (ABEEólica) emitiu nota oficial em 14 de abril de 2022 com alterações em sua identidade visual e logotipo, que agora contemplam a discussão e pesquisa do setor eólico *offshore* em seus eventos. Segundo a presidência da ABEEólica, nos últimos anos diversas empresas multinacionais do setor *offshore* se tornaram associadas, e, possuem interesse no mercado *offshore* brasileiro.

Em um contexto global as UEOs têm apresentado um crescimento pequeno em comparação às usinas *onshore* e solares fotovoltaicas, porém, é esperado um grande aumento desta fonte energética até 2040. Alguns países como a Dinamarca e o Reino Unido já possuem mais capacidade instalada de usinas *offshore* do que de usinas fotovoltaicas (RUBIO-DOMINGO e LINARES, 2021).

O setor energético brasileiro, em 2022, passou novamente por um período de escassez que levou a um cenário de risco de desabastecimento. Este cenário fez com que o país recorresse às usinas termelétricas para suprir a demanda energética, apesar de não existir registros recentes de “apagões” como na crise de 2002 (SANTA CATARINA, 2022).

Neste contexto, durante o ano de 2014 os leilões de energia eólica tiveram um grande crescimento, foram realizados quinze leilões durante o período de 2013 a 2014. Apesar da expiração de oito leilões, a expansão dos leilões durante estes anos revelou que houve uma

queda próxima a 50% no preço dos leilões de 2009 até 2012, seguido de uma alta de 90%. As razões para a queda do preço podem ser atribuídas a crise internacional de 2008 e maior competitividade entre produtores de turbinas e empresas executoras de projetos. Já o súbito aumento pode estar relacionado à desvalorização do real no período citado. Outro fato relevante é que o número de ganhadores dos leilões subiu de 16 para 40 no período, fazendo com que houvesse um aumento na competição e consequentemente uma formação livre de preços (BAYER, 2017).

Acompanhando a tendência de aumento em leilões em 2014, a solar fotovoltaica também contou com um leilão de larga escala. Nesta ocasião houve quedas próximas a 18% no preço inicial do leilão da energia solar fotovoltaica em mais de 31 novos projetos e um incremento próximo a 890 MW. A redução do preço permitiu que a energia solar fotovoltaica mostrasse competitividade equivalente ao de outras fontes alternativas, como a eólica e a biomassa (VIANA e RAMOS, 2018).

Em 2015, o governo brasileiro isentou os impostos sobre o Programa de Integração Social (PIS), Programa de Formação do Servidor Público (PASEP) e da Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS) em produtos utilizados para autogeração de energia elétrica. Além disso, as unidades federativas brasileiras tinham como opção de zerar o Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Serviços (ICMS). Tais medidas tiveram como objetivo fomentar os investimentos na geração de energias renováveis, especialmente a solar fotovoltaica (COSTA *et al.*, 2022).

Shum e Watanabe (2010) mencionam que quanto maior for o número de usuário de uma determinada tecnologia, maiores as chances de ocorrer um ganho de conhecimento que acarrete redução de custos, além disso, outros usuários podem se sentir mais seguros para começarem a utilizar a mesma tecnologia. Stoke (2013) afirma que políticas de incentivo devem ser utilizados para garantir que haja reduções de custos em tecnologias renováveis, e com isso exista uma grande disseminação destas tecnologias.

Em tempos mais recentes, outro fator que impactou o setor energético brasileiro foi a pandemia de COVID-19. Segundo o relatório do Banco Mundial *Covid-19 in Brazil: Impacts and Policy Responses*, houve em 2020 uma queda no PIB de cerca de 4,1% levando as famílias a terem menos acesso a tecnologias e maior desigualdade entre a população brasileira. Também ficou explícito que um novo desafio enfrentado pelas nações é ser autossuficiente na produção

energética, cenário que ficou mais explícito durante a pandemia, onde dependências energéticas ficaram mais evidentes (WORLD BANK, 2020)

Contudo, estes fatores não trouxeram impacto negativo para expansão das energias renováveis no Brasil, especialmente a solar e eólica, que mesmo em condições econômicas adversas alcançaram a marca de 11,5% da geração energética nacional (COSTA *et al.*, 2022).

## **2.3 Panorama Mundial *Offshore***

A primeira UEO construída no mundo foi o projeto *Vindeby* na costa da Dinamarca, que entrou em operação no ano de 1991 (BARTHELMIE *et al.*, 1996). Desde então, o mundo passou por diversas mudanças, especialmente nos setores ambientais, onde foram traçadas metas para emissão de gases do efeito estufa e produção de energia limpa através do uso de fontes alternativas.

O avanço tecnológico das UEOs fez com que este tipo de projeto se tornasse chave para que o mundo alcançasse suas metas. Atualmente, existem 112 projetos ativos em operação, 753 projetos em diferentes fases de desenvolvimento e 53 projetos em fase de pré análise, conforme demonstrado na Figura 4. A maioria dos projetos futuros está sendo executada em países que já possuem este tipo de tecnologia, porém, países como Brasil, Índia, Canadá e Austrália começaram a esboçar apenas recentemente interesse no desenvolvimento de UEOs (DÍAZ e SOARES, 2020).

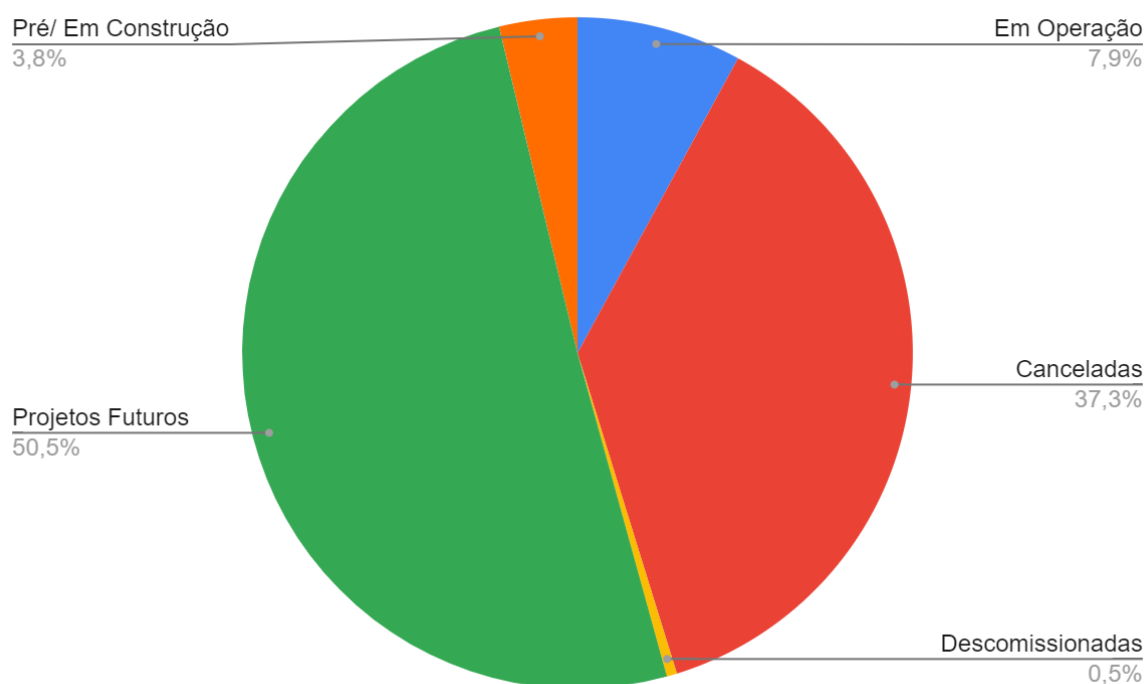


Figura 4 - Capacidade instalada de fontes renováveis em âmbito mundial

Fonte: IRENA, 2022.

Segundo dados do IRENA, a geração de eletricidade oriunda de fontes eólica *offshore* teve um aumento de 117 GWh em 2000, para 84330 GWh no ano de 2019, equivalente a um aumento de mais de 72.000 vezes. Também é possível ver que houve um aumento expressivo de capacidade instalada, que foi de 0,06 GW para 55,7 GW entre os anos de 2000 e 2021, como demonstrado na Figura 5. Vale ressaltar que em 2021 houve um grande acréscimo de capacidade instalada, cerca de 21 GW foram instalados somente neste ano. Apesar do grande crescimento de projetos eólicos *offshore* nos últimos anos, este tipo de projeto representa pouco mais de 1,8% da capacidade instalada em relação a outras fontes de energia alternativas.



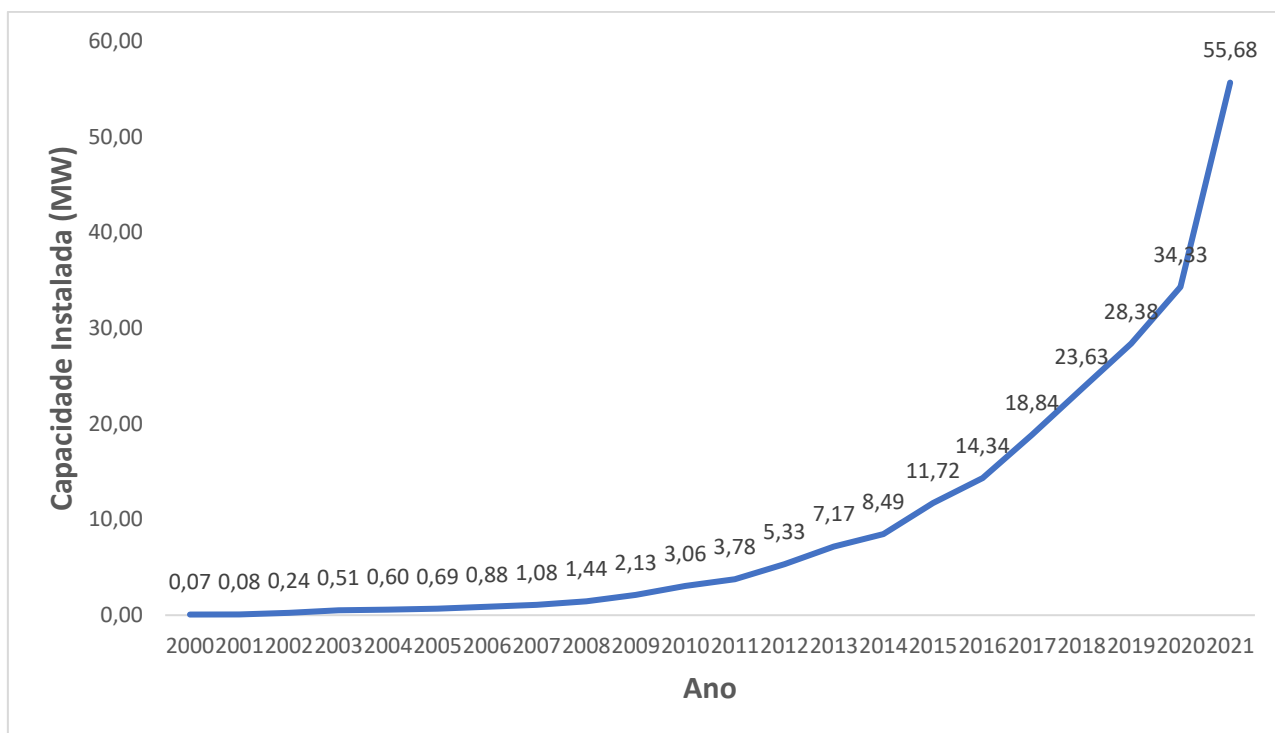


Figura 5 - Evolução da capacidade instalada das UEOs (MW).

Fonte: IRENA (2022).

Segundo o GWEC (2021), apesar dos impactos negativos da COVID-19, 2020 foi o segundo melhor ano para as eólicas *offshore* em termos de capacidade instalada. Pelo terceiro ano seguido a China ocupou o primeiro lugar em novas instalações de geração eólica *offshore*, com cerca de 3 GW instalados no ano de 2020. Em segundo lugar neste ranking temos os países do continente europeu, como Holanda (1.5 GW instalados), Bélgica (706 MW instalados) seguida do Reino Unido (483 MW) e da Alemanha (237 MW).

Em termos absolutos, o relatório *Global Offshore Wind Report* também aponta que a Europa ainda é o continente que mais possui capacidade de eólica *offshore* instalada, correspondendo a 70% de todas as usinas instaladas no mundo, conforme ilustrado na Figura 6, seguido pelo continente asiático, que, graças a China tem sido impulsionado para a segunda posição do ranking (GWEC, 2021). O Reino Unido continua ocupando a primeira posição do ranking mundial em termos de capacidade instalada, seguido pela China que ultrapassou recentemente a Alemanha.

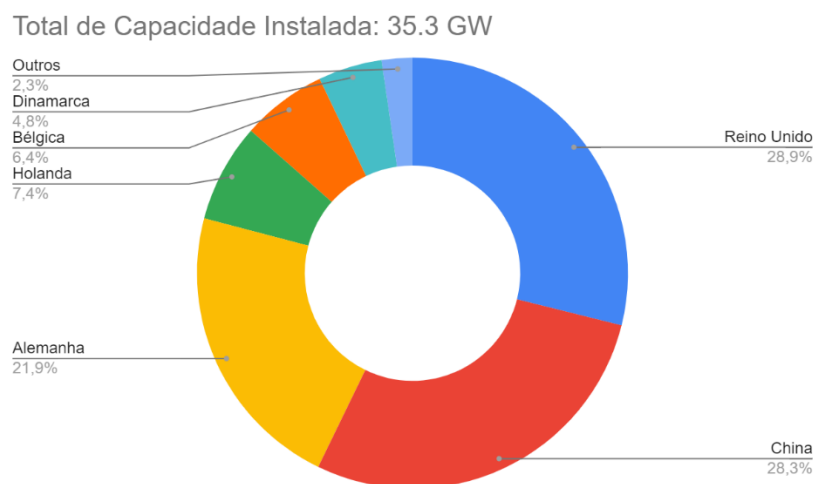


Figura 6 - Capacidade instalada acumulada por país em 2020

Fonte: GWEC, 2021

A implementação de turbinas eólicas no Reino Unido, atual líder do ranking de capacidade instalada no segmento eólico *offshore*, começou na década de 1970. Com a crise mundial de petróleo, o Reino Unido se viu obrigado a procurar fontes alternativas de energia (GAUDIOSI, 1996). Neste contexto, o poder público britânico investiu na pesquisa e desenvolvimento de turbinas *onshore* com a criação do *British Wind Energy Association*. Em 1978, o Reino Unido começava a dar os primeiros passos para o desenvolvimento de uma matriz energética mais limpa, tendo a energia eólica como principal protagonista. Porém, mesmo com os esforços, a primeira usina *onshore* foi construída apenas em 1990 (KERN *et al.*, 2014).

A primeira UEO a começar as operações no Reino Unido foi a de *Blyth*, na costa de *Northumberland* no ano de 2001 (BILGILI *et al.*, 2011). Neste mesmo ano, a empresa *Crown Estate* liberou outros treze *leasings* para que outros atores pudessem desenvolver mais eólicas *offshore* na costa britânica (TOKE, 2011). Porém, as condições financeiras não eram muito favoráveis aos investidores, visto que o lucro oriundo das usinas ia direto ao tesouro britânico e também era necessário pagar uma taxa para a *Crown Estate* para manter a operação. Consequentemente, o desenvolvimento e expansão das UEOs no Reino Unido foram lento até 2003.

Em 2003, a *Crown Estate* realizou novas rodadas de licenciamentos para projetos de UEOs, mirando alcançar 6 GW de capacidade instalada até 2010 (KERN *et al.* 2014). E no ano de 2007, o Reino Unido se comprometeu a ter 15% de sua matriz energética oriunda de fontes renováveis, o que ajudou a acelerar o crescimento de UEOs no país (TOKE, 2011).

De 2008 a 2012, o Reino Unido introduziu uma política de incentivo chamada *Renewable Obligation Certificates* (ROC), semelhante a política de créditos de carbono, para incentivar os investidores na construção de projetos renováveis (incluindo UEOs), porém, a política de incentivo passou por diversas mudanças e não foi bem sucedida para auxiliar na expansão de projetos de UEOs, pois não conseguiu ser neutra e fomentar todos os tipos de energias alternativas, criando um desequilíbrio no mercado energético britânico (WOODMAN e MITCHELL, 2011).

Outro fato relevante que acelerou a expansão das UEOs no Reino Unido foi o maior engajamento da *Crown Estate* no processo de construção do projeto. A empresa identificou nove zonas que tinha cerca de 25 GW de potencial elétrico, e participou ativamente em todas as etapas do projeto, sendo ela responsável pela identificação de regiões que tinham o melhor retorno financeiro, bem como co-investir nos projetos e atuar no planejamento e implementação da construção do projeto, fazendo com que riscos de atraso fossem mitigados.

Contudo, no período de 2004 a 2009, o preço por MWh dobrou no Reino Unido, de £1,50 para £3,00, e se tornou a fonte alternativa renovável mais cara do país (GREENACRE *et al.*, 2010) (KERN *et al.* 2014). Segundo Kern *et al.* (2014), isso pode ser explicado pelo contexto geopolítico do Reino Unido da época, onde o país havia se comprometido com a União Europeia a deixar sua matriz energética mais limpa, mas não possuía espaço físico para implementação de outros projetos de energia alternativa em larga escala.

No ano de 2014 foram implementados sistemas de leilões no Reino Unido, que vêm sendo melhorados até os dias de hoje. Isso fez com que o país se tornasse o maior detentor de capacidade instalada de energia eólica *offshore* (conforme exibido na Figura 7), haja visto que de 2014 a 2017 os preços médios para a fonte eólica caíram substancialmente, superando a média mundial (WELISCH e POUDINEH, 2019).

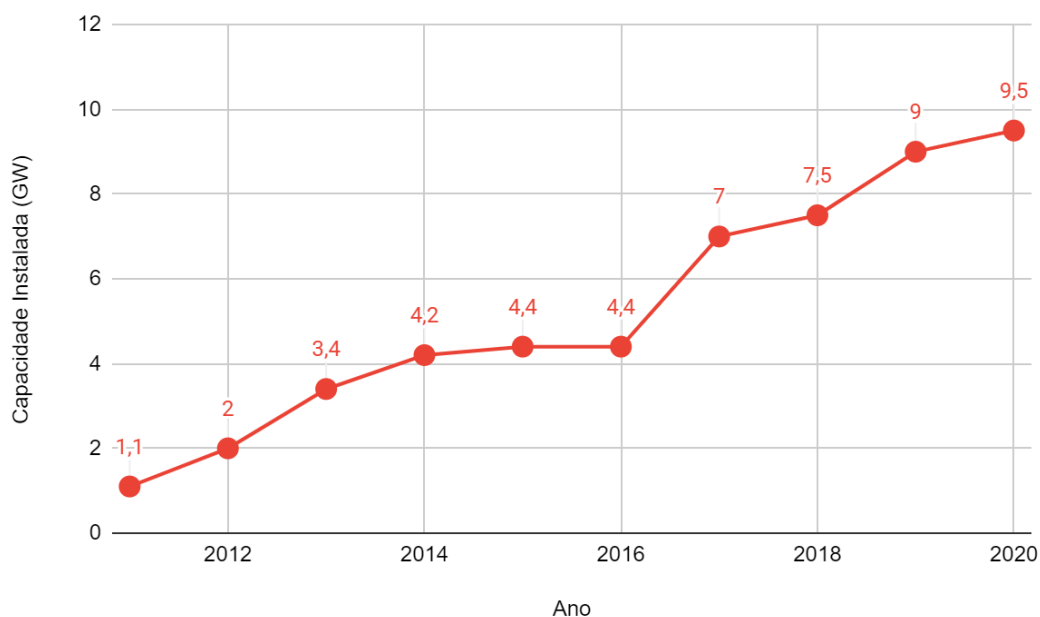


Figura 7 - Evolução da capacidade instalada no Reino Unido

Fonte: *The Crown Estate* (2020)

Outra nação que vem se destacando no cenário mundial é a China. Segundo Jungfeng *et al.* (2010), a primeira rodada de concessões chinesa começou em 2003 com cerca de 0,57 GW, já em 2010 a capacidade instalada era de 13,8 GW. Nesta época o governo chinês já tinha previsões de que a demanda por energia iria crescer drasticamente até o ano de 2030. Este aumento poderia acarretar a elevação da importação de petróleo por parte da China, sendo assim o governo chinês traçou um compromisso para tornar sua matriz energética mais sustentável, tendo como meta reduzir de 40% a 45% a emissão de gases de efeito estufa até o ano de 2020 (DA *et al.*, 2011).

A China possui posição geográfica privilegiada para implantação de UEOs, visto que sua área costeira (especialmente a sudeste) ficam situadas nas áreas de monções, fazendo com que a densidade do vento até 10km de distância da costa tenha um bom potencial energético (XIA e SONG, 2009). Diante deste enorme potencial, o governo chinês lançou em 2010 políticas de incentivo estratégicas para o desenvolvimento do setor *offshore*, dentre elas o marco regulatório das usinas *offshore*, que consolidava a legislação que os investidores deveriam seguir para execução de projetos deste tipo. Concomitantemente, o ministério da indústria chinês também estipulou a legislação e incentivos para manufatura de equipamentos utilizados

em UEOs. Estas duas medidas foram responsáveis pelo grande crescimento do mercado eólico *offshore* chinês (DA *et al.*, 2011).

Outro ponto chave para expansão do mercado *offshore* chinês foram a criação de leilões e políticas de FiT adotadas pelo governo para incentivar investidores e a livre competição no setor de fontes alternativas de energia, bem como a criação de um fundo nacional chinês para financiar projetos desta natureza (DA *et al.*, 2011).

