

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA  
DO RIO DE JANEIRO



DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

**OS ATRASOS EM LEILÕES DO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO E A SUA INFLUÊNCIA SOBRE O  
CUSTO MÉDIO PONDERADO DO CAPITAL ANTES  
DOS IMPOSTOS**

Trabalho de Conclusão de Curso

**ERICK TERZI FOTI**

Nº de matrícula: 1910358

Orientador(a): Prof. D. ra Amanda Motta Schutze

Rio de Janeiro

julho de 2023

DEPARTAMENTO DE ECONOMIA

ERICK TERZI FOTI

Nº de matrícula: 1910358

**OS ATRASOS EM LEILÕES DO SETOR ELÉTRICO  
BRASILEIRO E A SUA INFLUÊNCIA SOBRE O  
CUSTO MÉDIO PONDERADO DO CAPITAL ANTES  
DOS IMPOSTOS**

*Declaro que o presente trabalho é de minha autoria e  
que não recorri para realizá-lo, a nenhuma forma de  
ajuda externa, exceto quando autorizado pelo professor  
tutor.*

Orientador(a): Prof. D. ra Amanda Motta Schutze

Rio de Janeiro

julho de 2023

*As opiniões expressas neste trabalho são de responsabilidade única e exclusiva do autor.*

# Agradecimentos

Aos meus pais, Paulo Cesar Foti e Christina Maria Kruse Terzi, pela criação que me deram e pelo esforço que fizeram ao longo da vida para que eu tivesse a melhor educação possível. Por terem me advertido quando necessário e me parabenizado quando merecido. Por terem me ajudado nos momentos difíceis e celebrado comigo as minhas conquistas.

À minha irmã, Gabriela Terzi Foti, de quem tenho muito orgulho e a quem busco servir de exemplo.

À minha avó Maria Emília Foti pelo suporte fornecido aos meus pais para a minha criação e pelo carinho e zelo, a quem devo grande parte do que sou. Aos meus avós, Adhemar Henrique Terzi, Aldo Foti e Elisabete Kruse Terzi.

Aos meus tios, em especial Cláudia Regina Kruse Terzi, Marcelo Gaio Kruse Terzi, Michele Carneiro e Luiz Carlos Foti pelo porto seguro que representam para mim.

Aos meus primos, em especial Igor Foti, Lucas Terzi, Pedro Terzi e João Victor Terzi, pela amizade sincera e pelo que representam para mim.

À minha namorada, Fernanda Bonorino, pela paciência e estímulo no processo de desenvolvimento deste trabalho.

Aos amigos que fiz durante o curso de economia, em especial Freddie Didier, Rafael Salgado, João Victor Meurer e Pietro Lucchesi, que fizeram da minha graduação um processo, sem dúvida, muito mais prazeroso.

Aos meus amigos de vida, em especial André Galliez, Marco Cesar Penna, João Pedro Salgueiro, Felipe Poppe, Carlos Eduardo Poppe, André Poppe, Matheus Aguiar e Isabella Lacerda.

Aos meus amigos e colegas da PSR. Em especial Gabriel Cunha, João Pedro Bastos e Silvio Binato, que foram excelentes (e pacientes) tutores ao longo da minha formação profissional.

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>10</b>
<b>2</b>	<b>O contexto brasileiro</b>	<b>15</b>
2.1	Penalidades por atraso	17
2.2	Competitividade tecnológica	17
2.3	Prazos de construção	18
2.4	Atrasos relacionados à rede de transmissão	19
<b>3</b>	<b>A probabilidade de atraso em projetos eólicos</b>	<b>21</b>
<b>4</b>	<b>Modelo para incorporar incerteza no tempo de construção</b>	<b>27</b>
<b>5</b>	<b>Estudo de caso</b>	<b>33</b>
5.1	Base de dados	36
5.2	Parametrização física	38
5.2.1	Custos de Investimento	38
5.2.2	Taxa de juros	41
5.2.3	Remuneração do desenvolvedor do projeto	46
5.2.4	Aspectos e penalidades contratuais	53
<b>6</b>	<b>Apresentação e Análise de Resultados</b>	<b>60</b>
<b>7</b>	<b>Considerações Finais</b>	<b>65</b>
	<b>Referências</b>	<b>67</b>