Desde então, a China já possui a segunda maior capacidade instalada, ficando atrás apenas do Reino Unido, conforme representado na Figura 9. Entre 2010 e 2020 diversas mudanças de políticas de preço foram introduzidas pelo governo chinês, com o objetivo de amenizar o trilema de energia *offshore*: aumentar capacidade instalada; diminuir preços da energia; e reduzir a dependência de políticas de incentivo (WEI, ZOU e LIN, 2020). Na Figura 8 é ilustrado um diagrama que resume as etapas das políticas implementadas pelo governo chinês entre os anos de 2007 a 2020:

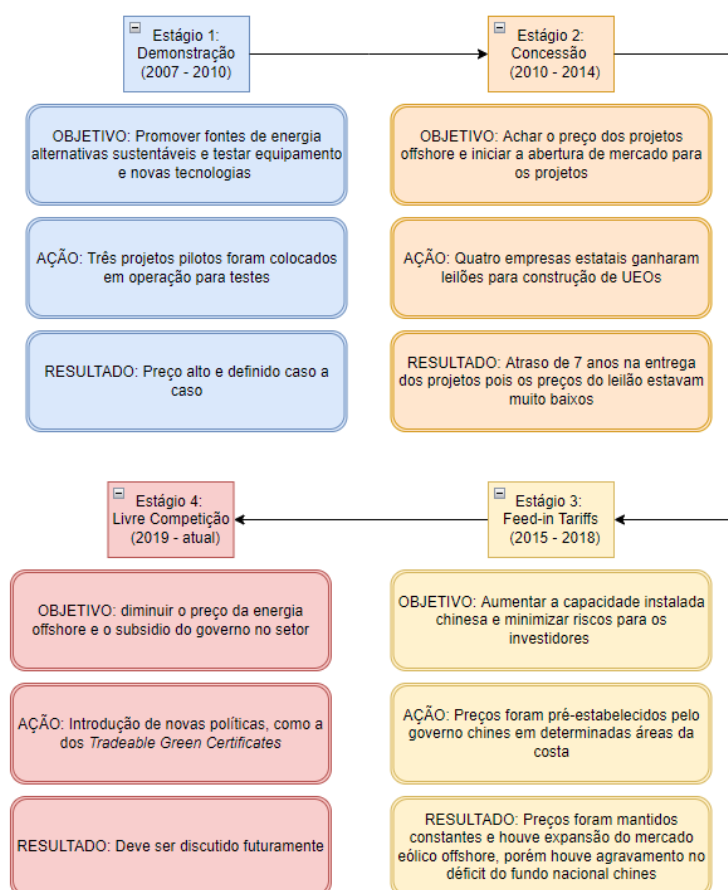


Figura 8 - Estágios das políticas de incentivo chinesas

Fonte: Adaptado de WEI, ZOU e LIN (2020)

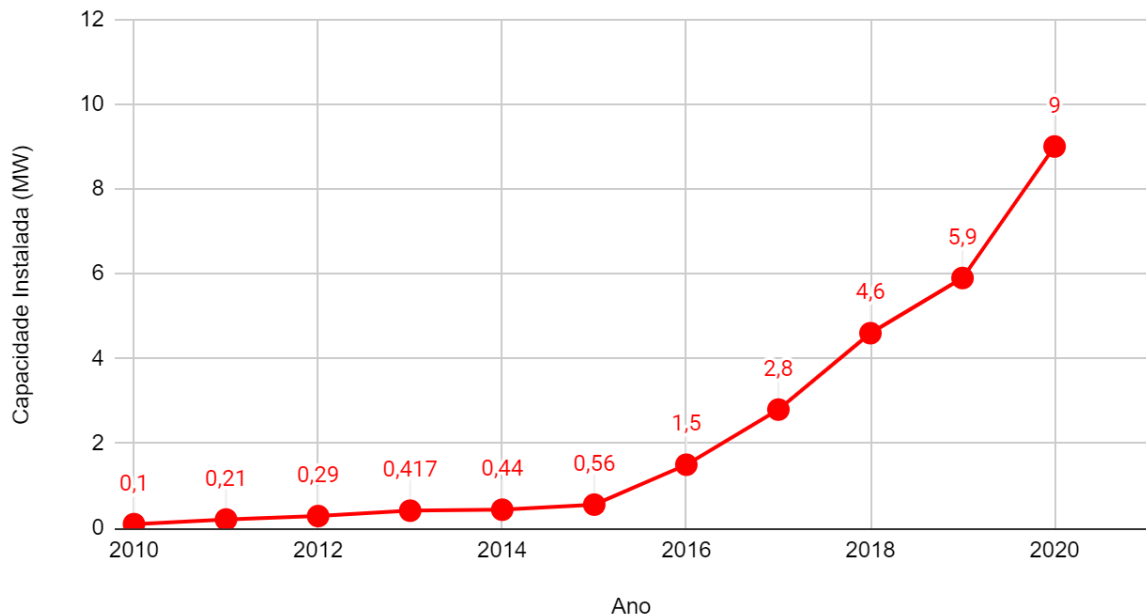


Figura 9 - Evolução da capacidade instalada na China, período de 2011 a 2020

Fonte: IRENA (2022)

Já na Alemanha, a política principal de incentivo a instalação de UEOs foi o *Renewable Energy Sources Act*. Promulgado primeiramente em 2000, esta legislação foi alterada diversas vezes para melhor atender o mercado alemão, algumas das mudanças principais foram: variar a FiT despendida de acordo com o tempo de contrato, alterar o tempo de pagamento da FiT de acordo com o projeto e levar em consideração a distância da costa alemã em que a UEO será construída (quanto mais longe, maior a FiT). Outra lei importante feita pelo poder público alemão foi a *Energy Economy Law*, feita em 2016 esta lei estabeleceu os regulamentos para conexão das UEOs na rede alemã, e mais importante obrigou os operadores nacionais a construir a infraestrutura necessária para integrar as UEOs no sistema elétrico alemão, o que ajudou a aumentar a capacidade instalada alemã, conforme demonstrado na Figura 10 (REICHARDT e ROGGE, 2015).

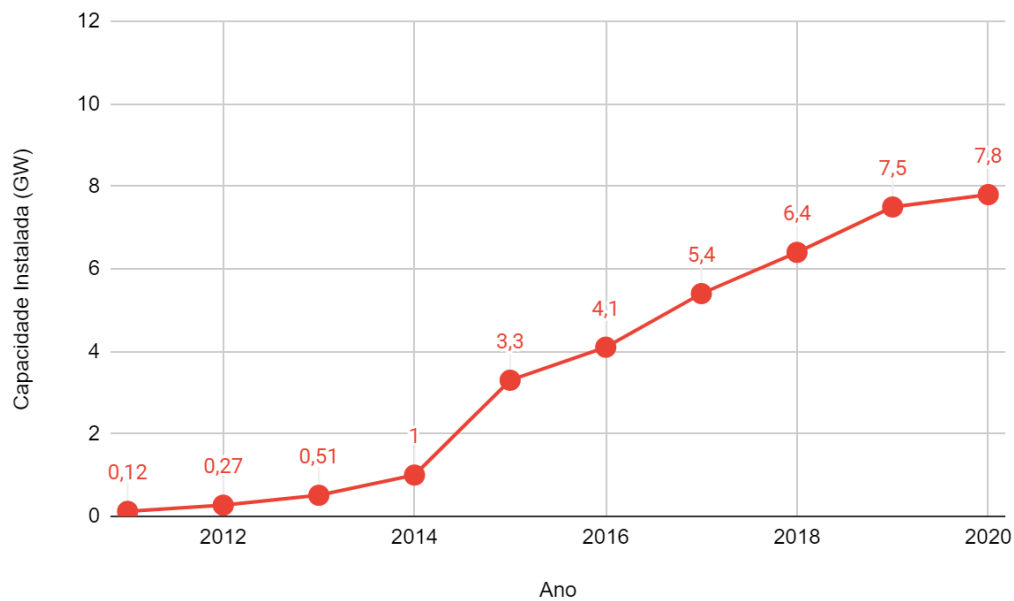


Figura 10 - Evolução da capacidade instalada na Alemanha, período de 2011 a 2020

Fonte: IRENA (2022)

Segundo Shadman *et al.* (2019), a matriz energética brasileira é predominantemente renovável, e, apesar de quase 80% da população brasileira viver próximo ao litoral, o Brasil ainda carece de estudos mais profundos sobre a utilização da costa de mais de 7400km para geração de energia elétrica.

O potencial eólico *offshore* brasileiro pode ser estimado de acordo com a profundidade das águas, para faixas de profundidade de 0-35m temos um potencial de 725 GW, caso considerarmos o valor máximo de profundidade 50m o potencial sobe para 980 GW e para 100m temos 1300GW (PIMENTA *et al.*, 2019)

Tavares *et al.* (2020) conduziram um estudo para estimar o potencial eólico *offshore* nas regiões Sul e Sudeste da costa brasileira, e concluíram que a região possui potencial de produção de 412 TWh/ano se considerarmos instalações feitas em águas com até 50m de profundidade. O estudo também menciona que a região Sul possui regiões mais propícias para instalação de UEOs, uma vez que a profundidade das águas impacta diretamente nos custos do projeto e, pode comprometer a viabilidade do projeto.

Pimenta *et al.* (2019) classificam algumas regiões do litoral brasileira como nobres para geração eólica *offshore*, pois combinam grandes áreas com até 100m de profundidade e com velocidade dos ventos constantes, são consideradas áreas nobres: Amapá, Pará e Maranhão. Juntos, estes estados têm capacidade potencial de 592 GW em águas rasas (até 100m de

profundidade), o que corresponde a quase 44% do potencial de todo país para esta faixa de profundidade. Outros estados que possuem um bom potencial *offshore* são: Ceará (86,7 GW), Rio Grande do Norte (34,9 GW) e Rio Grande do Sul (59,5 GW). A Figura 11, elaborada pela EPE, corrobora com os resultados citados acima, onde as regiões mais avermelhadas representam as áreas da costa brasileira com maiores velocidades de vento (EPE, 2020).

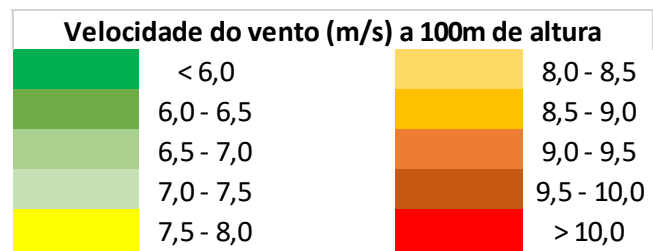
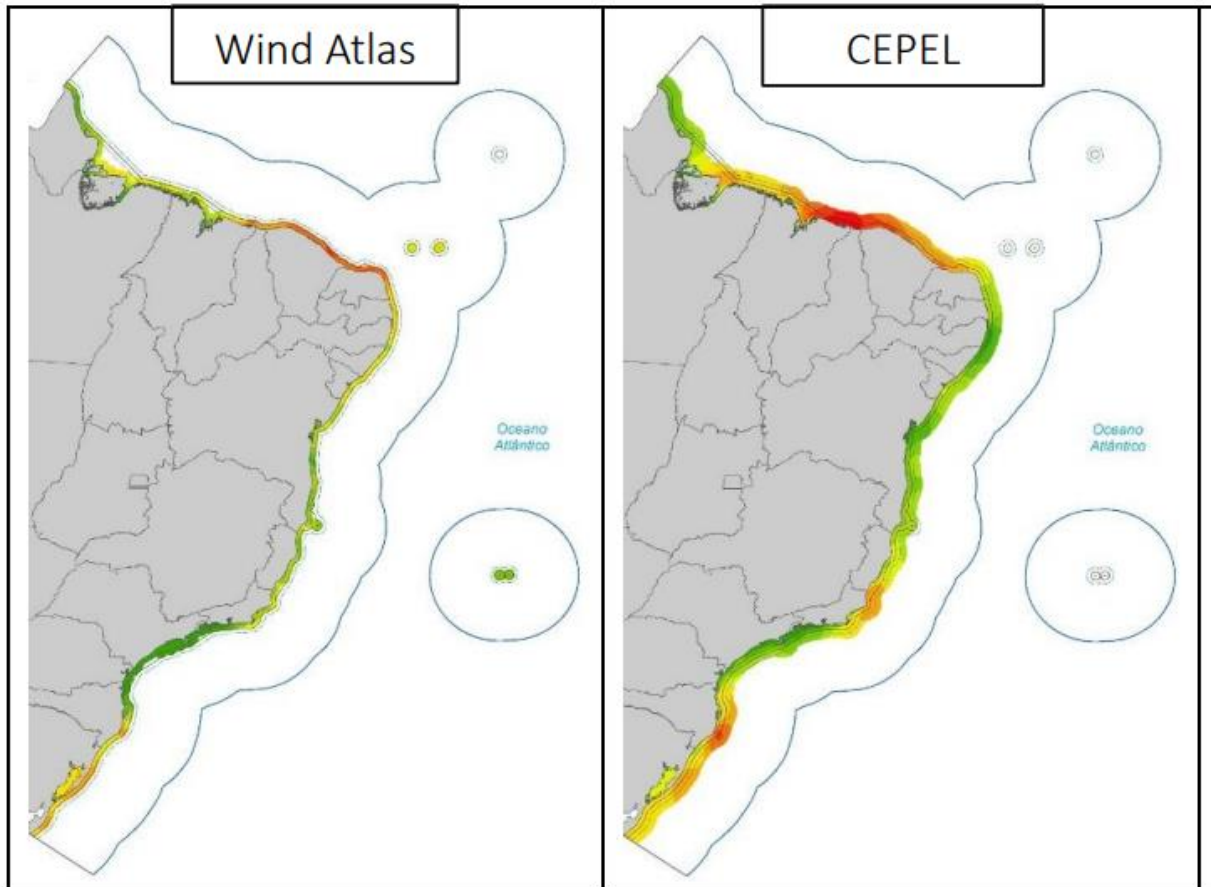


Figura 11 - Mapa eólico offshore da costa brasileira

Fonte: EPE (2020)

Movimentações para implementação de projetos eólicos *offshore* no Brasil já podem ser percebidas. Em 2019 o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis (IBAMA) conduziu em parceria com a União Europeia (UE) estudos relacionados



às permissões ambientais necessárias o licenciamento de UEOs em águas brasileiras, tais permissões são relevantes para que possíveis impactos ambientais negativos sejam mitigados ao longo do projeto. Mais recentemente o IBAMA está estudando o licenciamento de cinco UEOs, com mais de 300 MW de capacidade instalada, sendo três projetos na costa nordeste, uma na costa sudeste e a última no litoral sul (HERNANDEZ *et al.*, 2021).

No ano de 2020, a EPE publicou um documento importante, o *Roadmap Eólica Offshore Brasil*, que contém informações como áreas nobres para eólicas *offshore*, o potencial da costa brasileira para geração de energia elétrica a partir da fonte eólica, e os custos envolvidos na construção de uma UEO. Porém, o documento não traz objetivos específicos para o futuro do setor eólico *offshore* (EPE, 2020). Também em 2020 o MME lançou o PNE 2050, onde fica claro que a construção de uma UEO seria a última fronteira tecnológica de implementação na matriz energética brasileira, o PNE 2050 não aponta próximos passos ou objetivos de implementação de UEOs em águas nacionais, porém, o documento questiona qual a competitividade da fonte eólica *offshore* em relação a outras fontes já consolidadas (MME, 2020)

Em 2021, o congresso brasileiro começou a discutir o Projeto de Lei número 576 (PL) que autoriza a exploração de recursos *offshore*, assim consideradas as localizadas em área do Mar Territorial, da Plataforma Continental, da Zona Econômica Exclusiva (ZEE) ou de outros corpos de água sob domínio da União. O projeto ainda está tramitando pelo senado, porém, já conseguiu aprovações importantes ao longo de 2021 e 2022.

## 2.4 Principais componentes de uma UEO

Nesta seção é utilizado como referência o manual *Guide to an offshore wind farm* (BVG Associates, 2019) encomendado pela The Crown State, empresa britânica que administra as UEOs situadas nas águas pertencentes ao Reino Unido. O manual serve como um guia para atores que queiram desenvolver projetos de UEOs, e detalha os principais componentes do projeto e suas funções. Vale mencionar que não existe apenas uma maneira de executar um projeto de UEO, pois cada projeto pode possuir uma natureza específica dependendo do seu contexto.

### 2.4.1 Turbina eólica

A turbina eólica é o principal componente da UEO, pois é responsável pela transformação da energia cinética do vento em energia elétrica para a rede. A maioria dos modelos possui três pás, e possuem dimensões maiores em comparação as turbinas *onshore*, o que as tornam mais caras e difíceis de produzir. Devido à grande barreira de entrada, as turbinas eólicas *offshore* possuem menos fornecedores e demanda menor do que as turbinas eólicas *onshore*. Os fornecedores de turbinas *offshore* visam aumentar a confiabilidade, facilidade de manutenção e diminuir restrições ligadas ao transporte, impacto visual e ruídos gerados pela turbina.

As turbinas eólicas *offshore* são projetadas para operar cerca de 25 anos, e tem a expectativa de funcionar durante 90% do tempo. A principal falha que pode ocorrer na operação é devida as tempestades marítimas, por isso, é usual que turbinas eólicas *offshore* necessitem ter certificações e passar por auditorias independentes para atestar que as turbinas estejam com todos os requisitos técnicos em conformidade.

Conforme mostrado na Figura 12, uma turbina eólica *offshore* possui três principais componentes: pás, nacele e a torre. As pás são responsáveis pela captura da energia cinética do vento, ao passo que a nacele faz a conversão da energia cinética para elétrica, e a torre tem como função principal sustentar o conjunto da turbina em alto mar.

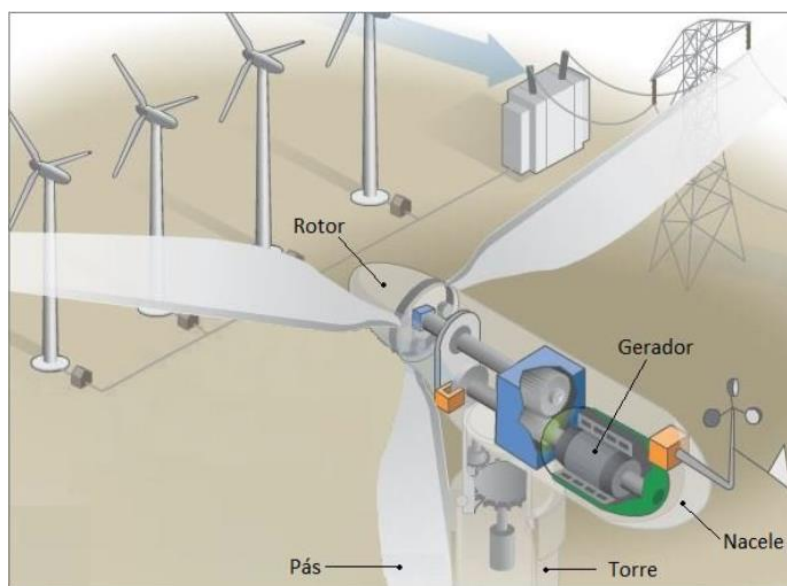


Figura 12 - Principais componentes de uma turbina offshore

Fonte: Beraldo, 2019.

Vale salientar que a nacele possui diversos componentes internos, como caixas de engrenagens, rolamentos e eixos que são responsáveis por transformar a energia cinética em elétrica. A nacele é projetada para possuir a menor massa possível, aliada a uma facilidade de manutenção, haja visto que este é o componente que mais possui peças acopladas.

## 2.4.2 Sistema de cabos

O sistema de cabos é responsável por conectar a energia elétrica gerada pelas turbinas a rede local. Segundo Gulski *et al.* (2021) os cabos devem ser revestidos de materiais isolantes, para isso os materiais mais comumente utilizados são o polietileno reticulado e fibras a base de papel em projetos mais antigos. Os materiais condutores mais utilizados são o cobre e o alumínio. Na Figura 13 podemos observar como é montado o cabeamento de uma UEO, que deve ser resistente as intemperes do oceano.

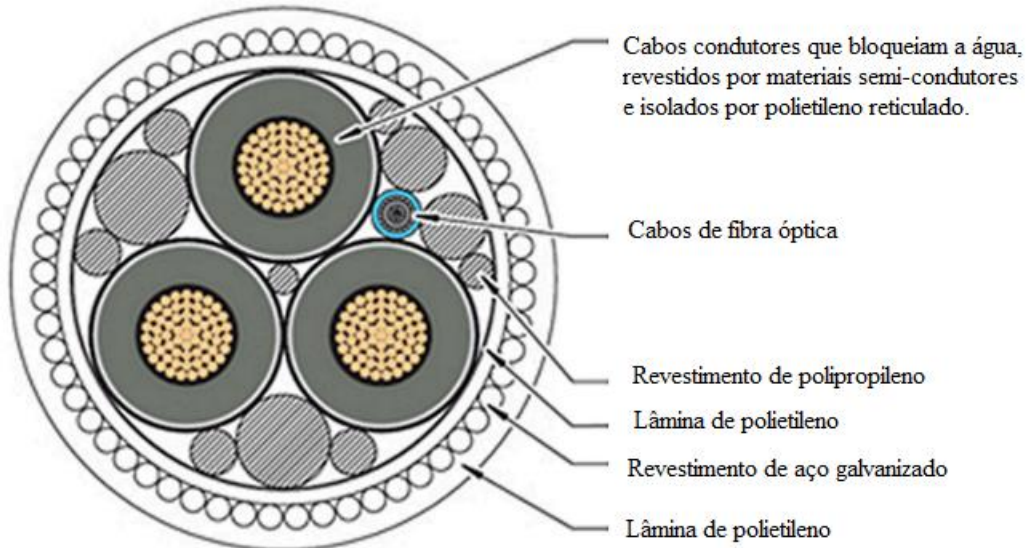


Figura 13 - Ilustração dos cabos utilizados em UEOs

Fonte: Gulski *et al.* (2021)

Vale salientar que quanto maior a distância da costa, maior serão os gastos com o sistema de cabos. De acordo com Lozer, Mazetto e Silva (2020) quanto maior o comprimento

dos cabos, mais cara a UEO pode se tornar, ou seja, a distância da costa é um dos fatores relevantes para o CAPEX do projeto.

### 2.4.3 Fundação das turbinas

Segundo Wu *et al.* (2019) atualmente a maior parte das UEOs possui fundação fixa, isto é, existe uma estrutura submersa abaixo da turbina que une o chão marítimo e a torre da turbina. Estas estruturas são caras e podem se tornar economicamente inviáveis para profundidades acima de 50 metros. Os tipos de fundação mais comuns, conforme a Figura 14, são: por gravidade, monopilar, tripé e com estaca.

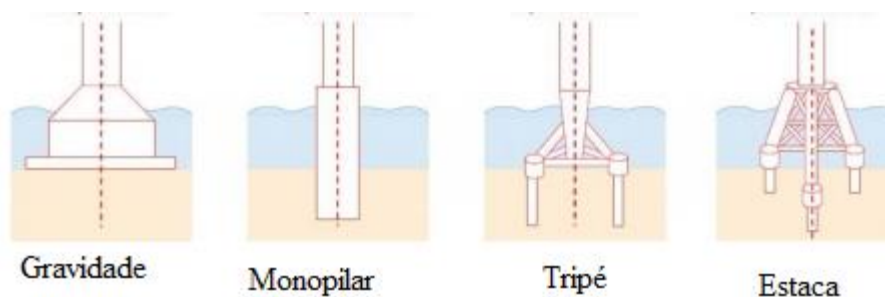


Figura 14 - Tipos mais comuns de fundação de turbinas

Fonte: Wu *et al.* (2019)

A fundação por gravidade costuma ser implementada em profundidades mais rasas, até 10 metros, e é mais comum em projetos mais antigos (até 2011). A fundação por gravidade é relativamente simples de ser projetada, haja visto que deve ser construída sendo capaz de suportar o peso da estrutura da turbina, e impossibilitando que haja movimentações bruscas da estrutura. Outro ponto relevante para construção de fundações por gravidade é que o solo marítimo deve ser (preferencialmente) constituído por argila, areia ou rochas (Wu *et al.*, 2019).

As bases monopilares são indicadas para profundidades de 20 a 40 metros, sendo basicamente um cilindro de diâmetro de 3 a 8 metros que é inserido no chão oceânico por meio de martelos de impacto ou escavadeiras vibratórias dependendo de qual o tipo do solo em questão. Estruturas monopilares são amplamente utilizadas devido a sua facilidade de manufatura, baixo custo e praticidade para implantação durante o projeto (Wu *et al.*, 2019).

Já a fundação do tipo tripé é constituída por três canos metálicos em formato de triângulo equilátero, fazendo com que haja maior distribuição de cargas após a instalação da turbina. Fundações do tipo tripé costumam ser utilizadas em profundidades de 10 a 35 metros (Wu *et al.*, 2019).

Por fim, o tipo estaca é construído utilizando uma estrutura de tubos metálicos que é fixado no chão oceânico. Estruturas deste tipo podem ser relativamente baratas em termos de matéria prima, mas os custos ligados ao armazenamento, instalação e logística podem encarecer a utilização das estacas. Em termos de profundidade este tipo de fundação é muito versátil, e pode ser instalado de 5 a 50 metros.

#### **2.4.4 Subestação *offshore***

A subestação *offshore* é utilizada para reduzir as perdas pela transmissão dos cabos elétricos antes de transportar a energia para a estação em terra. Porém, com o avanço tecnológico e a criação de cabos que reduzem as perdas por transmissão, esta estrutura pode ser opcional para UEOs próximas a costa e até 300 MW de potência instalada.

#### **2.4.5 Subestação *onshore***

A estação *onshore* normalmente é a primeira etapa do projeto a ser construída, deve ser próxima a UEO (até 60km, para redução de custos) e para mitigar riscos de conexão com a rede, deve ser construída até um ano antes do início do projeto da UEO. Sua função principal é transformar a energia elétrica gerada pela UEO em energia para a rede elétrica local.

Uma estação *onshore* deve conter os seguintes elementos básicos: transformadores de alta-tensão, sistemas para gerenciamento do reator, sala de controle, escritório e um depósito, conforme demonstrado na Figura 15.



Figura 15 - Estação onshore de Beatrice, Reino Unido.

Fonte: Ofgem, 2018

## 3. Técnicas e Estimativas Utilizadas na Modelagem

### 3.1 Geração de energia eólica por turbinas

De acordo com Tong (2010), os ventos são um fenômeno que ocorrem devido a diferenças do gradiente de pressão atmosférica, quanto maior o gradiente, maior será a velocidade dos ventos da região. O uso de turbinas para extrair energia do vento data de 1888, quando Charles Brush construiu a primeira turbina, capaz de gerar cerca de 12kW. Designs mais modernos começaram a ser desenvolvidos a partir de 1950 na Dinamarca, e atualmente as turbinas são capazes de suportar altas velocidades de vento e gerar energia na ordem dos MWh.

Fundamentalmente, a energia gerada pelas turbinas eólicas é cinética (Tong, 2010), expressada pela Equação (1).

$$E = \frac{1}{2}mv^2 \quad (1)$$

Onde,  $E$  é a energia gerada pela turbina em Joules (J),  $m$  representa a massa de ar e  $v$  é a velocidade do vento. Para obtermos a fórmula da energia gerada em Watts, basta derivar a Equação 1 em relação a tempo, para obtermos a Equação (2).

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3 \quad (2)$$

Onde,  $P$  é a potência gerada,  $\rho$  é a densidade do ar,  $A$  indica a área transversal das pás e  $v$  corresponde a velocidade do vento. Neste caso, a área transversal das pás da turbina deve ser levada em conta pois apenas uma fração da massa de ar em forma de vento é convertida em energia. Para efetuar o cálculo da área transversal das pás, devemos utilizar a Equação (3).

$$A = \pi l(l + 2r) \quad (3)$$

Sendo  $l$  o comprimento das pás e  $r$  o raio do eixo. Desta forma, observa-se que as dimensões das pás e da área de varredura da turbina são diretamente proporcionais a geração de energia, assim como a velocidade do vento e a densidade do ar.

Um dos aspectos importantes para efetuar o cálculo de potência gerada por uma turbina eólica é a sua curva de potência, que, de forma geral, possui três pontos importantes: velocidade de corte mínima, velocidade nominal e velocidade de corte máxima, conforme indicado na Figura 16. Ou seja, cada modelo de turbina exige uma velocidade eólica mínima para que possa

gerar energia, e por outro lado, caso a velocidade seja muito elevada a turbina também não irá gerar energia, o ideal é que a turbina opere em sua velocidade nominal, pois nesta faixa de velocidade a turbina irá gerar o máximo de energia possível.

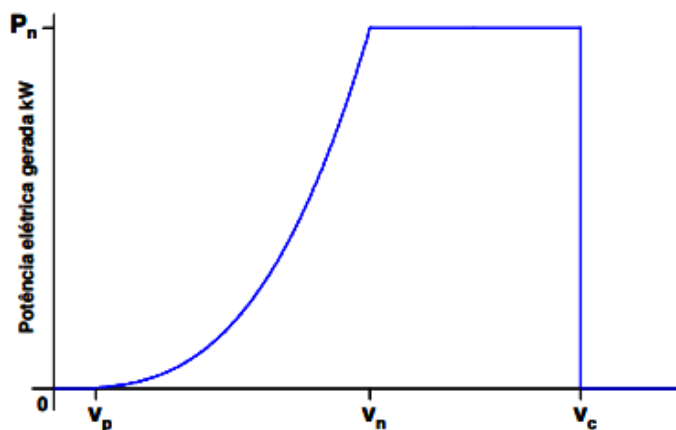


Figura 16 - Curva genérica de potência de uma turbina eólica

Fonte: Pessanha, Fragoso e Beltrão (2009)

Porém, como no catálogo das turbinas é raramente possível encontrar os valores de coeficiente de potência para cada nível de velocidade de vento, foi necessário utilizar o gráfico de estimativa de geração de energia anual para chegar a uma regressão linear cúbica, que nos fornece uma equação referente à produção de energia eólica, em MWh, em função da velocidade do vento. A Figura 17 ilustra o gráfico fornecido pelo catálogo da fabricante Vestas, modelo V236-15MW<sup>TM</sup> IEC S, considerada neste estudo.

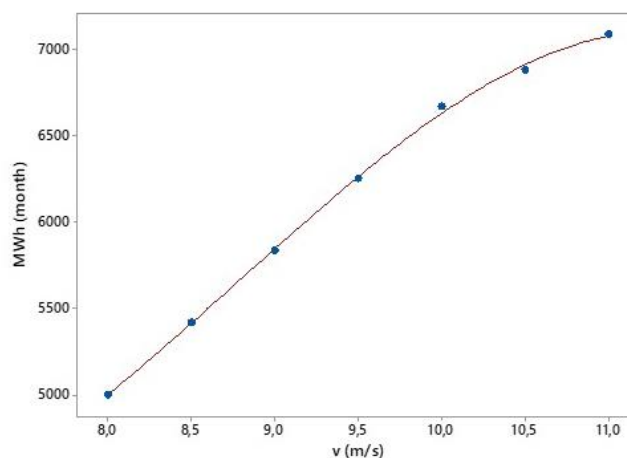


Figura 17 - Gráfico de potência anual Gerada versus Velocidade do vento

Fonte: Catálogo Vestas, modelo V236-15MW<sup>TM</sup> IEC S



A partir da regressão linear cúbica no gráfico contido na Figura 17, podemos calcular a energia mensal gerada em função da velocidade através da Equação (4).

$$\text{Geração mensal de energia (MWh)} = 3,16 - 1,24v + 0,28v^2 - 0,0128v^3 \quad (4)$$

Outro fator importante para o cálculo da potência gerada pelas turbinas são as perdas envolvidas. Neste trabalho serão considerados três tipos de perdas: perdas por arrasto, perdas de transmissão e perdas mecânicas da turbina (eficiência da turbina).

O efeito do arrasto gera fluxos turbulentos entre as turbinas que se encontram próximas, podendo diminuir a eficiência da geração elétrica da usina (ARABGOLARCHEH, JANNESARAMAHDI e BENINI, 2021). Tal efeito acontece após a turbina extrair a velocidade do fluxo de vento livre, ocasionando uma região com menor velocidade logo após a turbina, conforme demonstrado na Figura 18, onde as regiões com as cores mais azuladas possuem velocidades menores devido ao efeito de arrasto (ZHU *et al.*, 2022)

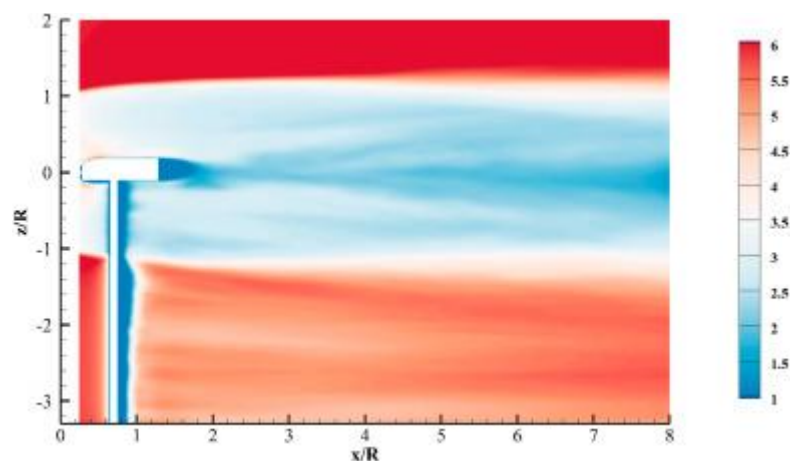


Figura 18 - Representação de perdas devido ao arrasto

Fonte: Zhu *et al.* (2022)

De acordo com Barthelmie *et al.* (2006) as perdas devido ao arrasto das turbinas podem variar de 5% a 15% de perdas considerando a geração global da UEO, este parâmetro é diretamente proporcional a distância entre as turbinas na UEO. No estudo de Barthelmie *et al.* (2006) as distâncias variavam entre 1,7 a 7,6 vezes o diâmetro da turbina utilizada, vale salientar

que esta distância afeta diretamente os custos da UEO, haja visto que quanto maior for a distância entre as turbinas, também serão necessários mais cabos para conexão na rede.

As perdas por transmissão devido aos grandes comprimentos dos cabos elétricos que ligam as turbinas a rede elétrica podem variar de 4% a 7% (FARAHMAND *et al.*, 2011). Ao passo que o coeficiente aerodinâmico do rotor ( $C_p$ ) pode ser considerado próximo a 0,45, e a eficiência do conjunto gerador e transmissão varia de 0,93 a 0,98 (AMARANTE *et al.*, 2003).

Sendo assim, para o cálculo mais preciso da potência gerada por uma UEO, devemos inserir as perdas mencionadas nesta seção, em um primeiro momento será feito um cálculo determinístico, utilizando valores médios selecionados.

### 3.2 Incerteza da velocidade dos ventos

Como a velocidade do vento é imprevisível, seja pela localização ou pelo tempo, é muito difícil prever com exatidão o valor desta variável, por isso, é necessário lançar mão de distribuições estatísticas para inserir esta variável nos cálculos da potência (SHU, LI e CHAN, 2015). Segundo Coelingh, Wijk e Holtslag (1996), a distribuição Weibull pode ser aplicada para demonstrar a distribuição estatística da velocidade do vento ao longo do tempo. O modelo Weibull segue a seguinte Equação (5).

$$f(V) = \left(\frac{k}{c}\right) \left(\frac{V}{c}\right)^{k-1} \exp\left[-\left(\frac{V}{c}\right)^k\right], \text{ onde } v > 0, c > 0 \text{ e } k > 0 \quad (5)$$

Onde  $f(V)$  representa a função de distribuição de probabilidade da velocidade  $V$ , e os parâmetros  $c$  e  $k$  representam constantes dependentes da geografia do local escolhido para o projeto. Estes valores podem ser extraídos do Atlas do Potencial Eólico Brasileiro (CEPEL, 2013).

Neste estudo iremos utilizar a base de dados aberta da *National Aeronautics and Space Administration* (NASA), haja visto que esta fonte possui dados desde 1981 para cada mês do ano, bastando inserir a latitude e longitude de um ponto escolhido para extrair as séries históricas mensais de velocidade média de vento.

### 3.3 Etapas da construção de uma UEO

De acordo com Maienza *et al.* (2020) o ciclo de custos de uma UEO pode ser dividido em três fases principais: CAPEX, OPEX e DECEX. Sendo que o CAPEX é a etapa onde são alocados mais recursos financeiros, uma vez que são realizados todos os investimentos para que a turbina possa entrar em operação, podendo ser responsável por até 80% dos custos totais de uma UEO. Já o OPEX é a etapa onde são incorridos os custos de operação e manutenção da UEO, e podem ser aproximadamente de 3.5% dos custos de CAPEX do projeto (CARROLL *et al.*, 2017). E por fim, o DECEX se refere aos custos de descomissionamento da UEO, podendo chegar de 1% a 3% dos custos totais.

Cada etapa descrita no parágrafo acima pode possuir diversas subfases, conforme a Figura 19 demonstra (SHAFIE, BRENNAN e ESPINOSA, 2016).



Figura 19 - Fases e subfases da construção de uma UEO

Fonte: Shafie, Brennan e Espinosa, 2016.

Segundo um estudo conduzido pela *BVG Associates* (2021), em um projeto de UEO implantado nos Estados Unidos, mais precisamente no estado da Carolina do Norte, os custos associados ao CAPEX foram de 57%, OPEX 38% e DECEX 5%, conforme demonstrado na Figura 20. Vale salientar que pode haver variações para cada projeto, em virtude que UEOs não são construções facilmente replicáveis, e cada localidade pode oferecer singularidades em comparação a outros projetos.

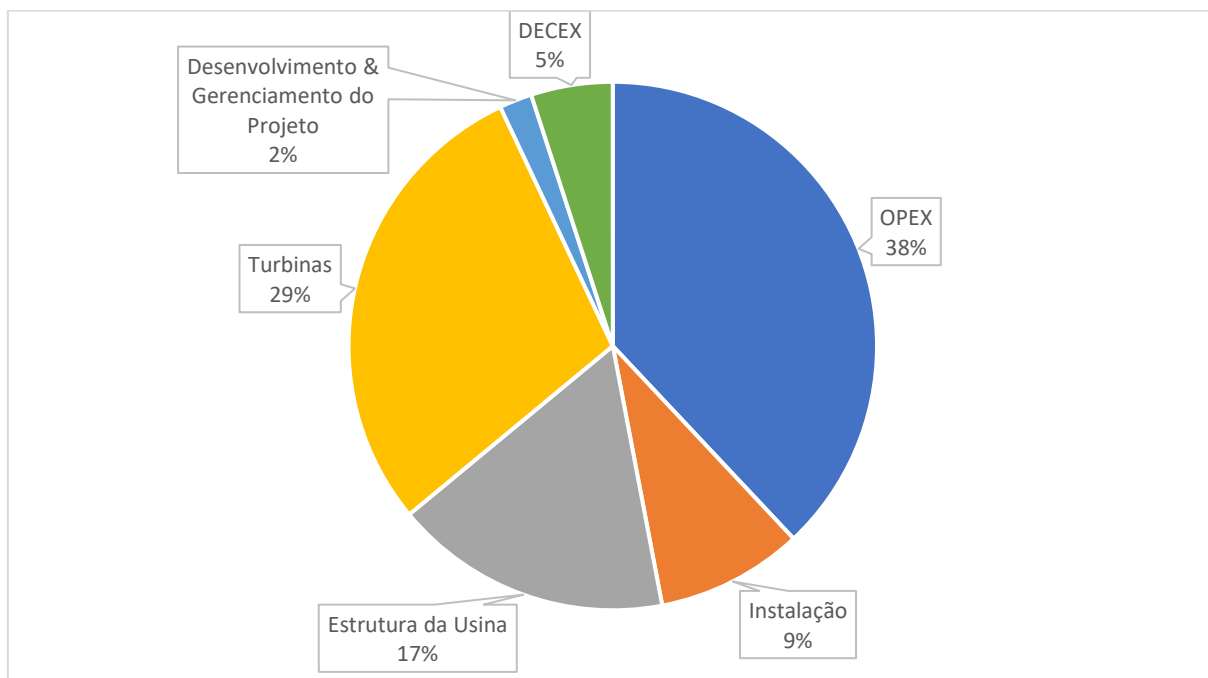


Figura 20 - Custos associados ao projeto da UEO na Carolina do Norte, EUA

Fonte: *BVG Associates*, 2021

Durante a etapa do CAPEX, os gastos mais significativos estão relacionados com a aquisição das turbinas (cerca de 44% do valor do CAPEX), em conjunto com as estruturas e subestruturas necessárias para operação (representando um valor próximo a 33% do CAPEX total), conforme demonstrado na Figura 21. Reforçando a importância de avaliar as melhores soluções para diminuir os valores associados a estas duas etapas do CAPEX (REIS, MAZETTO e SILVA, 2020).

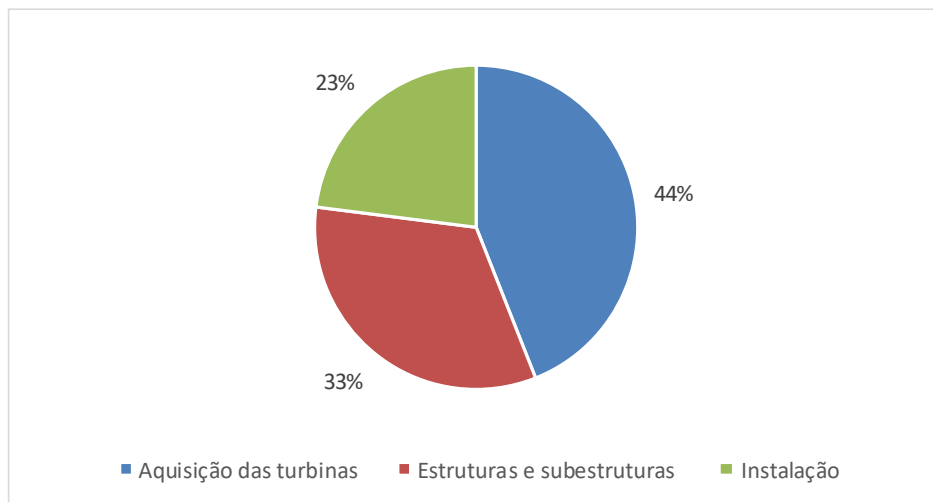


Figura 21 - Gráfico do CAPEX de uma UEO

Fonte: Adaptado pelo autor

### 3.4 Estimativa de custos

Nesta seção será utilizada a pesquisa conduzida por Gonzalez-Rodriguez (2017) e Lozer, Mazetto e Silva (2020) onde são feitas estimativas de custos para as etapas mais representativas da construção de uma UEO. Os autores apresentam uma série de equações cujo resultado é uma aproximação do preço de cada componente. Vale salientar que este estudo foi realizado com valores de 2016, portanto, deve-se considerar correções pela inflação desde este período, e os valores dos custos estão representados em milhares de euros (k€).