# Lista de ilustrações

Figura 1 – <i>Status</i> , em dezembro de 2013, dos projetos leiloados nos primeiros três leilões eólicos Brasileiros . . . . .	25
Figura 2 – Função densidade de probabilidade dos atrasos . . . . .	26
Figura 3 – TIR por tipo de leilão . . . . .	36
Figura 4 – Densidade de probabilidade do custo de investimento . . . . .	40
Figura 5 – Densidade de probabilidade da taxa de juros real do BNDES . . . . .	44
Figura 6 – Densidade de probabilidade da quantidade contratada (em % da capacidade instalada) . . . . .	48
Figura 7 – Densidade de probabilidade do preço de contrato . . . . .	49
Figura 8 – Densidade de probabilidade da garantia física das usinas . . . . .	51
Figura 9 – Densidade de probabilidade do preço do mercado de curto prazo . . . . .	52
Figura 10 – Densidade de probabilidade dos prazos de entrega dos projetos (em meses) . . . . .	56
Figura 11 – TIR por tipo de responsabilização em relação à transmissão . . . . .	63
Figura 12 – Cenários de WACC antes dos impostos . . . . .	64

# Lista de tabelas

Tabela 1 – Elementos básicos do desenho de leilão brasileiro . . . . .	20
Tabela 2 – Possíveis representações da componente de receita . . . . .	31
Tabela 3 – Resumo dos custos de investimento . . . . .	39
Tabela 4 – Exemplo de modelagem dos desembolsos . . . . .	41
Tabela 5 – Condições de financiamento do BNDES . . . . .	43
Tabela 6 – Resumo da taxa de juros real do BNDES . . . . .	44
Tabela 7 – Resumo da quantidade de energia contratada (em % da capacidade instalada) . . . . .	47
Tabela 8 – Resumo dos preços de contrato (R\$/MWh) . . . . .	48
Tabela 9 – Resumo da garantia física das usinas . . . . .	51
Tabela 10 – Resumo dos preços do mercado de curto prazo (R\$/MWh) . . . . .	52
Tabela 11 – Resumo dos prazos para a construção dos projetos (em meses) . . . . .	55
Tabela 12 – Resumo da parametrização proposta . . . . .	61
Tabela 13 – Cenários de WACC antes dos impostos . . . . .	62

# Lista de abreviaturas e siglas

ONU	Organização das Nações Unidas
RPO	<i>Renewable Purchase Obligations</i>
NFFO	<i>Non-Fossil Fuel Obligation competitive Orders</i>
BNDES	Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
VPL	Valor Presente Líquido
CAPEX	<i>Capital Expenditure</i>
OPEX	<i>Operational Expenditure</i>
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
LEN	Leilão de Energia Nova
LER	Leilão de Energia de Reserva
LFA	Leilão de Fontes Alternativas
IPCA	Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo
BNB	Banco do Nordeste
BCB	Banco Central do Brasil
WACC	<i>Weighted Average Cost of Capital</i>
CME	Custo Marginal de Expansão
PLD	Preço de Liquidação de Diferenças

PDE	Plano Decenal de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
CER	Certificado de Energia de Reserva
IPEA	Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada
CSSL	Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido
PIS	Programa de Integração Social
Cofins	Contribuição para Financiamento da Seguridade Social

# Resumo

O presente trabalho avalia o histórico de leilões de energia ocorridos no Brasil, entre 2009 e 2017, para verificar o impacto de uma alteração regulatória nos atrasos relacionados à geração eólica. Até 2013, o desenvolvedor do projeto apenas era responsável por contruí-lo, ficando isento de eventuais dificuldades para conectar o empreendimento à rede elétrica. A partir do referido ano, o quadro se inverteu e os empreendedores passaram a serem penalizados por situações deste tipo. Deste modo, este trabalho irá propor um modelo financeiro que calcula o custo médio ponderado do capital de um empreendimento representativo daqueles que já foram historicamente desenvolvidos no Brasil. Para isso, as variáveis relevantes para esta tarefa serão parametrizadas considerando os dados históricos de alguns procedimentos e, tomando como referência esta parametrização, será avaliado o efeito desta mudança sobre o custo médio ponderado do capital e sobre a probabilidade de atrasos. Além disso, serão realizadas análises de sensibilidade do efeito causado pelas mudanças na probabilidade de ocorrência de eventos de força maior entre os atrasos e o efeito da aversão a risco do investidor no custo médio ponderado do capital do projeto vencedor.

**Palavras-chave:** Brasil; Tempo de construção; Atraso; WACC; Leilões de energia; Custo médio ponderado do capital; Transmissão.

# 1

## Introdução

Em todo o mundo, mudanças de paradigmas vêm incentivando o uso mais consciente dos recursos naturais e a busca por mitigar os impactos da sociedade contemporânea sobre a natureza. Nesse sentido, políticas vêm sendo implementada por empresas e governos para reduzir o impacto humano sobre os recursos naturais, como o Acordo de Paris, firmado em 2015 entre quase todos os países do mundo com o objetivo de reduzir a emissão de gases causadores do efeito estufa, e o Programa de Desenvolvimento Sustentável da União Europeia, que busca aplicar a Agenda 2030 das Nações Unidas para o Desenvolvimento Sustentável a fim de conciliar crescimento econômico, inovação e inclusão social.