#### 3.4.1 Turbinas

O custo das turbinas envolve três fatores: custo de aquisição (85%), custo da instalação elétrica (10%), e custo de transporte e montagem (5%). Apesar do custo de transporte ser diretamente proporcional à distância, este custo é o menos representativo em comparação aos outros, e não tem tanto impacto no geral quanto os custos relativos à aquisição e instalação elétrica. Neste sentido, para cálculo do custo das turbinas a Equação (6) é utilizada.

$$CAPEX_{WT} (k\text{€}_{2016}) = 1374 \times P^{0,87} \quad (6)$$

Onde a variável  $P$  representa a potência instalada na UEO em MW (símbolo válido para todas as outras equações).

### 3.4.2 Fundação

A fundação tem como custos principais o transporte, instalação e proteções feitas para evitar que a fundação da UEO sofra corrosões e sedimentações. É importante salientar que o custo da fundação é diretamente atrelado a qual o tipo de estrutura foi selecionado, e também a profundidade selecionada para o projeto. Sendo assim, a Equação (7) pode ser utilizada para estimar os custos da fundação por estaca.

$$CAPEX_{fund} (k\text{€}_{2016}) = (0,9181 \times PA^2 - 31,43 \times PA + 747,40) \times P \quad (7)$$

Onde o parâmetro  $PA$  é profundidade das águas no local do projeto em metros.

### 3.4.3 Desenvolvimento do projeto e sistemas de supervisão

Custos relativos ao desenvolvimento, planejamento e administração do projeto também devem ser levados em consideração, bem como a aquisição do Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados (SCADA), que será indispensável para monitorar a geração energética da UEO durante sua operação. Para o cálculo destes dois custos, temos as Equações (8) e (9), respectivamente:

$$CAPEX_{eng.adm.plan} (k\text{€}_{2016}) = 120 \times P \quad (8)$$

$$CAPEX_{SCADA} (k\text{€}_{2016}) = 50,5 \times N \quad (9)$$

Onde  $N$  representa o número de turbinas contidas no projeto da UEO.

### 3.4.4 Cabos

Segundo Rodrigues *et al.* (2016) existem basicamente dois tipos de cabos em uma UEO: os cabos de coleção, responsáveis por interligar as turbinas entre si, e os cabos de transmissão, que fazem o transporte da energia gerada pela UEO para a subestação *onshore*. O esquema demonstrado na Figura 22 ilustra os cabos nos índices (b) e (c).

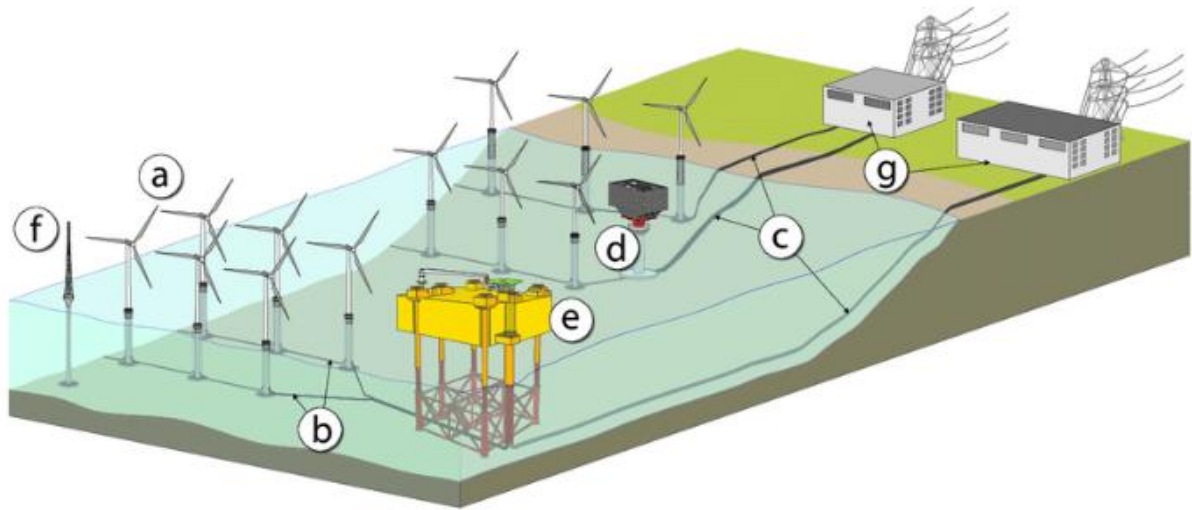


Figura 22 - Esquema simplificado de uma UEO

Fonte: Rodrigues *et al.* (2016)

Para o cálculo dos custos dos cabos de coleção, foram separados por aquisição e instalação. As Equações (10) e (11) são utilizadas para o cálculo.

$$CAPEX_{cabos\ coleção\ (aq.)} (k\text{€}_{2016}) = [4,260 \times 10^{-4} \times A + 2,324 \times 10^{-1}] \times L_c \quad (10)$$

$$CAPEX_{cabos\ coleção\ (inst.)} (k\text{€}_{2016}) = [4,26 \times 10^{-4} \times A + 2,32 \times 10^{-1}] \times L_c \quad (11)$$

Onde  $A$  representa a área transversal dos cabos (em  $\text{mm}^2$ ) e  $L_c$  o comprimento total dos cabos do sistema de coleta (em m).

Os cabos de transmissão são separados em *onshore* e *offshore*, e são calculados segundo as Equações (12), (13), (14) e (15), respectivamente.

Cabos de transmissão *offshore*:

$$\begin{aligned}
& CAPEX_{cabos\ trans.\ offshore\ (aq.)} (k\text{€}_{2016}) \\
& = [3,3565 \times 10^{-3} \times P + 8,3872 \times 10^{-2}] \times L_{eo}
\end{aligned} \tag{12}$$

$$\begin{aligned}
& CAPEX_{cabos\ trans.\ offshore\ (inst.)} (k\text{€}_{2016}) \\
& = [-6,3180 \times 10^{-4} \times P + 3,8125 \times 10^{-1}] \times L_{eo}
\end{aligned} \tag{13}$$

Cabos de transmissão *onshore*:

$$\begin{aligned}
& CAPEX_{cabos\ trans.\ onshore\ (aq.)} (k\text{€}_{2016}) \\
& = 0,25 \times [3,3565 \times 10^{-3} \times P + 8,3872 \times 10^{-2}] \times L_{en}
\end{aligned} \tag{14}$$

$$CAPEX_{cabos\ trans.\ onshore\ (inst.)} (k\text{€}_{2016}) = 0,530 \times L_{en} \tag{15}$$

Onde  $L_{eo}$  e  $L_{en}$  representam, respectivamente, o comprimento dos cabos de transmissão *offshore* e *onshore*.

### 3.5 Cálculo do WACC e CAPM

Segundo Hawawini e Viallet (2010), o custo de capital de um projeto é fundamentalmente determinado pelo risco do projeto, que pode ser classificado em duas categorias: projeto possui risco semelhante ao da empresa financiadora ou o projeto não possui risco semelhante ao perfil da empresa investidora.

Por exemplo, se uma empresa do setor de energia iniciar um projeto de uma nova usina, este projeto terá o perfil de risco semelhante ao da empresa investidora, haja visto que tanto a empresa, quanto a usina se encontram em um mesmo setor da indústria. Porém, caso uma empresa de telefonia resolva criar o mesmo projeto de usina para geração de energia, o risco do projeto é diferente do risco da empresa em questão, logo o risco utilizado deverá ser o da usina a ser construída.

Sendo assim, Hawawini e Viallet (2010) definem como custo médio ponderado de capital (WACC) o retorno mínimo que o projeto ou empresa deve retornar para seus investidores, sejam eles sócios do empreendimento ou credores que emprestaram recursos para



execução do projeto (bancos, financeiras, governo etc.). A Equação (16) representa o cálculo do WACC:

$$WACC = k_d(1 - T_c)\frac{D}{E + D} + k_e\frac{E}{E + D} \quad (16)$$

Onde  $(D / E+D)$  e  $(E / E+D)$  são, respectivamente, os quocientes de capital de terceiros e capital próprio,  $k_d$  é o custo do capital de terceiros,  $k_e$  é o custo de capital próprio e  $T_c$  é a alíquota marginal de imposto de renda de pessoa jurídica.

O custo de capital próprio pode ser estimado através do modelo *Capital Asset Pricing Model* (CAPM), que leva em consideração os prêmios do mercado e as taxas livre de risco (SHARPE, 1964; LINTNER, 1965; MOSSIN, 1966). Entretanto, Hawawini e Viallet (2010) afirmam que o modelo CAPM serve apenas para uma estimativa, visto que as atividades de uma empresa se estendem por muitos anos, é praticamente impossível prever o cenário econômico de longo prazo. Para cálculo do CAPM, é utilizada a Equação (17).

$$CAPM (k_e) = R_F + \beta(R_M - R_F) \quad (17)$$

Onde  $R_F$  e  $R_M$  são, respectivamente, o prêmio livre de risco e o prêmio do mercado; e a variável  $\beta$  é a volatilidade do projeto ou ação que está sendo estudada. Graficamente, o modelo CAPM pode ser representado por uma reta linear, conforme a Figura 23, cuja inclinação é representada por  $\beta$ .

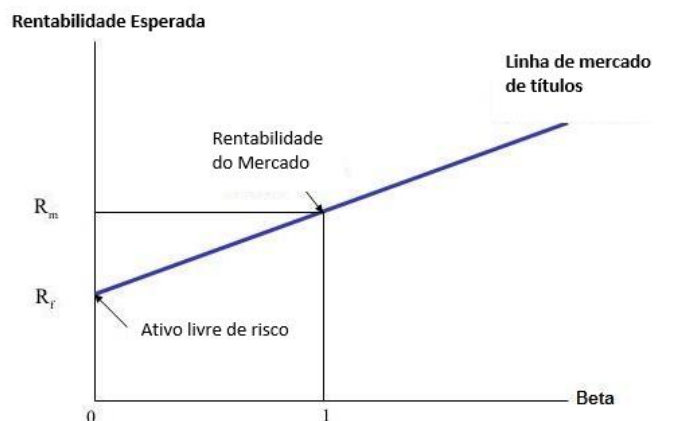


Figura 23 - Representação gráfica do CAPM

Fonte: Adaptado Hawawini e Viallet (2010)

### 3.6 Cálculo do LCOE

De acordo com Venegas-Cantarero *et al.* (2022) apesar do crescimento das tecnologias alternativas para geração de energia elétrica, ainda existem muitos desafios para que elas sejam mais difundidas, como por exemplo eficiência e confiabilidade (inerentes de tecnologias emergentes). Além disso, também existem problemas devido à grande complexidade imposta por projetos offshore, que, em comparação com projetos *onshore* e solar fotovoltaico, ainda não possuem um custo competitivo.

Para mensurar a competitividade das fontes alternativas emergentes, o índice mais utilizado é o LCOE, ou custo nivelado de energia em tradução livre, que desconta a data presente os valores de fluxo de caixa gerados pelo projeto como um todo. Em projetos eólicos offshore, as etapas usuais são: desenvolvimento e concessão, produção e aquisição, instalação e comissionamento, operação, manutenção, impostos e por fim o descomissionamento (MYHR *et al.*, 2014). O LCOE pode ser calculado através da Equação (18).

$$LCOE = \frac{\sum_{t=0}^n \frac{l_t + M_t}{(1+r)^t}}{\sum_{t=0}^n \frac{E_t}{(1+r)^t}} \quad (18)$$

Onde  $l_t$  indica o investimento feito no período  $t$  em unidades monetárias,  $M_t$  são os custos de operação e manutenção no período  $t$  em unidades monetárias,  $E_t$  representa a energia gerada no período  $t$  e por fim  $r$  indica a taxa de desconto avaliada para o projeto (MYHR *et al.*, 2014).

Apesar da grande popularidade do LCOE para mensuração de projetos energéticos, este índice pode ter sensibilidade em relação a tecnologia avaliada, bem como premissas que podem ser incertas (exemplo: duração do projeto e taxa de desconto) (BEHRENS *et al.*, 2012), mesmo assim podem ser utilizadas para comparativos, especialmente em estágios recentes da tecnologia este índice pode ser utilizado como fundamento para desenvolvimento de estudos futuros e novas pesquisas (ALDERSEY-WILLIAMS, BROADBENT e STRACHAN, 2018).

Outra variável relevante que pode impactar o cálculo dos critérios de viabilidade é o *Decommissioning Expenditure* (DECEX), que representa o custo de descomissionamento da UEO, e pode atingir valores de 2% a 3% do CAPEX, portanto, deve ser considerado nos cálculos de viabilidade econômica do projeto (DIHN *et al.* 2020) (MCDONAGH *et al.*, 2020).

Também vale mencionar que por se tratar de um projeto sem emissões de carbono, é possível pleitear créditos de carbono que devem ser considerados no cálculo do LCOE, podendo diminuir seu valor e melhorar a viabilidade econômica do projeto (OUEDRAOGO *et al.* 2015)

De acordo com Ioannou, Angus e Brennan (2017) normalmente os modelos para cálculo de LCOE são determinísticos, isto é, geram resultados levando em consideração apenas um determinado cenário, com premissas bem estabelecidas. Porém, na realidade alguns parâmetros de entrada podem variar com o passar do tempo, como a velocidade do vento, fazendo com que o modelo determinístico não seja necessariamente a melhor avaliação do LCOE. Ao invés disso, é recomendado que o modelo preveja uma probabilidade de valores possíveis para os parâmetros de entrada, resultando em uma análise estocástica mais realista.

### **3.8 Simulação de Monte Carlo**

A estimativa dos fluxos de caixa para um projeto de investimento em UEO é cercada de diversas fontes de incerteza. Caralis *et al.* (2016) elencou que as incertezas podem ser internas e externas. As internas fazem referência as condições do projeto em si, por exemplo: profundidade em que a UEO será instalada, condições sísmicas da costa, potencial eólico do local, aprovação do projeto e integração com a rede elétrica. Já as incertezas externas estão ligadas aos fatores que independem do projeto, como: continuidade das FiT, linhas de crédito especiais para projetos deste tipo e aceitabilidade social, custo dos equipamentos e matérias primas utilizadas para construção da UEO.

Liu *et al.* (2021) também complementa que fatores como maturidade da tecnologia do setor e o preço da eletricidade no mercado também podem gerar riscos para a viabilidade no projeto. Conforme um país instala mais UEOs, a tecnologia se torna mais difundida e os preços do investimento vão se tornando mais eficientes, seguindo uma curva ascendente de aprendizado chamada pelos autores de “fazer para aprender” (*learn by doing*)

Em razão do grande número de variáveis que podem afetar na receita de uma UEO, e consequentemente em sua viabilidade econômica, a simulação de Monte Carlo se tornou uma ferramenta útil para avaliar a viabilidade econômica de projetos deste tipo. A simulação de Monte Carlo permite a geração de valores aleatórios seguindo uma distribuição probabilística de diversos dados de entrada, fazendo com que sejam gerados resultados aleatórios seguindo um modelo probabilístico. Os resultados aleatórios gerados permitem a avaliação de diversos

cenários que podem ocorrer ao longo da vida útil do projeto (FALCONETT e NAGASAKA, 2009).

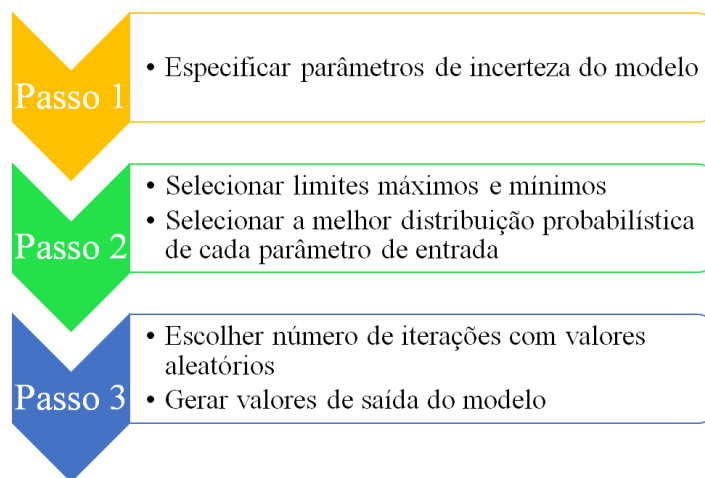


Figura 24 - Passos para execução de uma simulação de Monte Carlo

Fonte: Adaptado Caralis *et al.* (2016)

A incerteza da geração elétrica neste tipo de projeto pode aumentar a complexidade para legisladores e investidores, portanto, é necessário que os modelos propostos sejam capazes de levar em conta possíveis incertezas existentes nos cálculos apresentados (ARNOLD e YILDIZ, 2014). Ou seja, o modelo proposto deve demonstrar para os investidores quais as probabilidades do projeto atingir o valor esperado de LCOE, uma vez que existem diversas variáveis que não possuem um valor exato de aferição. A falta de previsibilidade para os investidores pode ocasionar em riscos não esperados para o projeto.

Através da simulação de Monte Carlo, é possível realizar uma análise estocástica dos valores de LCOE, onde os parâmetros de saída são avaliados múltiplas vezes por meio de uma distribuição probabilística aleatória dos parâmetros de entrada, possibilitando a avaliação da sensibilidade do LCOE para diversos cenários dos parâmetros de entrada (AQUILA *et al.*, 2021).

## 4. Modelagem do LCOE para UEOs na Costa Brasileira

Neste capítulo será apresentada a modelagem do LCOE para as UEOs na costa brasileira. Em um primeiro momento a modelagem será feita de forma determinística, e, posteriormente é apresentada a análise estocástica dos LCOEs através da simulação de Monte Carlo. Para tanto, será descrito cada passo da modelagem, bem como as premissas utilizadas para sua estimativa.

### 4.1 Premissas relevantes

Para dar início a avaliação econômica de uma UEO, é necessário estabelecer algumas premissas que norteiam o projeto, como por exemplo a faixa de potência instalada, distância da costa, profundidade e modelo das turbinas. Neste contexto, as premissas delimitadas foram baseadas nas boas práticas adotadas tanto pelo mercado, e se encontram na Tabela 1.

Tabela 1 - Premissas adotadas para a modelagem

Dado	Valor	Unidade
Potência instalada	300	MW
Potência unitária da turbina	15	MW
Nº de turbinas	20	
Modelo escolhido da turbina	V236-15.0 MW	
Diâmetro do rotor	236	m
Profundidade das águas	30	m
Distância da costa	10000	m
Distância da subestação da costa	2000	m
Diâmetro externo dos cabos de coleção	20,5	mm
Área transversal dos cabos de coleção	330,06	mm <sup>2</sup>
Comprimento cabos de coleção	10620	m
% OPEX/CAPEX	3%	
% DECEX/CAPEX	2%	

Fonte: Autoria própria

O modelo escolhido da turbina é da fabricante Vestas, que foi selecionada levando em consideração sua popularidade no mercado de turbinas *offshore*, bem como a disponibilidade

de informações relativas as dimensões e velocidades de corte. De acordo com o catálogo da turbina selecionada, a velocidade mínima para funcionamento (*cut-in wind speed*) é de 3 m/s, ao passo que a velocidade máxima suportada pela turbina (*cut-out wind speed*) é de 30 m/s. Os cabos selecionados são do grupo chinês ZTT, cuja as dimensões foram extraídas a partir do catálogo de produtos fornecido pela empresa.

Já os parâmetros de profundidade das águas, distância da costa e distância da subestação da costa foram tomados como uma premissa do projeto levando em conta as práticas mais comuns do mercado. Porém, o uso do modelo poderá estendido, levando em conta as alterações destas informações.

Para estimar o valor do comprimento dos cabos de seleção, foi feito um layout da UEO. A distância escolhida entre as turbinas para diminuição de perdas devido ao arrasto foi de 3 vezes o diâmetro da turbina (que segundo o catálogo do fabricante é de 236m). A Figura 25 ilustra a disposição das turbinas.

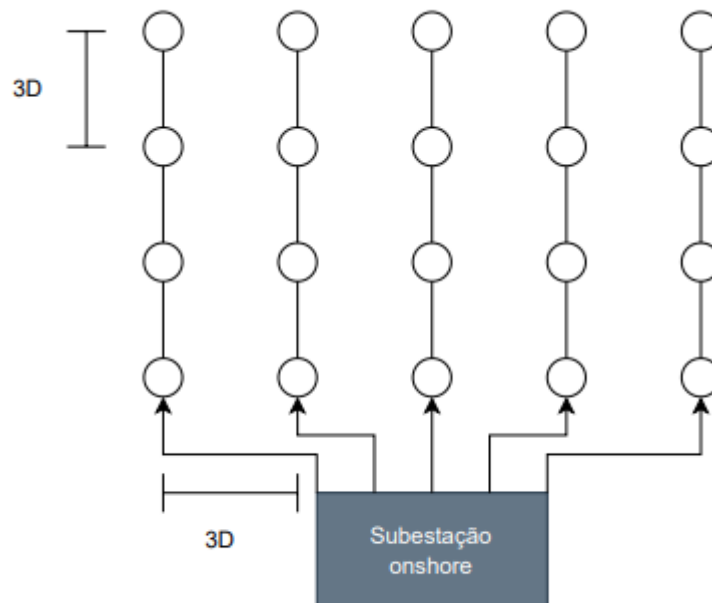


Figura 25 - Disposição das turbinas da UEO

Fonte: Autoria própria

As premissas de %OPEX/CAPEX e %DECEX/CAPEX representam a fração encontrada na literatura para os valores de OPEX e DECEX, conforme Carroll *et al.* (2017). O

modelo considera que o OPEX anual é aproximadamente 3% do valor total do CAPEX, ao passo que o DECEX ao final do ciclo de vida da UEO será próximo a 2% do valor total do CAPEX.

## 4.2 Custos

Utilizando as equações (5) a (14) e as premissas estabelecidas na última seção, é possível estimar os custos de cada etapa do projeto. Nesta seção também será estipulado como será o fluxo de caixa do projeto na fase de construção equivalente aos cinco primeiros anos, tempo previsto para conclusão da construção da UEO. Haja visto que por se tratar de um projeto que possivelmente terá um custo elevado, não seria interessante para o investidor pagar toda etapa de CAPEX no primeiro ano de investimento.

Sendo assim, a Tabela 2 demonstra os gastos em cada etapa do projeto, já convertendo a moeda de k€ para R\$ levando em conta a inflação acumulada em 12 meses, desde agosto de 2022. Na zona do Euro temos que a inflação foi de 9,10% a.a, segundo a (GLOBAL RATES, 2022) já na zona do real temos a inflação acumulada de 8,73% a.a (IBGE, 2022).

Tabela 2 - Custos por etapa do projeto

Dados		Valor
Turbinas (CAPEX-WT)	R\$	1.068.513.161,39
Fundação (CAPEX-fund)	R\$	1.029.683.387,63
Engenharia/Planejamento/Adm. (CAPEX-eng.plan.adm)	R\$	195.884.536,08
SCADA (CAPEX-scada)	R\$	5.495.649,48
Aquisição cabos de coleção (CAPEX-cabos coleção aq.)	R\$	178.141.380,07
Instalação cabos de coleção (CAPEX-cabos coleção inst.)	R\$	19.347.425,52
Aquisição cabos transmissão <i>offshore</i> (CAPEX-cabos transf. <i>Offshore</i> -aq.)	R\$	59.354.211,51
Instalação cabos transmissão <i>offshore</i> (CAPEX-cabos transf. <i>Offshore</i> -inst.)	R\$	10.431.395,67
Aquisição cabos transmissão <i>onshore</i> (CAPEX-cabos transf. <i>Onshore</i> -aq.)	R\$	14.838.552,88
Instalação cabos transmissão <i>onshore</i> (CAPEX-cabos transf. <i>Onshore</i> -inst.)	R\$	5.767.711,34
<b>Total</b>	<b>R\$</b>	<b>2.587.457.411,57</b>

Fonte: Autoria própria

O primeiro custo associado ao projeto é o de Engenharia, planejamento e administração, que será dividido igualmente ao longo dos anos 0 a 5. Posteriormente, os custos relativos as turbinas e a fundação serão igualmente divididas nos anos 1,2, 3 e 4. No ano 4, também será feita a aquisição de todos os cabos (coleção, transmissão *onshore* e *offshore*). Já a instalação

dos cabos será dividida igualmente nos anos 4 e 5 do projeto, finalizando assim a etapa de CAPEX da UEO.

A Tabela 3 demonstra o fluxo de caixa do CAPEX que será feito nos 5 primeiros anos do projeto.

Tabela 3 - Fluxo de caixa dos 5 primeiros anos do projeto

Fluxo de caixa do projeto	Valor (R\$)
Ano 0	R\$ 32.647.422,68
Ano 1	R\$ 557.196.559,94
Ano 2	R\$ 557.196.559,94
Ano 3	R\$ 557.196.559,94
Ano 4	R\$ 827.303.970,65
Ano 5	R\$ 55.916.338,43

Fonte: Autoria própria

Vale salientar, que, por uma questão de engenharia é necessário que as turbinas e as fundações sejam concluídas antes da instalação dos cabos. Haja visto que os cabos são conectados as turbinas para levar a energia gerada pela UEO para subestação. Portanto, devido a interdependência destas etapas, os fluxos de caixa não podem ser distribuídos igualmente durante os anos em que o CAPEX está sendo executado.

### 4.3 Cálculo da taxa de desconto (WACC)

A taxa de desconto do projeto servirá para o cálculo do LCOE, e para isso alguns parâmetros devem ser tidos como premissas. O primeiro fator foi a inflação acumulada no Brasil de acordo com o Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE) nos últimos 12 meses (data presente de referência é de setembro de 2022), que foi de 8,73% (IBGE, 2022), o índice utilizado foi o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA). A inflação será necessária para fazer o desconto das taxas livre de risco e retorno esperado do mercado.

Quanto a taxa livre de risco, considerou-se para a estimativa o valor corrente de um título público brasileiro, mais especificamente, uma NTN-B com data de vencimento em 2045, com remuneração de 5,38% ao ano já descontada à inflação (TESOURO DIRETO, 2022).



Já a taxa de retorno de mercado foi avaliada de acordo com o levantamento da Fundação Getúlio Vargas, que monitora mensalmente a *Equity Premium Risk*, ou seja, o prêmio para o investidor assumir o risco de mercado. Dessa forma, o valor estimado do prêmio de risco já descontado a inflação foi de 6,69% ao ano, considerando o mês de agosto de 2022 como referência (CEQEF-FGV, 2022).

O parâmetro  $\beta$  foi estimado levando em consideração o mercado global, haja visto a maior diversidade de empresas de capital aberto no setor de energias renováveis. Para estimar o  $\beta$ , foram utilizados os dados do setor de *Green and Renewable Energies*. No qual o  $\beta$  não alavancado foi estimado em 1,07 com dados atualizados em janeiro de 2022 (DAMODARAN, 2022).

Neste projeto, a estrutura de capital será: 55% capital de terceiros, através de linhas especiais advindas do Banco Nacional do Desenvolvimento (BNDES) e 45% de capital próprio dos investidores, também levando em consideração dados do setor de *Green and Renewable Energies*, publicados por Damodaran (2022). Sendo assim, a Equação (19) ilustra a equação de Hamada, que é utilizada para alavancar o  $\beta$  levando em conta a estrutura de capital do projeto.

$$\beta_{alavancado} = \beta_{n\grave{a}o-alavancado} \times \left[ 1 + (1 - t) \times \left( \frac{D}{E} \right) \right] \quad (19)$$

Onde,  $t$  é a taxa do imposto, equivalente a 34%, e a razão  $D/E$  se refere a divisão entre o valor do capital de terceiros e capital próprio.

Utilizando esta equação, temos que o  $\beta$  alavancado do projeto é de 1,93. Com essa informação é possível calcular o WACC do projeto, juntamente com o CAPM (custo de capital próprio) e utilizando os juros do financiamento de 6% ao ano (já descontada à inflação) como custo de capital de terceiros. A Tabela 4 demonstra os valores calculados deste projeto.

Tabela 4 - Valores utilizado para o cálculo do WACC

Dado	Valor
Inflação acumulada (12m)(ago/2022)	8,73%
Inflação acumulada na Europa (12m)(ago/2022)	9,10%
Taxa livre de risco (Rf) (NTN-B - 2045)	14,58%
Taxa livre de risco (Rf) (descontado da inflação) (NTN-B - 2045)	5,38%
Taxa prêmio risco de mercado (Rm-Rf)	13,31%
Taxa prêmio risco de mercado (Rm-Rf) (descontada inflação)	4,21%
Beta ( $\beta$ ) ( <i>Green &amp; Renewable Energies</i> )	1,59
Beta não alavancado ( $\beta$ ) ( <i>Green &amp; Renewable Energies</i> )	1,07
Beta alavancado do projeto	1,93
Custo de capital próprio (ke)(CAPM)	13,52%
Alíquota de IR PJ	34%
Custo de capital de terceiros (kd)	6%
D / E + D	55%
E / E + D	45%
WACC com IR	8,26%
WACC sem IR	9,39%

Fonte: Autoria própria

#### 4.4 Pontos da costa brasileira analisados

Para validação da estimativa de LCOE de UEOs na costa brasileira, foram escolhidas cinco localidades da costa litorânea brasileira para serem examinadas. Inicialmente, é feito o levantamento da série histórica mensal da velocidade média dos ventos entre o período de janeiro de 1981 até dezembro de 2021. Os pontos escolhidos, por latitude e longitude estão descritos na Tabela 5, sendo que todos possuem distância de aproximadamente 10km da costa.

Tabela 5 - Latitude e Longitude dos pontos escolhidos

	Latitude	Longitude	Região	Município	Estado
1	-4,978279	-36,088318	Nordeste	São Bento do Norte	RN
2	-9,289322	-35,273694	Nordeste	Porto de Pedras	AL
3	22,354854	-41,611194	Sudeste	Macaé	RJ
4	25,660555	-48,317949	Sul	Paranaguá	PR
5	-29,7799	-49,908974	Sul	Xangri-lá	RS

Fonte: Autoria própria

Inicialmente, foi possível extrair apenas a série histórica de velocidade dos ventos a 50m de altura da base de dados da NASA (NASA, 2022), elencadas na Tabela 6.

Tabela 6 – Média mensal da velocidade dos ventos a 50m de altura (jan/1981 a dez/2021)

	Estado	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Unidade
1	RN	7,58	7,19	6,47	6,51	7,32	8,12	8,72	9,34	9,52	9,31	8,93	8,38	m/s
2	PE	6,54	6,31	6,07	6,01	6,45	7,32	7,70	7,37	7,06	7,01	7,12	6,90	m/s
3	RJ	5,81	5,52	5,02	5,09	5,27	5,43	5,85	6,26	6,58	6,40	6,06	5,80	m/s
4	PR	3,91	3,73	3,82	3,85	3,75	3,59	3,67	3,67	4,04	4,09	4,10	3,97	m/s
5	RS	6,54	6,14	6,22	6,37	6,16	6,08	6,40	6,62	7,27	7,28	7,09	6,69	m/s

Fonte: NASA, 2022

Posteriormente, foi feita a correção da velocidade dos ventos levando em consideração a altura em que a turbina irá operar, que neste caso será aproximadamente 100m. A Equação (20) permite fazer a correção da velocidade em função da altura da turbina (CUSTÓDIO, 2013).

$$v_2 = v_1 \times \left(\frac{h_2}{h_1}\right)^\alpha \quad (20)$$

Onde,  $v_2$  é a velocidade corrigida pela altura, e  $v_1$  é a velocidade encontrada para altura de 50m (Tabela 6);  $h_2$  e  $h_1$  são as alturas de 100m e 50m respectivamente; e a constante  $\alpha$  é o expoente de potência no local, que para alto mar é considerado 0,10 (CUSTÓDIO, 2013).

As velocidades médias de vento corrigidas para a altura de 100m estão resumidas na Tabela 7.

Tabela 7 – Média mensal da velocidade dos ventos a 100m de altura (jan/1981 a dez/2021)

Região	Estado	Jan	Fev	Mar	Abr	Mai	Jun	Jul	Ago	Set	Out	Nov	Dez	Unidade
Norte	RN	8,13	7,71	6,93	6,98	7,85	8,70	9,35	10,01	10,20	9,98	9,57	8,98	m/s
Nordeste	PE	7,01	6,76	6,51	6,44	6,91	7,84	8,25	7,90	7,56	7,51	7,63	7,40	m/s
Sudeste	RJ	6,23	5,91	5,38	5,46	5,65	5,82	6,27	6,71	7,06	6,86	6,49	6,21	m/s
Sul	PR	4,19	4,00	4,10	4,13	4,02	3,84	3,93	3,93	4,33	4,39	4,40	4,26	m/s
Sul	RS	7,01	6,58	6,67	6,83	6,60	6,51	6,86	7,09	7,79	7,81	7,60	7,17	m/s

Fonte: CUSTÓDIO, 2013.

## 5. Resultados

### 5.1 Resultados da análise determinística

Inicialmente serão apresentados os cálculos determinísticos da energia gerada pela UEO em MWh, levando em consideração os dados levantados nas seções anteriores. A produção de energia é estimada a partir da Equação 4, que descreve a regressão cúbica entre a energia produzida pelas turbinas e a velocidade média do vento.

Aplicando as velocidades corrigidas do vento, conforme a Tabela 8, temos a energia produzida em cada mês do ano, em MWh. Em seguida, é levada em conta as perdas decorrentes do arrasto e transmissão, que para o cálculo determinístico será considerado como 15% da potência bruta gerada. Deve-se ainda levar em conta o fator de degradação das turbinas ao longo do tempo, para isso a taxa de 0,5% ao ano será descontada dos valores de geração de energia (ZAYED *et al.*, 2020).

Para fazer o cálculo mais preciso da geração anual da UEO, foram aplicados os seguintes passos:

- i. Aplicar a Equação 4 nas velocidades corrigidas pela altura (Tabela 8) para cada mês;
- ii. Somar os valores de cada mês do passo ii para estimar de forma determinística a geração anual da UEO;
- iii. Deduzir as perdas dos valores do passo iii;
- iv. Multiplicar os valores encontrados no passo iv pelo número total de turbinas da UEO, que neste caso são 20.

Seguindo estes passos, a geração média estimada, em MWh, de cada ponto da costa brasileira é obtida, conforme ilustrado na Tabela 8.

Tabela 8 - Estimativo da energia anual gerada em cada ponto da costa brasileira

	Região	Estado	Energia total anual (MWh)
1	Nordeste	RN	1131376
2	Nordeste	PE	896111
3	Sudeste	RJ	696397
4	Sul	PR	412844
5	Sul	RS	847661

Fonte: Autoria própria

Para estimar o LCOE será necessário fazer adaptações na Equação (17), para que sejam levados em consideração os impostos que incidem na UE0. Sendo assim, segundo a *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) a estimativa do LCOE considerando a dedução do imposto de renda pode ser escrito por (NREL, 1995) de acordo com a Equação (21).

$$\frac{[I - (T \cdot PVDEP) + PVOM(1 - T)]}{1 - T} \quad (21)$$

Onde:  $I$  representa o valor do investimento inicial do projeto,  $PVOM$  os valores presentes de operação e manutenção,  $T$  a taxa do imposto de renda e,  $PVDEP$  os valores presentes da depreciação do projeto.

As referências das taxas de depreciação do projeto foram extraídas das normas da Receita Federal brasileira (RECEITA FEDERAL, 2022) e seguem conforme a Tabela 9.

Tabela 9 – Depreciação anual dos equipamentos

Dados	Depreciação anual
Turbinas (CAPEX-WT)	10%
Fundação (CAPEX-fund)	4%
Engenharia/Planejamento/Adm. (CAPEX-eng.plan.adm)	20%
Aquisição cabos de coleção (CAPEX-cabos coleção aq.)	20%
Instalação cabos de coleção (CAPEX-cabos coleção inst.)	10%
Aquisição cabos de transmissão offshore (CAPEX-cabos trans. Offshore-aq.)	20%
Instalação cabos de transmissão offshore (CAPEX-cabos trans. Offshore-inst.)	10%
Aquisição cabos de transmissão onshore (CAPEX-cabos trans. Onshore-aq.)	20%
Instalação cabos de transmissão onshore (CAPEX-cabos trans. Onshore-inst.)	10%

Fonte: Receita Federal, 2022

A alíquota de imposto de renda será considerada de 34% para o lucro real, e vale salientar que como o investimento inicial do projeto é dividido nos cinco primeiros anos, é necessário trazer ao valor presente do ano zero os fluxos de caixa de cada ano, conforme demonstrado na Tabela 3, para calcular as depreciações anuais de cada equipamento. A taxa de desconto utilizada será o WACC calculado de 8,26% ao ano, conforme a Tabela 4.

A divisão de gastos foi estruturada seguindo a lógica da tabela 3, onde primeiramente são investidos recursos no planejamento, engenharia e administração do projeto, que se perpetua até o quinto ano e é dividida igualmente ao longo do ano zero ao ano cinco.

Do ano um ao ano cinco, também foram divididos igualmente os custos com as turbinas e as fundações do projeto. Estas etapas são interdependentes, uma vez que para instalar uma turbina em alto mar, é necessário que exista uma fundação apropriada. Sendo assim, é necessário construir as fundações e instalar as turbinas de maneira concomitante.

Por último, nos anos quatro e cinco, os cabos necessários para fazer a transmissão da energia gerada são adquiridos e instalados, e seus custos são igualmente divididos nos anos mencionados. Vale ressaltar que para fazer a instalação dos cabos, é necessário que as turbinas já estejam apropriadamente instaladas em alto mar e, por isso, esta etapa é a última do CAPEX.

Sendo assim, trazendo os valores da Tabela 3 a valor presente, considerando a taxa de desconto de 8,26% a.a, temos os seguintes valores de CAPEX, demonstrado na Tabela 10.

Tabela 10 – Valores presentes dos itens do CAPEX.

Dado	Valor
Turbinas (CAPEX-WT)	R\$ 879.599.544,16
Fundação (CAPEX-fund)	R\$ 847.634.892,21
Engenharia/Planejamento/Adm. (CAPEX-eng.plan.adm)	R\$ 162.099.072,65
Aquisição cabos de coleção (CAPEX-cabos coleção aq.)	R\$ 129.669.455,41
Instalação cabos de coleção (CAPEX-cabos coleção inst.)	R\$ 13.545.570,38
Aquisição cabos de transmissão offshore (CAPEX-cabos trans. Offshore-aq.)	R\$ 43.204.045,46
Instalação cabos de transmissão offshore (CAPEX-cabos trans. Offshore-inst.)	R\$ 7.303.256,14
Aquisição cabos de transmissão onshore (CAPEX-cabos trans. Onshore-aq.)	R\$ 10.801.011,36
Instalação cabos de transmissão onshore (CAPEX-cabos trans. Onshore-inst.)	R\$ 4.038.105,21

Fonte: Autoria própria

O próximo passo para o cálculo do LCOE é calcular as depreciações a partir do ano seis, quando ocorre de fato a conclusão da etapa de CAPEX e a UEO começa suas operações. Os valores da depreciação anual têm como referência os custos exibidos na Tabela 2 e taxas de depreciação anual da Tabela 9.

Para efeito de comparação, também é possível estimar de forma determinística o LCOE do projeto utilizando o regime de lucro presumido. Para isso, devemos considerar uma aproximação proporcional entre o lucro e o faturamento da UEO, que neste caso será de 8% (SANTA CATARINA, 2022), bem como os impostos proporcionais ao faturamento: PIS e

COFINS, que somados representam 3,65% para o lucro presumido e 9,25% para o lucro real (AQUILA, 2015). No caso da tributação por lucro presumido, também deve-se desconsiderar o IR na fórmula do WACC, Equação (15), fazendo com que o WACC seja de aproximadamente 9,39% a.a, conforme Tabela 4.

Assim sendo, podemos multiplicar o LCOE sem imposto demonstrado na Tabela 12 seguindo a Equação (22) e (23).

$$LCOE R.L.P = (LCOE S.I.R) \times (1 + PLF) \times (1 + PIS + COFINS) \quad (22)$$

$$LCOE R.L.R.C.I.P = (LCOE R.L.R.S.I.P) \times (1 + PIS + COFINS) \quad (23)$$

Onde, para a Equação 20 temos que: *LCOE R.L.P* é o LCOE do regime de lucro presumido, *LCOE S.I.R* é o LCOE sem IR, *PLF* é a proporção do lucro e faturamento. Já para Equação (21): *LCOE R.L.R.C.I.P* é o LCOE no regime de lucro real com impostos proporcionais, e *LCOE R.L.R.S.I.P* é o LCOE do regime de lucro real sem impostos proporcionais. Aplicando a Equação (22) e a Equação (23), temos os resultados descritos na Tabela 11.

Tabela 11 – LCOEs com diferentes regimes de tributação

	Lucro Real		Lucro presumido	
LCOE – Ponto 1	R\$	493,68	R\$	451,05
LCOE – Ponto 2	R\$	623,29	R\$	569,47
LCOE – Ponto 3	R\$	802,04	R\$	732,78
LCOE – Ponto 4	R\$	1.352,91	R\$	1.236,08
LCOE – Ponto 5	R\$	658,92	R\$	602,02

Fonte: autoria própria

Pode-se notar que existe diferença entre os regimes de tributação, fazendo com que o regime de lucro presumido seja ligeiramente mais atraente em comparação ao regime de lucro real.



De acordo com o estudo de Tu *et al.* (2021), um fator relevante que pode impactar no abatimento do LCOE dos projetos são os ganhos advindos da venda de créditos de carbono, uma vez que a energia eólica gerada pela UEO não emite gases poluentes, o que torna possível a a comercialização de certificados de emissão reduzida oriundos da geração das UEOs *offshore*.

Para quantificar o impacto dos créditos de carbono de forma determinística, devemos saber o fator de emissão de dióxido de carbono por geração de eletricidade, que para este caso é de 0,0426 ton.CO<sup>2</sup>/MWh (PBE Edifica, 2020). Bem como a cotação da tonelada de CO<sup>2</sup> no mercado de créditos, que neste caso foi considerada R\$ 455,38. Após a coleta destes dados, basta aplicar a Equação (24) para saber o valor presente de créditos de carbono de cada ponto escolhido.

$$VPL \text{ Créditos de Carbono} = VPL \text{ Energia Gerada} \times FEDCGE \times CTDC \quad (24)$$

Onde, *FEDCGE* é o fator de emissão de dióxido de carbono por geração de energia, e *CTDC* é a cotação da tonelada de dióxido de carbono. Feito isso, o valor presente líquido dos ganhos com a venda dos créditos de carbono para cada cenário e local estão exibidos na Tabela 12.

Tabela 12 – Valores presentes dos créditos de carbono (em R\$)

	VPL Crédito de carbono (lucro real)		VPL Crédito de carbono (lucro presumido)	
Ponto 1	R\$	133.787.213,00	R\$	117.402.905,43
Ponto 2	R\$	105.966.634,24	R\$	92.989.385,61
Ponto 3	R\$	82.350.201,83	R\$	72.265.149,57
Ponto 4	R\$	48.819.464,74	R\$	42.840.768,37
Ponto 5	R\$	100.237.340,34	R\$	87.961.732,11

Fonte: autoria própria

Vale salientar que existe diferença nos VPLs dos créditos de carbono entre regimes, pois o WACC do regime de lucro real e presumido possuem valores distintos.

Com esta informação, basta subtrair o valor presente do crédito de carbono na fórmula de cálculo do numerador do LCOE, conforme a equação 21. Feito isso, as Tabelas 13 e 14

comparam os valores dos LCOEs em ambos os regimes de tributação (lucro real e presumido), já levando em conta o acréscimo da receita oriunda dos CC (créditos de carbono).

Tabela 13 - Impacto dos créditos de carbono no regime de lucro real

	Lucro Real s/ CC		Lucro real c/ CC		Variação
LCOE - Ponto 1	R\$	493,68	R\$	472,92	4,21%
LCOE - Ponto 2	R\$	623,29	R\$	602,53	3,33%
LCOE - Ponto 3	R\$	802,04	R\$	781,28	2,59%
LCOE - Ponto 4	R\$	1.352,91	R\$	1.332,15	1,53%
LCOE - Ponto 5	R\$	658,92	R\$	638,16	3,15%

Fonte: autoria própria

Tabela 14- Impacto dos créditos de carbono no regime de lucro presumido

	Lucro presumido s/ CC		Lucro presumido c/ CC		Variação
LCOE - Ponto 1	R\$	451,05	R\$	429,78	4,72%
LCOE - Ponto 2	R\$	569,47	R\$	548,20	3,74%
LCOE - Ponto 3	R\$	732,78	R\$	711,51	2,90%
LCOE - Ponto 4	R\$	1.236,08	R\$	1.214,81	1,72%
LCOE - Ponto 5	R\$	602,02	R\$	580,75	3,53%

Fonte: autoria própria

## 5.2 Análise estocástica

Após a realização das análises determinísticas, a etapa seguinte foi realizar a análise estocástica do LCOE a partir simulação de Monte Carlo. Para tanto, é preciso estabelecer algumas premissas, como quais parâmetros de entrada escolher para a análise estocástica, qual distribuição estatística será utilizada para representar a incerteza de cada variável e quantas iterações serão feitas.

Neste sentido, os dados de entrada escolhidos para simulação de Monte Carlo são:

- i. Porcentagem do OPEX/CAPEX: distribuição triangular, considerando  $\pm 20\%$  em relação ao valor original (3% neste caso);
- ii. Porcentagem do DECEX/CAPEX: distribuição triangular, considerando  $\pm 20\%$  em relação ao valor original (2% neste caso);
- iii. Incerteza em relação a razão D / E: distribuição triangular, considerando  $\pm 20\%$  em relação ao valor original (55% neste caso);

- iv. Incerteza em relação as perdas do sistema: distribuição triangular, considerando  $\pm 20\%$  em relação ao valor original (15% neste caso);
- v. Incerteza da velocidade dos ventos: distribuição Weibull, considerando os dados históricos de velocidade média mensal de vento coletados;
- vi. Incerteza da cotação do crédito de carbono: distribuição Log Normal, considerando os dados históricos de preço de crédito de carbono coletados.

Dessa forma, foram feitas 5000 iterações com as premissas descritas acima. Com os resultados em mãos, o objetivo principal da análise estocástica será analisar os seguintes aspectos do modelo: o regime de tributação por lucro presumido é mais vantajoso para o projeto? Os créditos de carbono têm impacto significativo na redução do LCOE? Qual ponto escolhido da costa brasileira possui mais atratividade para o investidor?

### **5.2.1 Análise estocástica do Lucro Real vs Lucro Presumido**

Para comparar os regimes de tributação serão aplicados os testes de análise de variância (ANOVA) e de Levene. Estes testes irão fornecer indicadores (*pvalue* e *fvalue*) que indicam se as amostras possuem valores de média e variância com diferença estatística significativa, respectivamente.

Nesta análise iremos comparar todos os pontos escolhidos, porém sem considerar os impactos do crédito de carbono (que irão entrar em um segundo momento). Para fazer esta análise, foram coletados todos os valores das 5.000 iterações realizadas pela simulação de Monte Carlo de todos os pontos e ambos os regimes de tributação (real e presumido). Ao fazer esta análise, temos os *boxplots* dos resultados de LCOE ilustrados na Figura 26.

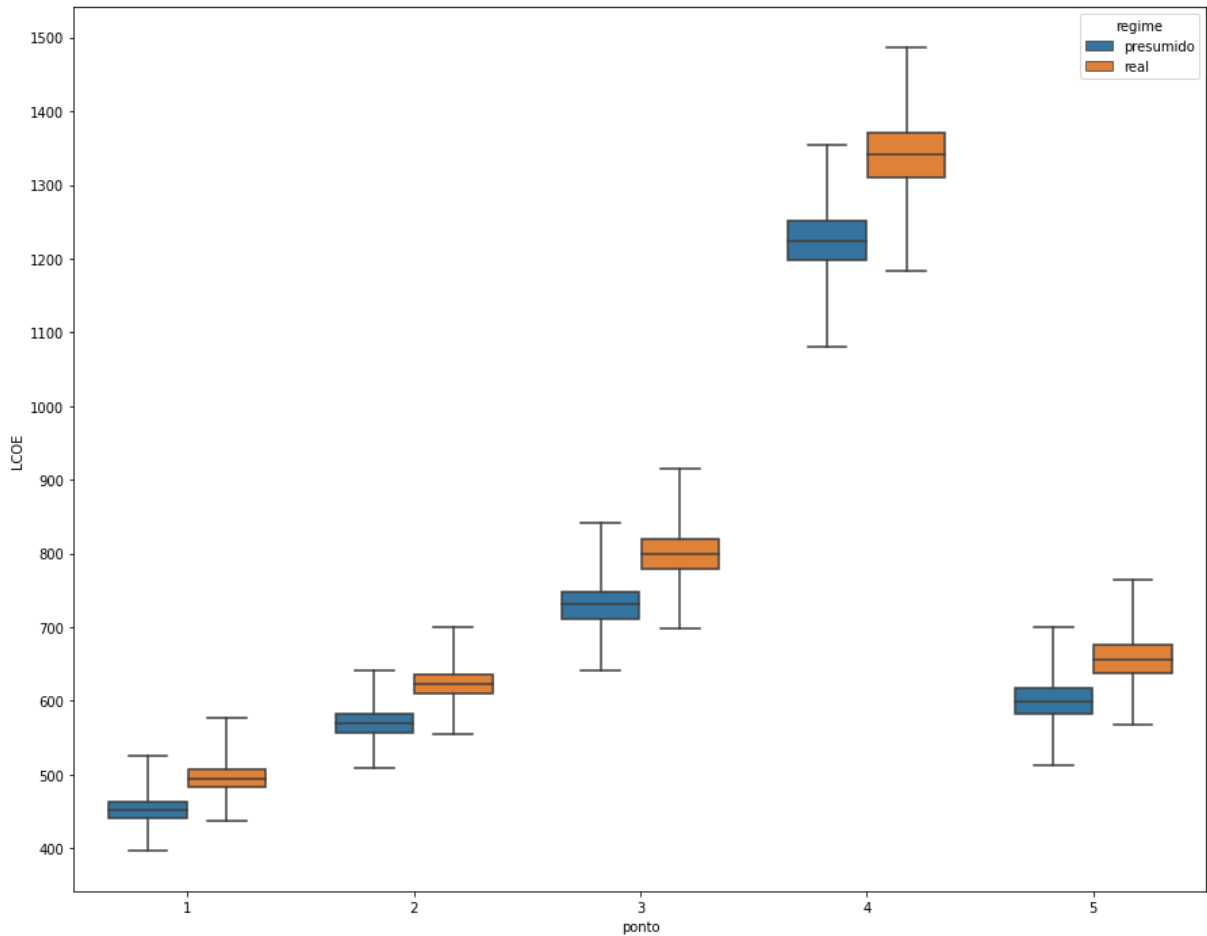


Figura 26 – Gráfico boxplot de todos os regimes dos pontos escolhido, agrupados por regime de tributação.

Fonte: autoria própria.

Também obtivemos indicadores como média, desvio padrão e percentis de cada ponto, agrupados por regimes, conforme demonstrado na Tabela 15. Através dos testes ANOVA e de Lavene, também foi possível concluir que existem diferenças estatísticas significativas entre as duas amostras, tornando possível afirmar que o regime de lucro presumido é mais atrativo em comparação ao regime de lucro real, tanto para a redução média de custos, quanto na redução do risco financeiro.

Tabela 15 - Dados estatísticos de cada ponto, por regime de tributação

Ponto	Regime	Média	D. Padrão	Min.	Máx.	Percentil 25%	Percentil 50%	Percentil 75%
1	Presumido	R\$452,34	R\$16,69	R\$396,65	R\$525,50	R\$440,72	R\$451,63	R\$463,13
1	Real	R\$495,08	R\$18,22	R\$436,47	R\$576,10	R\$482,67	R\$494,40	R\$506,86
2	Presumido	R\$569,47	R\$19,09	R\$508,89	R\$641,76	R\$556,38	R\$569,51	R\$581,62
2	Real	R\$623,31	R\$20,76	R\$554,38	R\$699,92	R\$609,29	R\$623,41	R\$636,64
3	Presumido	R\$730,84	R\$27,74	R\$641,41	R\$840,70	R\$711,69	R\$730,79	R\$748,76
3	Real	R\$799,89	R\$30,37	R\$697,85	R\$915,10	R\$779,31	R\$800,11	R\$819,60
4	Presumido	R\$1.224,96	R\$40,08	R\$1.080,80	R\$1.353,56	R\$1.197,76	R\$1.224,66	R\$1.252,15
4	Real	R\$1.340,64	R\$43,75	R\$1.183,29	R\$1.486,30	R\$1.310,98	R\$1.340,59	R\$1.370,26
5	Presumido	R\$600,56	R\$25,68	R\$512,30	R\$699,23	R\$582,61	R\$599,89	R\$617,41
5	Real	R\$657,26	R\$28,02	R\$567,97	R\$764,30	R\$637,93	R\$656,80	R\$675,38

Fonte: autoria própria

Na Tabela 16, podemos ver a comparação entre ambos os regimes de tributação (real e presumido) considerando os testes ANOVA e de Levene, e seus respectivos *pvalue* e *fvalue*. Vale ressaltar que neste caso não foram considerados os créditos de carbono.

Tabela 16 - *pvalues* e *fvalues* encontrados (lucro real vs lucro presumido)

	<i>pvalue</i>	<i>fvalue</i>
Ponto 1	0,00	14970,06
Ponto 2	0,00	18230,01
Ponto 3	0,00	14090,05
Ponto 4	0,00	19006,90
Ponto 5	0,00	11126,45

Fonte: autoria própria

Este resultado indica que a possibilidade de ser tributado pelo lucro presumido é uma vantagem competitiva para investimentos em projetos de geração de energia eólica offshore no Brasil. Em um estudo realizado por Aquila et al. (2016), foi encontrado um resultado semelhante, porém relacionado a projetos de geração de energia eólica em terra no país. Atualmente, projetos de geração de energia renovável podem se beneficiar do lucro real, desde que sejam parte de uma empresa de propósito específico. Esse modelo de empresa permite a

criação de uma *joint venture* de geração eólica, na qual são combinados diferentes projetos de energia eólica, que juntos representam o montante total de investimento da *joint venture*.

Essa prática é amplamente adotada por investidores em parques eólicos e usinas fotovoltaicas em terra no Brasil, estando de acordo com as disposições legais e representando um importante instrumento jurídico para tornar os projetos mais viáveis e com menor risco. Nesse sentido, é provável que investidores em parques eólicos offshore também sigam essa prática. Portanto, é mais adequado estimar o LCOE da energia eólica offshore no Brasil levando em consideração as variáveis e a taxa de desconto, considerando as premissas relacionadas à tributação pelo método PPM.

Assim sendo, nas próximas análises realizadas neste capítulo, o regime de lucro presumido será o único a ser considerado nas análises, visto que ele possui uma vantagem pois os valores de LCOE encontrado para este regime são mais vantajosos ao investidor em comparação ao regime de lucro real.

### **5.2.2 Análise estocástica do impacto dos créditos de carbono no LCOE**

Tendo em vista que o regime de lucro presumido é mais vantajoso para o projeto, nesta seção será feita a análise dos impactos que a venda dos créditos de carbono pode ter para o investidor em todos os pontos escolhidos. E se de fato existe diferença estatística significativa quando se considera os ganhos com a venda de créditos de carbono no abatimento do LCOE em cada ponto.

Para efetuar esta análise, foram extraídos todos os 5.000 resultados de LCOE gerados pela simulação de Monte Carlo para todos os pontos escolhidos, permitindo com a comparação entre os valores do LCOE com e sem créditos de carbono, e sob o regime de tributação por lucro presumido. A Figura 27 ilustra os gráficos *boxplot* desta análise:

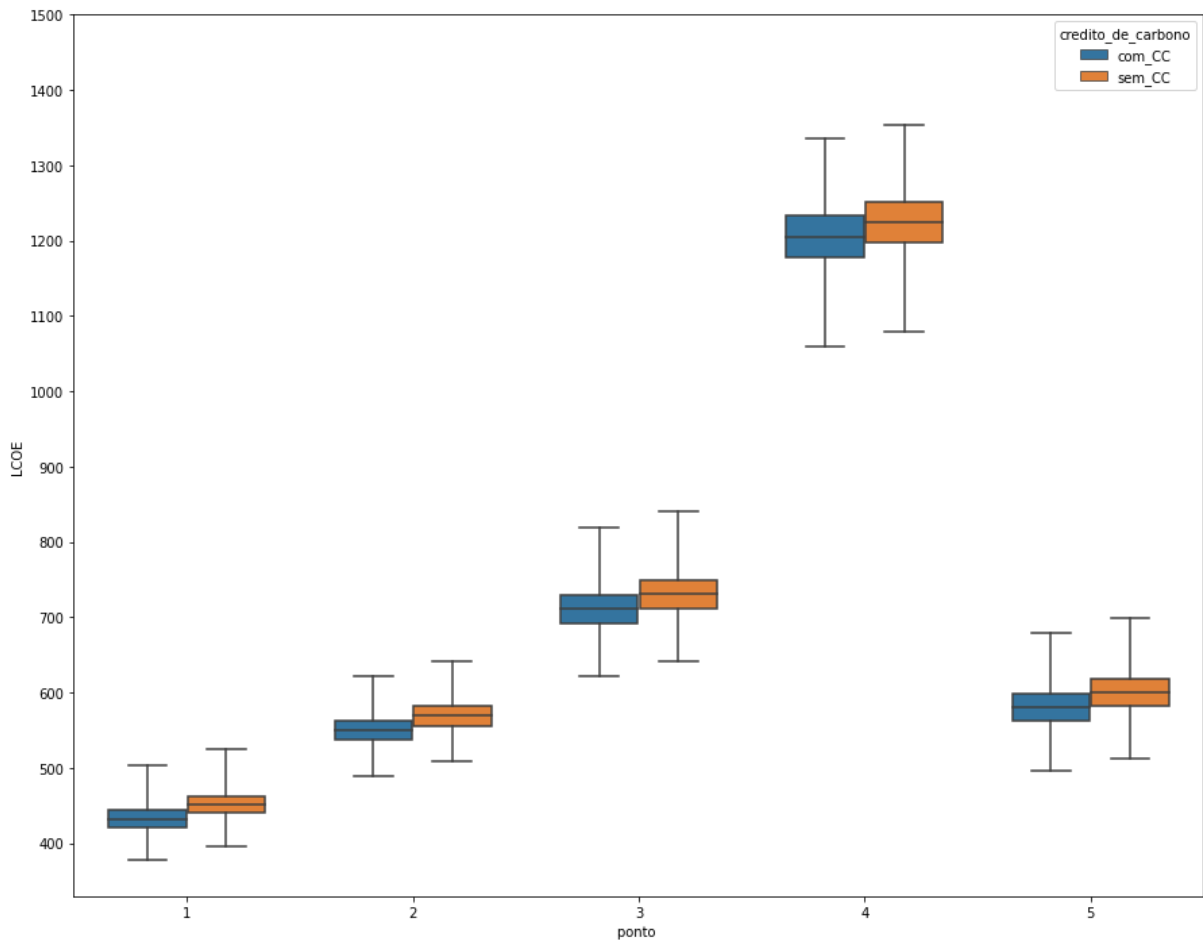


Figura 27 - Gráfico *boxplot* do LCOE com e sem CC

Fonte: autoria própria

Pode-se notar que no geral, ao considerar a venda dos créditos de carbono no modelo, o LCOE tende a diminuir, o que é benéfico para o investidor. A Tabela 17 demonstra as principais estatísticas para os resultados encontrados.

Tabela 17 - Dados estatísticos de cada ponto, com e sem CC.

Ponto	Com ou sem CC?	Média	D. Padrão	Min.	Máx.
1	Com CC	R\$ 433,03	R\$ 16,78	R\$ 378,55	R\$ 503,63
1	Sem CC	R\$ 452,30	R\$ 16,69	R\$ 396,65	R\$ 525,50
2	Com CC	R\$ 550,09	R\$ 19,20	R\$ 489,31	R\$ 621,94
2	Sem CC	R\$ 569,43	R\$ 19,08	R\$ 508,89	R\$ 641,76
3	Com CC	R\$ 711,47	R\$ 27,76	R\$ 620,96	R\$ 819,50
3	Sem CC	R\$ 730,80	R\$ 27,74	R\$ 641,41	R\$ 840,70
4	Com CC	R\$ 1.205,60	R\$ 40,10	R\$ 1.059,02	R\$ 1.335,75
4	Sem CC	R\$ 1.224,92	R\$ 40,08	R\$ 1.080,08	R\$ 1.353,56
5	Com CC	R\$ 581,26	R\$ 25,74	R\$ 496,34	R\$ 679,01
5	Sem CC	R\$ 600,52	R\$ 25,68	R\$ 512,30	R\$ 699,23

Fonte: autoria própria

Em seguida, os testes ANOVA e Levene foram realizados para determinar se existem diferenças estatísticas entre os LCOEs com e sem créditos de carbono. Na Tabela 18, temos os *pvalues* e *fvalues* de cada ponto, comparando o LCOE sem e com CC.

Tabela 18 - *pvalues* e *fvalues* encontrados (lucro presumido com e sem CC)

	<i>pvalue</i>	<i>fvalue</i>
Ponto 1	0,00	2652,59
Ponto 2	0,00	2057,86
Ponto 3	0,00	964,26
Ponto 4	0,00	464,21
Ponto 5	0,00	1122,65

Fonte: autoria própria

Analisando os valores de *pvalue* e *fvalue*, podemos afirmar estatisticamente que os créditos de carbono de fato impactam de forma positiva o modelo proposto, fazendo com que haja uma diminuição relevante no LCOE dos pontos escolhidos.

Dito isso, pode-se afirmar que os pontos que obtiveram o LCOE mais baixo foram, respectivamente: São Bento do Norte – RN, Porto de Pedras – AL e Xangri-lá – RS. Esse resultado também pode ser considerado esperado, pois a região Nordeste, onde estão situados os Pontos 1 e 2, já se destaca como o maior polo de energia eólica *onshore* no Brasil, além de apresentar um grande potencial para geração *offshore* em sua costa. O Rio Grande do Sul, onde se encontra o Ponto 5, também se destaca como um importante produtor de energia eólica no país, embora possua um potencial eólico médio menor em comparação com o Nordeste (Aquila et al., 2018). O Ponto 3, localizado em Macaé-RJ, está situado em um estado que atualmente possui uma pequena produção de energia eólica no Brasil (cerca de 28 MW), e o Ponto 4, em Paranaguá-PR, está em uma região que não se destaca como produtora significativa de energia eólica, apresentando um custo nivelado de energia (LCOE) esperado consideravelmente mais elevado do que os demais pontos em todos os cenários.

Com base nos resultados do LCOE esperado, é possível notar que apenas o Ponto 4 apresenta um LCOE acima da faixa entre R\$ 1200,00 e R\$ 1300,00, como observado no Relatório Global de Status Renovável 2022 (REN 21, 2022) para a energia eólica *offshore* em



nível mundial. Com exceção do Ponto 4, os demais pontos se mostram como regiões promissoras para receber futuros projetos de geração eólica, podendo aumentar sua competitividade com o auxílio de políticas de incentivo, financiamento, isenções fiscais e, principalmente, com o avanço da tecnologia de turbinas eólicas e o desenvolvimento de soluções mais acessíveis no longo prazo.

### 5.2.3 Análise ponto a ponto (lucro presumido com CC)

Nesta seção, será feita a comparação estatística entre todos os pontos escolhidos. Para verificar se existem diferenças estatísticas significativas entre cada um dos pontos, o teste ANOVA e Levene são aplicados, com a finalidade de comparar para a par os resultados entre os pontos analisados.

Esta análise tem como objetivo definir se é possível afirmar que existem pontos mais atrativos para o investimento na costa brasileira. Nas Tabelas 19 e 20, temos a comparação de cada ponto utilizando o parâmetro *pvalue* e *fvalue*.

Tabela 19 - *pvalue* ponto a ponto

<i>pvalue</i>	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
Ponto 1	-	0,000	0,000	0,000	0,000
Ponto 2	-	-	0,000	0,000	0,000
Ponto 3	-	-	-	0,000	0,000
Ponto 4	-	-	-	-	0,000
Ponto 5	-	-	-	-	-

Fonte: autoria própria

Tabela 20 - *fvalue* ponto a ponto

<i>fvalue</i>	Ponto 1	Ponto 2	Ponto 3	Ponto 4	Ponto 5
Ponto 1	-	105390	368476	1579444	116347
Ponto 2	-	-	114345	1087132	4713
Ponto 3	-	-	-	513342	59151
Ponto 4	-	-	-	-	858388
Ponto 5	-	-	-	-	-

Fonte: autoria própria

Deste modo, podemos afirmar que existe diferença estatística significativa entre todos os pontos, e que é possível concluir que os pontos com LCOEs mais baixos serão na maioria dos casos de fato mais atrativos.

Esta análise reforça a análise feita nos parágrafos anteriores, onde os pontos 1 e 2 se destacam como potenciais polos de geração *offshore* no Brasil.

### 5.3 Análise de sensibilidade

A análise de sensibilidade tem como objetivo verificar quais parâmetros possuem maior influência no valor final do LCOE. Com esta análise em mãos, é possível identificar qual variação de parâmetro de entrada pode causar maior aumento ou diminuição do LCOE. Conforme ilustrado na Figura 28 ilustra, dentro dos sete *inputs* escolhidos para fazer a simulação de Monte Carlo, a velocidade do vento é o parâmetro que tem mais impacto sobre os resultados do LCOE da usina eólica *offshore*.

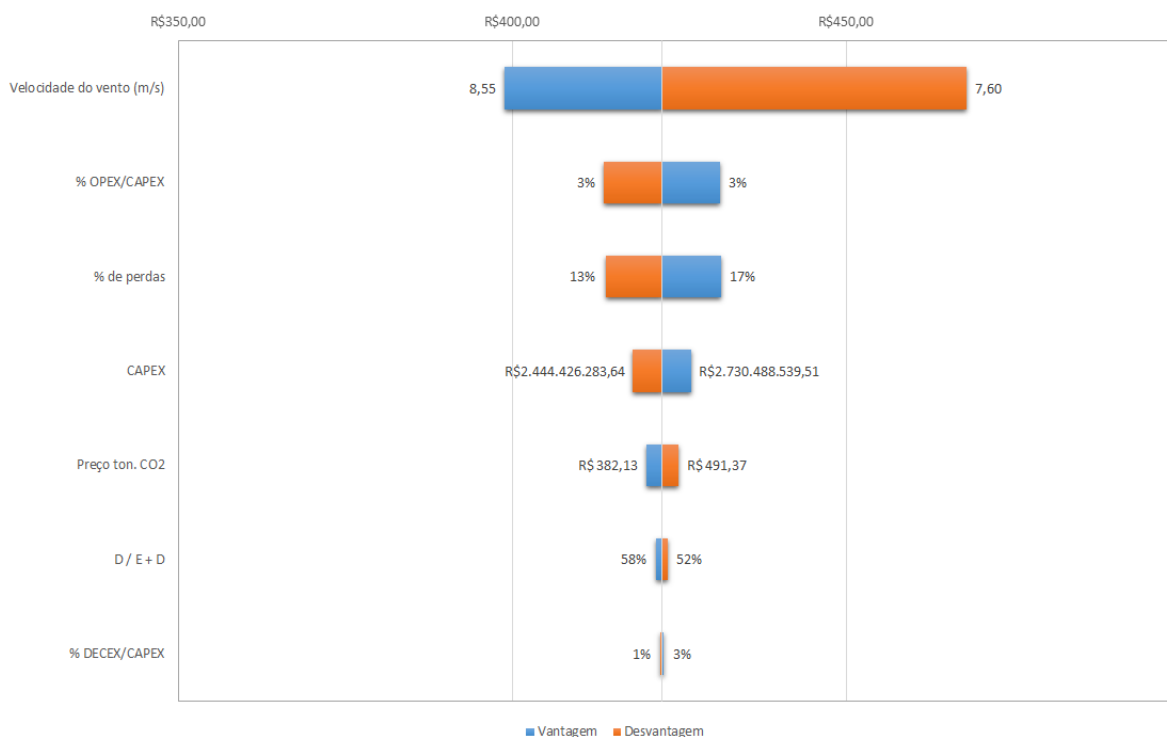


Figura 28 - Análise de sensibilidade do LCOE

Fonte: autoria própria

Vale mencionar que a análise de sensibilidade foi feita utilizando dados do regime de lucro presumido, com créditos de carbono do Ponto 1. A análise também foi feita para os outros pontos, porém, a ordem de impacto dos parâmetros foi a mesma para todos os pontos. Outro ponto relevante foi a consideração de uma média para o parâmetro velocidade do vento, pois caso contrário a análise de sensibilidade levaria em conta todos os 12 meses do ano, o que não seria adequado para o estudo em questão.

Através da análise de sensibilidade também podemos concluir que o OPEX e a quantidade de perdas sistêmicas também possuem um impacto considerável no cálculo do LCOE da usina eólica *offshore*. Impactos negativos devidos aos custos operacionais e perdas podem ser diminuídos caso os investidores juntamente com a equipe técnica do projeto avaliem soluções que diminuam tanto os custos operacionais quanto as perdas sistêmicas. O que não ocorre com a velocidade do vento, que para este modelo está sujeita a aleatoriedade da natureza e, portanto, é uma variável não controlável.

## 6. Conclusão

Um dos principais objetivos deste trabalho foi estabelecer um modelo determinístico para o cálculo do LCOE em um projeto de UEO. Neste sentido, podemos afirmar que este objetivo foi concluído. O modelo de cálculo determinístico do LCOE desenvolvido nesta dissertação pode ser estendido para projetos futuros, possibilitando uma análise prévia aos investidores interessados no projeto.

O modelo de análise econômica desenvolvido neste estudo foi feito a partir de uma abordagem estocástica, considerando as principais incertezas associadas ao investimento em parques eólicos offshore, a fim de avaliar o status econômico da fonte na costa brasileira. O Brasil é um país com uma extensa costa e, recentemente, investidores apresentaram projetos a serem avaliados e exigiram um quadro regulatório para explorar a geração eólica offshore no país.

A partir deste estudo, foi possível concluir que, assim como para a geração eólica *onshore*, a região Nordeste do Brasil é o local mais competitivo para receber parques eólicos *offshore*. A região tem um LCOE dentro da faixa de projetos já construídos no mundo, e com resultados esperados e menor risco financeiro do que as outras regiões da costa brasileira.

Vale ressaltar que o LCOE da região Nordeste, bem como o do Rio Grande do Sul e do Rio de Janeiro, que apresentaram LCOE próximo ao limite superior de projetos eólicos *offshore* em todo o mundo, pode ser ainda mais baixo com os incentivos adicionais para a geração eólica *offshore*. As condições de financiamento com subsídios e isenção da cadeia produtiva para a produção de tecnologia para geração de energia eólica offshore podem contribuir para um LCOE ainda mais competitivo, pelo menos no período inicial de penetração da fonte no país.

Dessa forma, o modelo de avaliação do LCOE apresentado neste estudo pode apoiar os investidores a mapear os locais mais economicamente competitivos para projetos e também apoiar o governo a avaliar e dimensionar como as estratégias de incentivo podem ser definidas, visando reduzir o risco financeiro e atrair rapidamente investimentos para o mercado eólico *offshore*. O dimensionamento preciso do LCOE facilita a criação de estratégias de FIT mais eficientes, a definição de preços de teto para leilões compatíveis com a fonte, a definição da taxa de juros mais adequada para oferecer empréstimos para esses projetos e o nível de isenção que seria apropriado para reduzir o custo dos equipamentos no país.

Neste estudo, a metodologia foi validada para cinco pontos distribuídos em diferentes regiões da costa brasileira. Portanto, como um estudo futuro, sugere-se expandir a aplicação da abordagem em um projeto de pesquisa para a construção de novos mapas eólicos *offshore*, tanto para a costa brasileira quanto para outras regiões do mundo, em que o LCOE poderia ser mapeado para diferentes microrregiões da costa, a fim de fornecer diretrizes para investidores e formuladores de políticas. Outros estudos futuros que também podem ser feitos a partir deste trabalho envolvem:

- i. Parametrização de custos de uma UEO a partir de dados consolidados de projetos nacionais;
- ii. Pesquisa com fornecedores reais para estimar o custo de CAPEX da UEO, para estudos particulares de cada projeto;
- iii. Coleta de dados de velocidade eólica em alto mar para composição de um banco de dados nacional;
- iv. Acompanhamento dos LCOEs ao longo dos anos na medida em que a tecnologia *offshore* se difunde no Brasil.

## REFERÊNCIAS

- ABEEÓLICA. ABEEólica muda marca para oficializar atuação em eólica offshore e hidrogênio verde. **Agência ABEEólica**, 2022. Disponível em: <https://abeeolica.org.br/abeeolica-muda-marca-para-oficializar-atuacao-em-eolica-offshore-e-hidrogenio-verde/>. Acesso em: 29/05/2022.
- ALEGRIA, I.M.; FERNÁNDEZ-SAINZ, A.; ALVAREZ, I.; BASAÑEZ, A.; DEL-RIO, B. Carbon prices: were they an obstacle to the launching of emission abatement projects in Spain in the Kyoto Protocol period? **Journal of Cleaner Production**, v. 148, p. 857-865, 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jclepro.2017.01.154>.
- ALDERSEY-WILLIAMS, J.; BROADBENT, I.D.; STRACHAN, P.A. Better estimates of LCOE from audited accounts - a new methodology with examples from United Kingdom offshore wind and CCGT. **Energy Policy**, v. 128, p. 25-35, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.12.044>.
- AMARANTE, O.A.C.; SILVA, F.J.L.; RIOS FILHO, L.G.R.; VIDAL, M.J.B. **Potencial eólico do Estado do Rio Grande do Norte**. Projeto de Pesquisa e Desenvolvimento COSERN - ANEEL, 2003.
- AQUILA, G. **Análise do impacto dos programas de incentivos para viabilizar economicamente o uso de fontes de energia renovável**. Dissertação de Mestrado. Universidade de Itajubá, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, 2015.
- AQUILA, G.; PAMPLONA, E.O.; QUEIROZ, A.R.; ROTELA JUNIOR, P.; FONSECA, M.N. An overview of incentive policies for the expansion of renewable energy generation in electricity power systems and the Brazilian experience. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 70, p. 1090-1098, 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.12.013>.
- AQUILA, G. **Contribuição para o processo de contratação de projetos de geração eólico-fotovoltaica a partir da análise econômica de decisões baseada na programação multiobjetivo**. Tese de Doutorado. Universidade de Itajubá, Programa de Pós Graduação em Engenharia de Produção, 2019.
- AQUILA, G.; NAKAMURA, W.T.; ROTELLA JUNIOR, P.; ROCHA, L.C.S.; PAMPLONA, E.O. Perspectives under uncertainties and risk in wind farms investments based on Omega-LCOE approach: an analysis in São Paulo state, Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 141, 110805, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110805>.

ARABGOLARCHEH, A.; JANNESARAHMADI, S.; BENINI, E. Modeling of near wake characteristics in floating offshore wind turbines using an actuator line method. **Renewable Energy**, v. 185, p. 871-887, 2022. <<https://doi.org/10.1016/j.renene.2021.12.099>>.

ASWATH DAMODARAN. *New York University*, 2022. *Betas by sector (US)*. Disponível em: <[https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New\\_Home\\_Page/datafile/Betas.html](https://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/Betas.html)>. Acesso em: 17/09/2022

BARTHELMIE, R.J.; COURTNEY, M.S.; HOJSTRUP, J.; LARSEN, S.E. Meteorological aspects of offshore wind energy: observations from the Vindeby wind farm. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 62, p. 191-211, 1996.

BARTHELMIE, R.J.; FOLKERTS, L.; LARSEN, G.C.; RADOS, K.; PRYOR, S.C.; FRANDBSEN, S.T.; LANGE, B.; SHEPERS, G. Comparison of wake model simulations with offshore wind turbine wake profiles measured by sodar. **Journal of Atmospheric and Oceanic Technology**, v. 23, p. 888-901, 2006.

BAUR, L.; URIONA, M. Diffusion of photovoltaic technology in Germany: a sustainable success or an illusion driven by guaranteed feed-in tariffs? **Energy**, v. 150, p. 289-298, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2018.02.104>.

BAYER, B. Experience with auctions for wind power in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2644-2658, 2018. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.070>.

BEHRENS, S.; HAYWARD, J.; HEMER, M.; OSMAN, P. Assessing the wave energy converter potential for Australian coastal regions. **Renewable Energy**, v. 43, p. 210-217, 2012. doi:10.1016/j.renene.2011.11.031.

BERALDO, H. C. **Contribuições à análise dinâmica de torres de turbinas eólicas**. Dissertação de Mestrado. Escola Politécnica. Departamento de Engenharia de Estruturas e Geotécnica. Universidade de São Paulo, 2019.

BICHLER, M.; GRIMM, V.; KRETSCHMER, S.; SUTTERER, P. Market design for renewable energy auctions: an analysis of alternative auction formats. **Energy Economics**, v. 92, 104904, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2020.104904>.

BILGILI, M.; YASAR, A.; SIMSEK, E. Offshore wind power development in Europe and its comparison with onshore counterpart. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 905-915, 2011. doi: 10.1016/j.rser.2010.11.006.

BRASIL, EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Nacional de Energia - PNE 2050**. Brasília (DF): Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2020a.

BRASIL, EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Roadmap Eólica Offshore Brasil: perspectivas e caminhos para a energia eólica marítima**. Brasília (DF): Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2020b.

BRASIL, EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2011**. Brasília (DF): Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2011.

BRASIL, EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2016** (ano base 2015). Brasília (DF): Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2016.

BRASIL, EPE - Empresa de Pesquisa Energética. **Anuário Estatístico de Energia Elétrica 2021** (ano base 2020). Brasília (DF): Ministério de Minas e Energia, Empresa de Pesquisa Energética, 2021.

BVG ASSOCIATES. **Building North Carolina's offshore wind supply chain: the roadmap for leveraging manufacturing and infrastructure advantages**. BVG Associates, March 2021.

BVG ASSOCIATES. **Guide to an offshore wind farm: updated and extended**. BVG Associates, April 2019.

CARALIS, G.; CHAVIAROPOULOS, P.; ALBACETE, V.R.; DIAKOULAKI, D.; KOTRONI, V.; LAGOUVARDOS, K.; GAO, Z.; ZERVOS, A.; RADOS, K. Lessons learnt from the evaluation of the feed-in tariff scheme for offshore wind farms in Greece using a Monte Carlo approach. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 157, p. 63-75, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jweia.2016.08.008>.

CARROL, J.; MCDONALD, A.; DINWOODIE, I.; MCMILLAN, D.; REVIE, M.; LAZAKIS, I. Availability, operation and maintenance costs of offshore wind turbines with different drive train configurations. **Wind Energy**, v. 20, p. 361-378, 2017. <https://doi.org/10.1002/we.2011>.

CASTRO-SANTOS, L.; SILVA, D.; BENTO, A.R.; SALVAÇÃO, N.; SOARES, C.G. Economic feasibility of floating offshore wind farms in Portugal. **Ocean Engineering**, v. 207, 107939, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.107939>.

CATARINA, A. S. Wind power generation in Brazil: an overview about investment and scale analysis in 758 projects using the levelized cost of energy. **Energy Policy**, v. 164, 112830, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112830>.

CATOLICO, A.C.C.; MAESTRINI, M.; STRAUCH, J.C.M.; GIUSTI, F.; HUNT, J. Socioeconomic impacts of large hydroelectric power plants in Brazil: a synthetic control



assessment of Estreito hydropower plant. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 151, 111508, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111508>.

CAVALCANTE, R.L.; COSTA, T.O.; ALMEIDA, M.P.; WILLIAMSON, S.; GALHARDO, M.A.B.; MACEDO, W.N. Photovoltaic penetration in isolated thermoelectric power plants in Brazil: power regulation and specific consumption aspects. **International Journal of Electrical Power and Energy Systems**, v. 129, 106648, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106648>.

CAZZARO, D.; TRIVELLA, A.; CORMAN, F.; PISINGER, D. Multi-scale optimization of the design of offshore wind farms. **Applied Energy**, v. 314, 118830, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2022.118830>.

CENTRO DE ESTUDOS QUANTITATIVOS EM ECONOMIA E FINANÇAS. **Fundação Getúlio Vargas**, 2022. Dados do *Equity Risk Premium* atualizados. Disponível em: <https://ceqef.fgv.br/node/753>. Acesso em: 17/09/2022.

CEPEL. **Atlas do potencial eólico brasileiro: simulações 2013**. Centro de Pesquisas de Energia Elétrica - CEPEL - Rio de Janeiro, RJ: CEPEL, 2017.

CHANGLIANG, X.; ZHANFENG, S. Wind energy in China: current scenario and future perspectives. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 13, p. 1966-1974, 2009. doi:10.1016/j.rser.2009.01.004.

CHEN, B.; XIONG, R.; LI, H.; SUN, Q.; YANG, J. Pathways for sustainable energy transition. **Journal of Cleaner Production**, v. 228, p. 1564-1571, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2019.04.372>.

CHESTNEY, N. Global carbon markets value surged to record \$277 billion last year - refinitiv. **Thomson Reuters: Environment**. Jan. 2021. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-europe-carbon/global-carbon-markets-value-surged-to-record-277-billion-last-year-refinitiv-idUSKBN29W1HR>. Acesso em: 20/03/2022.

CHOPRA, M.; SAINI, N.; KUMAR, S.; VARMA, A.; MANGLA, S.K.; LIM, W.M. Past, present, and future of knowledge management for business sustainability. **Journal of Cleaner Production**, v. 328, 129592, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129592>.

CHUNG, C.; LEE, J.; YANG, J.S. National offshore wind strategy for late-mover countries. **Renewable Energy**, v. 192, p. 472-484, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2022.04.133>.

COELINGH, J.P.; WIJK, A.J.M.; HOLTSLAG, A.A.M. Analysis of wind speed observations over the North Sea. **Journal of Wind Engineering and Industrial Aerodynamics**, v. 61, p. 51-69, 1996. [https://doi.org/10.1016/S0167-6105\(97\)00285-7](https://doi.org/10.1016/S0167-6105(97)00285-7).

COSTA, E.; TEIXEIRA, A.C.R.; COSTA, S.C.S.; CONSONI, F.L. Influence of public policies on the diffusion of wind solar PV sources in Brazil and the possible effects of COVID-19. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 162, 112449, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112449>.

CÔTÉ, E.; DUKAN, M.; BRAUWER, C.P.S.; WÜSTENHAGEN, R. The price of actor diversity: measuring project developers' willingness to accept risks in renewable energy auctions. **Energy Policy**, v. 163, 112835, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112835>.

CURTIN, J.; MCINERNEY, C.; GALLACHÓIR, B.O.; HICKEY, C.; DEANE, P.; DEENEY, P. Quantifying stranding risk for fossil fuel assets and implications for renewable energy investment: a review of the literature. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 116, 109402, 2019. <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.109402>>.

CUSTÓDIO, R. S. **Energia eólica para produção de energia elétrica**. 2 ed. Rio de Janeiro: Acta, Synergia, 2013. v 2, p. 131-132.

DA, Z.; XILIANG, Z.; JIANKUN, H.; QIMIN, C. Offshore wind energy development in China: current status and future perspective. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 15, p. 4673-4684, 2011. doi:10.1016/j.rser.2011.07.084.

Decision -/CP.27 **Sharm el-Sheikh Implementation Plan**. [s.l: s.n.]. Disponível em: <[https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop27\\_auv\\_2\\_cover%20decision.pdf](https://unfccc.int/sites/default/files/resource/cop27_auv_2_cover%20decision.pdf)>. Acesso em 12/02/2023

DIAZ, H.; SOARES, C.G. Review of the current status, technology and future trends of offshore wind farms. **Ocean Engineering**, v. 209, 107381, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2020.107381>.

DINH, V.N.; LEAHY, P.; MCKEOGH, E.; MURPHY, J.; CUMMINS, V. Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms. **International Journal of Hydrogen Energy**, v. 46, p. 24620-24631, 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.232>>.

DUTRA, R.; SZKLO, A. Assessing long-term incentive programs for implementing wind power in Brazil using GIS rule-based methods. **Renewable Energy**, v. 33, n. 12, p. 2507–2515, dez. 2008. 10.1016/j.renene.2008.02.017

ESHCHANOV, B.; ABDURAZZAKOVA, D.; YULDASHEV, O.; SALAHODJAEV, R.; AHROROV, F.; KOMILOV, A.; ESHCHANOV, R. Is there a link between cognitive abilities and renewable energy adoption: evidence from Uzbekistan using micro data. **Renewable and**

**Sustainable Energy Reviews**, v. 141, 110819, 2021.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110819>.

FALCONET, I.; NAGASAKA, K. Comparative analysis of support mechanisms for renewable energy technologies using probability distributions. **Renewable Energy**, v. 35, p. 1135-1144, 2010. doi:10.1016/j.renene.2009.11.019.

FARAHMAND, H.; HUERTAS-HERNANDO, D.; WARLAND, L.; KORPAS, M.; SVENDSEN, H.G. Impact of system power losses on the value of an offshore grid for North Sea offshore wind. In: **2011 IEEE Trondheim PowerTech**, 2011. DOI: 10.1109/PTC.2011.6019345.

**Fatores de conversão de energia elétrica e térmica em energia primária e emissões de dióxido de carbono | PBE EDIFICA**. Disponível em:  
<<http://www.pbeedifica.com.br/fatoresconvers%C3%A3oINIs>>. Acesso em: 19 jan. 2023.

FAVASULI, S.; SEBASTIAN, V. Voluntary carbon markets: how they work, how they're priced and who's involved. **SPGlobal**, Jun. 2021. Disponível em:  
<https://www.spglobal.com/commodity-insights/en/market-insights/blogs/energy-transition/061021-voluntary-carbon-markets-pricing-participants-trading-corsia-credits>. Acesso em: 20/03/2022.

FULTON, M.; CAPALINO, R.; AUER, J. **The German feed-in tariff**: recent policy changes. Deutsche Bank Group, 2012. Disponível em: <https://www.reuters.com/article/us-europe-carbon/global-carbon-markets-value-surged-to-record-277-billion-last-year-refinitiv-idUSKBN29W1HR>. Acesso em: 20/03/2022.

GAUDIOSI, G. Offshore wind energy in the world context. **WREC**, p. 899-904, 1996.

GONZALEZ-RODRIGUEZ, A. G. Review of offshore wind farm cost components. **Energy for Sustainable Development**, v. 37, p. 10-19, 2017.  
<http://dx.doi.org/10.1016/j.esd.2016.12.001>.

GULSKI, E.; ANDERS, G.J.; JONGEN, R.A.; PARCIAK, J.; SIEMINSKI, J.; PESOWICS, E.; PASZKIEWICZ, S.; IRSKA, I. Discussion of electrical and thermal aspects of offshore wind farms' power cables reliability. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 151, 111580, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111580>.

GUNNARSDOTTIR, I.; DAVIDSDOTTIR, B.; WORRELL, E.; SIGURGEIRSDOTTIR, S. Sustainable energy development: history of the concept and emerging themes. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 141, 110770, 2021.  
<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110770>.

GWEC - Global Wind Energy Council. **Global offshore wind report**. Bruxelas, Bélgica: Global Wind Energy Council, 2021. Disponível em: [www.gwec.net](http://www.gwec.net)

HAELG, L. Promoting technological diversity: how renewable energy auction designs influence policy outcomes. **Energy Research & Social Science**, v. 69, 101636, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101636>.

HALL, R.; JOÃO, E.; KNAPP, C.W. Environmental impacts of decommissioning: onshore versus offshore wind farms. **Environmental Impact Assessment Review**, v. 83, 106404, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.eiar.2020.106404>.

HAN, R.; LI, J.; GUO, Z. Optimal quota in China's energy capping policy in 2030 with renewable targets and sectoral heterogeneity. **Energy**, v. 239, 121971, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.121971>.

HAUFE, M.C.; EHRHART, K.M. Auctions for renewable energy support - suitability, design, and first lessons learned. **Energy Policy**, v. 121, p. 217-224, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.06.027>.

HAWAWINI, G.; VIALLET, C. **Finanças para executivos: gestão para a criação de valor**. 3ª Ed., CENAGE Learning, 2010.

HEIMVIK, A.; AMUNDSEN, E.S. Prices vs. percentages: use of tradable green certificates as an instrument of greenhouse gas mitigation. **Energy Economics**, v. 99, 105316, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.eneco.2021.105316>.

HERNANDEZ, O.M.; SHADMAN, M.; AMIRI, M.M.; SILVA, C.; ESTEFEN, S.F.; ROVERE, E.L. Environmental impacts of offshore wind installation, operation and maintenance, and decommissioning activities: a case study of Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 144, 110994, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110994>.

HEVIA-KOCH, P.; JACOBSEN, H. K. Comparing offshore and onshore wind development considering acceptance costs. **Energy Policy**, v. 125, p. 9-19, 2019. <https://doi.org/10.1016/j.enpol.2018.10.019>.

HOCHBERG, M.; POUDINEH, R. The Brazilian electricity market architecture: an analysis of instruments and misalignments. **Utilities Policy**, v. 72, 101267, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jup.2021.101267>.

HU, J.; HARMSSEN, R.; CRIJNS-GRAUS, W.; WORRELL, E.; BROEK, M.v.d. Identifying barriers to large-scale integration of variable renewable electricity into the electricity market: a literature review of market design. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 81, p. 2181-2195, 2018. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.06.028>>.

Inflação IHPC Europa - **índice de preços ao consumidor harmonizado europeia**.

Disponível em: <<https://www.global-rates.com/pt/estatisticas-economicas/inflacao/indice-de-precos-ao-consumidor/ihpc/eurozona.aspx>>. Acesso em: 25 out. 2022.

IOANNOU, A.; ANGUS, A.; BRENNAN, F. Stochastic prediction of offshore wind farm LCOE through an integrated cost model. **Energy Procedia**, v. 107, p. 383-389, 2017. doi: 10.1016/j.egypro.2016.12.180.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA. **IBGE**, 2022. Consulta do índice de inflação brasileiro. Disponível em: <<https://www.ibge.gov.br/explica/inflacao.php>>. Acesso em: 17/09/2022.

IRENA - International Renewable Energy Agency. **Renewable Energy Auctions: status and trends beyond price (preliminary findings)**. Abu Dhabi, IRENA, 2019.

KARYTSAS, S.; CHOROPANITIS, I. Barriers against and action towards renewable energy technologies diffusion: a principal component analysis for residential ground source heat pump (GSHP) systems. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 78, p. 252-271, 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2017.04.060>.

KIERULFF, H. MIRR: a better measure. **Business Horizons**, v. 51, p. 321-329, 2008. doi:10.1016/j.bushor.2008.02.005.

KIM, C. A review of the deployment programs, impact, and barriers of renewable energy policies in Korea. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 144, 110870, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.110870>.

KISSEL, J.M.; KRAUTER, S.C.W. Adaptations of renewable energy policies to unstable macroeconomic situations - case study: wind power in Brazil. **Energy Policy**, v. 34, p. 3591-3598, 2006. doi:10.1016/j.enpol.2005.07.013.

KUZEMKO, C.; BRADSHAW, M.; BRIDGE, G.; GOLDTHAU, A.; JEWELL, J.; OVERLAND, I.; SCHOLTEN, D.; GRAAF, T.V.; WESTPHAL, K. Covid-19 and the politics of sustainable energy transitions. **Energy Research & Social Science**, v. 68, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2020.101685>.

LAZARO, L.L.B.; SOARES, R.S.; BERMANN, C.; COLLAÇO, F.M.A.; GIATTI, L.L.; ABRAM, S. Energy transition in Brazil: is there a role for multilevel governance in a centralized energy regime? **Energy Research & Social Science**, v. 85, 102404, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2021.102404>.

LEAL, F.I.; REGO, E.E.; RIBEIRO, C.O. 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, 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.jngse.2017.04.017>.

LEIREN, M.D.; REIMER, I. Historical institutionalist perspective on the shift from feed-in tariffs towards auctioning in German renewable energy policy. **Energy Research & Social Science**, v. 43, p. 33-40, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.erss.2018.05.022>.

LI, Y.; HUANG, X.; TEE, K.F.; LI, Q.; WU, X.P. Comparative study of onshore and offshore wind characteristics and wind energy potentials: a case study for southeast coastal region of China. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 39, 100711, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100711>.

LIMA, M.A.; MENDES, L.F.R.; MOTHÉ, G.A.; LINHARES, F.G.; CASTRO, M.P.P.; SILVA, M.G.; STHEL, M.S. Renewable energy in reducing greenhouse gas emissions: reaching the goals of the Paris agreement in Brazil. **Environmental Development**, v. 33, 100504, 2020. <<https://doi.org/10.1016/j.envdev.2020.100504>>.

LINTNER, J. The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets. **The Review of Economics and Statistics**, v. 47, p. 13-37, 1965. <<http://dx.doi.org/10.2307/1924119>>

LIOU, H. M. Comparing feed-in tariff incentives in Taiwan and Germany. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 50, p. 1021-1034, 2015. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2015.05.009>.

LIU, P.; HEI, Z. Strategic analysis and framework design on international cooperation for energy transition: a perspective from China. **Energy Reports**, v. 8, p. 2601-2616, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2022.01.173>.

LIU, Q.; SUN, Y.; LIU, L.; WU, M. An uncertainty analysis for offshore wind power investment decisions in the context of the national subsidy retraction in China: a real options approach. **Journal of Cleaner Production**, v. 329, 129559, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2021.129559>.

LU, Y.; KHAN, Z.A.; ALVAREZ-ALVARADO, M.S.; ZHANG, Y.; HUANG, Z.; IMRAN, M. A critical review of sustainable energy policies for the promotion of renewable energy sources. **Sustainability**, v.12, 5078, 2020. doi:10.3390/su12125078.

MAIENZA, C.; AVOSSA, A.M.; RICCIARDELLI, F.; COIRO, D.; TROISE, G.; GEORGAKIS, C.T. A life cycle cost model for floating offshore wind farms. **Applied Energy**, v. 266, 114716, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114716>.

MCDONAGH, S.; AHMED, S.; DESMOND, C.; MURPHY, J.D. Hydrogen from offshore wind: investor perspective on the profitability of a hybrid system including for curtailment. **Applied Energy**, v. 265, 114732, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2020.114732>.

MENDONÇA, M.; LACEY, S.; HVELPLUND, F. Stability, participation and transparency in renewable energy policy: lessons from Denmark and the United States. **Policy and Society**, v. 27, p. 379-398, 2009. doi:10.1016/j.polsoc.2009.01.007.

MOSSIN, J. Equilibrium in a Capital Asset Market. **Econometrica**, v. 34, p. 768-83, 1966. <<http://dx.doi.org/10.2307/1910098>>

MYHR, A.; BJERKSETER, C.; AGOTNES, A.; NYGAARD, T.A. Levelised cost of energy for offshore floating wind turbines in a life cycle perspective. **Renewable Energy**, v. 66, p. 714-728, 2014. <<http://dx.doi.org/10.1016/j.renene.2014.01.017>>.

NREL, National Renewable Energy Laboratory. **A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies**. Colorado, NREL, 1995.

NUNES, L.E.; LIMA, M.V.A.; DAVISON, M.; LEITE, A.L.S. Switch and defer option in renewable energy projects: evidences from Brazil. **Energy**, v. 231, 120972, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120972>.

OLABI, A.G.; OBAIDEEN, K.; ELSAID, K.; WILBERFORCE, T.; SAYED, E.T.; MAGHRABIE, H.M.; ABDELKAREEM, M.A. Assessment of the pre-combustion carbon capture contribution into sustainable development goals SDGs using novel indicators.

RECEITA FEDERAL, **Instrução normativa SRF nº 162**, 31 de dezembro de 1998.

Disponível em:

<<http://normas.receita.fazenda.gov.br/sijut2consulta/link.action?idAto=15004&visao=original>> . Acesso em 04 de out. de 2022.

**Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 153, 111710, 2022.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111710>.

OLIVEIRA, N. C. C. de. A grande aceleração e a construção de barragens hidrelétricas no Brasil. **Varia Historia**, v. 34, n. 65, p. 315-346, 2018. <http://dx.doi.org/10.1590/0104-87752018000200003>.

OLIVEIRA, M. L. de. **Estudo de variáveis socioeconômicas, do ambiente construído e da qualidade percebida como contributos para a demanda do transporte público urbano**. Dissertação de Mestrado. Programa de Pós-Graduação em Engenharia de Produção. Instituto de Engenharia de Produção e Gestão. Universidade Federal de Itajubá, 2021.

OUEDRAOGO, B. I. et al. **Incentives for rural off grid electrification in Burkina Faso using LCOE.** *Renewable Energy*, v. 78, p. 573–582, jun. 2015.

PAREJA-ALCARAZ, P. Chinese investments in southern Europe's energy sectors: similarities and divergences in China's strategies in Greece, Italy, Portugal and Spain. *Energy Policy*, v. 101, p. 700-710, 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.09.034>.

PESSANHA, J.F.M.; BARCELOS, G.F.B.; FARIA, A.V.C.; FERREIRA, V.M.F. Análise estatística de registros anemométricos e seleção de turbinas eólicas: um estudo de caso. In: **XLII Simpósio Brasileiro de Pesquisa Operacional**, Bento Gonçalves (RS), 30/08 - 03/09, 2010.

PIMENTA, F.M.; SILVA, A.R.; ASSIREU, A.T.; ALMEIDA, V.S.; SAAVEDRA, O.R. Brazil offshore wind resources and atmospheric surface layer stability. *Energies*, v. 12, 4195, 2019. doi:10.3390/en12214195.

PIRES, A.L.G.; ROTELLA JUNIOR, P.; MORIOKA, S.N.; ROCHA, L.C.S.; BOLIS, I. Main trends and criteria adopted in economic feasibility studies of offshore wind energy: a systematic literature review. *Energies*, v. 15, 12, 2022. <<https://doi.org/10.3390/en15010012>>.

POWER *Data Access Viewer*. NASA, 2022. Disponível em: <<https://power.larc.nasa.gov/data-access-viewer/>>. Acesso em: 18 de set. de 2022.

PYRGOU, A. KYLILI, A.; FOKAIDES, P.A. The future of the feed-in tariff (FiT) scheme in Europe: the case of photovoltaics. *Energy Policy*, v. 95, p. 94-102, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2016.04.048>.

QADIR, S.A.; AL-MOTAIRI, H.; TAHIR, F.; AL-FAGIH, L. Incentives and strategies for financing the renewable energy transition: a review. *Energy Reports*, v. 7, p. 3590-3606, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2021.06.041>.

QAZI, A.; HUSSAIN, F.; RAHIM, N.A.; HARDAKER, G.; ALGHAZZAWI, D.; SHABAN, K.; HARUNA K. Towards sustainable energy: a systematic review of renewable energy sources, technologies, and public opinions. *IEEE Access*, v. 7, p.63837-63851, 2019. DOI: 10.1109/ACCESS.2019.2906402.

REICHARDT, K.; ROGGE, K. How the policy mix impacts innovation: findings from company case studies on offshore wind in Germany. *Environmental Innovation and Societal Transitions*, v. 18, p. 62-81, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.eist.2015.08.001>.



REIS, M.M.L.; MAZETTO, B.M.; SILVA, E.C.M. Economic analysis for implantation of an offshore wind farm in the Brazilian coast. **Sustainable Energy Technologies and Assessments**, v. 43, 100955, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.seta.2020.100955>.

RÍO, P. del; KIEFER, C.P. Analysing patterns and trends in auctions for renewable electricity. **Energy for Sustainable Development**, v. 62, p. 195-213, 2021. DOI: 10.1016/j.esd.2021.03.002.

RITA, E.; CHIZOO, E.; CYRIL, U.S. Sustaining COVID-19 pandemic lockdown era air pollution impact through utilization of more renewable energy sources. **Heliyon**, v. 7, e07455, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.heliyon.2021.e07455>.

RODRIGUES, S.; RESTREPO, C.; KATSOURIS, G.; PINTO, R.T.; SOLEIMANZADEH, M.; BOSMAN, P.; BAUER, P. A multi-objective optimization framework for offshore wind farm layouts and electric infrastructures. **Energies**, v. 9, 216, 2016. doi:10.3390/en9030216.

ROSA, L.P.; LOMBARDO, L.L.B. The Brazilian energy crisis and a study to support building efficiency legislation. **Energy and Buildings**, v. 36, p. 89-95, 2004. doi:10.1016/j.enbuild.2003.09.001.

RUBIO-DOMINGO, G.; LINARES, G. The future investment costs of offshore wind: an estimation based on auction results. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 148, 111324, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2021.111324>.

RUIZ, B.J.; RODRIGUEZ, V.; BERMAN, C. Analysis and perspectives of the government programs to promote renewable electricity generation in Brazil. **Energy Policy**, v. 35, p. 2989-2994, 2007. doi:10.1016/j.enpol.2006.10.023.

SANTA CATARINA, A. Wind power generation in Brazil: An overview about investment and scale analysis in 758 projects using the Levelized Cost of Energy. *Energy Policy*, v. 164, p. 112830, maio 2022.

SHADMAN, M.; SILVA, C.; FALLER, D.; WU, Z.; ASSAD, L.P.F.; LANDAU, L.; LEVI, C.; ESTEFEN, S.F. Ocean renewable energy potential, technology, and deployments: a case study of Brazil. **Energies**, v. 12, 3658, 2019. doi:10.3390/en12193658.

SHARPE, W.F. Capital Asset Prices: A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk. **Journal of Finance**, v. 19, p. 425-42, 1964. <https://doi.org/10.1111/j.1540-6261.1964.tb02865.x>

SHU, Z.R.; LI, Q.S.; CHAN, P.W. Investigation of offshore wind energy potential in Hong Kong based on Weibull distribution function. **Applied Energy**, v. 156, p. 362-373, 2015. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.07.027>.

SHUM, K.L.; WATANABE, C. Network externality perspective of feed-in-tariffs (FIT) instruments - some observations and suggestions. **Energy Policy**, v. 38, p. 3266-3269, 2010. doi:10.1016/j.enpol.2010.02.044.

SILVA, N. F.; ROSA, L.P.; FREITAS, M.A.V.; PEREIRA, M.G. Wind energy in Brazil: from the power sector's expansion crisis model to the favorable environment. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 22, p. 686-697, 2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2012.12.054>.

SILVA, R.C.; MARCHI NETO, I.; SEIFERT, S.S. Electricity supply security and the future role of renewable energy sources in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 59, p. 328-341, 2016. <http://dx.doi.org/10.1016/j.rser.2016.01.001>.

SOYSAL, E.R.; KURGPÓLD, J. **Policy Memo 2**: pre-qualifications and penalties. DTU Library, Oct. 2016. Disponível em: [www.orbit.dtu.dk](http://www.orbit.dtu.dk). Acesso em: 13/04/2022.

STOKES, L. C. The politics of renewable energy policies: the case of feed-in tariffs in Ontario, Canada. **Energy Policy**, v. 56, p. 490-500, 2013. <http://dx.doi.org/10.1016/j.enpol.2013.01.009>.

TAVARES, L.F.A.; SHADMAN, M.; ASSAD, L.P.F.; SILVA, C.; LANDAU, L.; ESTEFEN, S.F. Assessment of the offshore wind technical potential for the Brazilian Southeast and South regions. **Energy**, v. 196, 117097, 2020. <<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117097>>.

TESOURO DIRETO. **Tesouro direto**, 2022. Preços e taxas. Disponível em: <<https://www.tesourodireto.com.br/titulos/precos-e-taxas.htm>> . Acesso em: 17/09/2022

TOKE, D. The UK offshore wind power programme: a sea-change in UK energy policy? **Energy Policy**, v. 39, p. 526-534, 2011. doi:10.1016/j.enpol.2010.08.043.

TOLMASQUIM, M.T.; CORREIA, T.B.; PORTO, N.A.; KRUGER, W. Electricity market design and renewable energy auctions: the case of Brazil. **Energy Policy**, v. 158, 112558, 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112558>>.

TONG, W. **Wind power generation and wind turbine design**. WIT Press, 2010, 768 p.

TU, Q.; MO, J.; LIU, Z.; GONG, C.; FAN, Y. Using green finance to counteract the adverse effects of COVID-19 pandemic on renewable energy investment-The case of offshore wind power in China. **Energy Policy**, v. 158, 112542, 2021. <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2021.112542>>.

UNITED STATES, Department of Energy – Office of Energy Efficiency & Renewable Energy. **Offshore wind market report 2021 Edition**. Washington (DC): Department of Energy, Office of Energy Efficiency & Renewable Energy, 2021.

VANEGAS-CANTARERO, M.M.; PENNOCK, S.; BLOISE-THOMAZ, T.; JEFFREY, H.; DICKSON, M.J. Beyond LCOE: a multi-criteria evaluation framework for offshore renewable energy projects. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 161, 112307, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112307>.

VATALIS, K.I.; AVLOGIARIS, G.; TSALIS, T.A. Jus transition pathways of energy decarbonization under the global environmental changes. **Journal of Environmental Management**, v. 309, 114713, 2020. <<https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2022.114713>>.

VESTAS. **V236-15.0 MW™**. Disponível em: <<https://www.vestas.com/en/products/offshore/V236-15MW>>. Acesso em 19/08/2022.

VIANA, A.G.; RAMOS, D.S. Outcomes from the first large-scale solar PV auction in Brazil. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 91, p. 219-228, 2018. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.04.003>.

YANG, M.; HONG, Y.; YANG, F. The effects of mandatory energy efficiency policy on resource allocation efficiency: evidence from Chinese industrial sector. **Economic Analysis and Policy**, v. 73, p. 513-524, 2022. <https://doi.org/10.1016/j.eap.2021.11.012>.

YANG, X.; PANG, J.; TENG, F.; GONG, R.; SPRINGER, C. The environmental co-benefit and economic impact of China's low-carbon pathways: evidence from linking bottom-up and top-down models. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 136, 110438, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110438>.

YE, L.C.; RODRIGUES, J.F.D.; LIN, H.X. Analysis of feed-in tariff policies for solar photovoltaic in China 2011-2016. **Applied Energy**, v. 203, p. 496-505, 2017. <http://dx.doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.06.037>.

WEI, Y.; ZOU, Q.P.; LIN, X. Evolution of price policy for offshore wind energy in China: trilemma of capacity, price and subsidy. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 136, 110366, 2021. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110366>.

WELISCH, M.; POUDINEH, R. Auctions for allocation of offshore wind contracts for difference in the UK. **Renewable Energy**, v. 147, p. 1266-1274, 2020. <https://doi.org/10.1016/j.renene.2019.09.085>.

WOODMAN, B.; MITCHELL, C. Learning from experience? The development of renewable obligation in England and Wales 2002-2010. **Energy Policy**, v. 39, p. 3914-3921, 2011. doi:10.1016/j.enpol.2011.03.074.

WORLD BANK. **COVID-19 in Brazil**: impacts and policy responses. The World Bank Group, Jun. 2020. Disponível em: [www.worldbank.org](http://www.worldbank.org).

WU, X.; HU, Y.; LI, Y.; YANG, J.; DUAN, L.; WANG, T.; ADCOCK, T.; JIANG, Z.; GAO, Z.; LIN, Z.; BORTHWICK, A.; LIAO, S. Foundations of offshore wind turbines: a review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 104, p. 379-393, 2019. <<https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.012>>.

ZAYED, M. E. *et al.* Performance prediction and techno-economic analysis of solar dish/stirling system for electricity generation. **Applied Thermal Engineering**, v. 164, p. 114427, jan. 2020.