Nesse sentido, promover a geração de energia por meio de recursos limpos e acessíveis é parte do objetivo de ambos os programas mencionados anteriormente, como pode ser verificado no 7º objetivo de desenvolvimento sustentável enumerado pela Organização das Nações Unidas (ONU). Segundo o relatório *Renewables in Energy Demand* (2023) da rede de colaboração REN21, fundada pelas Nações Unidas, a demanda por energia renovável cresceu, em média, 4.7% ao ano entre 2010 e 2020 (REN21, 2023). Ademais, em 2022, 94 países apresentavam políticas renováveis ou metas de participação de recursos limpos no atendimento da demanda por energia em pelo menos um dos seguintes setores: construção civil, indústria, transporte e agricultura.

Corroborando com esta tendência, na última década foi possível verificar um

aumento expressivo da realização de leilões de energia renovável como um dos principais mecanismos para a promoção de nova capacidade instalada proveniente de recursos renováveis (REN21, 2022). Em mecanismos deste tipo, o preço e quantidade contratada são estabelecidos antes do início da construção dos projetos através de um processo de ofertas públicas realizadas pelos agentes. Neste sentido, leilões podem se mostrar um meio atrativo de se promover nova capacidade instalada renovável uma vez que provém aos investidores uma receita estável enquanto permite atingir as metas de participação renovável na matriz energética de maneira precisa (AZUELA et al., 2014).

É importante ressaltar que os primeiros leilões de energia e capacidade não obtiveram um resultado satisfatório, levando diversos países a optarem por outros mecanismos alternativos para garantir receitas estáveis aos desenvolvedores dos projetos. Dentre as alternativas mais comuns estavam: I - tarifas de *feed-in*, que fixam o preço para a venda de energia elétrica proveniente de fontes de energia limpa – muitas vezes acima do preço de mercado e; II - o cumprimento das metas de energia limpa, com a adoção de, por exemplo, obrigações de compra renovável (RPO – do inglês Renewable Purchase Obligations), que estabelecem metas para a compra de energia produzida por fontes renováveis (AZUELA et al., 2014).

Apesar de ser reconhecido como um mecanismo para promover eficiência econômica e reduzir a necessidade de incentivos financeiros concedidos pelos formuladores de políticas públicas (ANATOLITIS; AZANBAYEV; FLECK, 2022), o sistema de leilões é constantemente criticado por conta dos seus elevados custos de transação e por mal desempenho na construção dos projetos, muitas vezes levando a atrasos e abandono das obras (AZUELA et al., 2014). Um dos primeiros leilões envolvendo fontes de energia renovável do mundo, chamado de *Non-Fossil Fuel Obligation competitive Orders* (NFFO), ocorrido no Reino Unido em 1990, resultou em números pouco expressivos de capacidade instalada construída, apesar de ter provocado reduções significativas no preço de contratação da energia (BOOTS et al., 2000). Dito isso, é possível que o fracasso na construção das usinas no Reino Unido tenha sofrido influência significativa dos mecanismos de leilão empregados neste caso específico, que apresentavam regras consideravelmente permissivas em relação a episódios de atrasos e abandono das obras.

É perceptível, portanto, que leilões podem ser relevantes para o cumprimento de metas de participação de energia renovável. Entretanto, após a realização dos pro-

cedimentos, não há garantias quanto à construção efetiva dos projetos. A possibilidade de atraso ou abandono das obras representa um risco que deve ser considerado para desenhar uma política de implementação de projetos renováveis, uma vez que o atraso ou o cancelamento das obras pode reduzir a segurança energética do sistema elétrico, elevar os preços do mercado de atacado de energia, elevar as emissões de CO<sub>2</sub> e reduzir a aceitação pública sobre as energias renováveis (BAYER; BERTHOLD; Moreno Rodrigo de Freitas, 2018).

Dito isso, há uma vasta literatura que aborda como os desenhos dos mecanismos de leilão podem impactar na ocorrência de atrasos ou abandono de projetos. Dentre os principais tópicos relevantes para essa questão, podem ser citados requerimentos de qualificação, penalidades e o procedimento escolhido para selecionar as ofertas vencedoras (BAYER; BERTHOLD; Moreno Rodrigo de Freitas, 2018). Nesse sentido, critérios de qualificação mais estritos e penalidades mais duras tendem a elevar o percentual de implementação dos projetos vencedores. Por outro lado, os preços de equilíbrio destes procedimentos tendem a ser mais elevados, uma vez que há um nível de competição menor e uma provisão de garantias mais robustas por parte dos agentes vencedores (BAYER; BERTHOLD; Moreno Rodrigo de Freitas, 2018).

Além dos elementos de desenho de leilão supracitados, ainda há outras componentes que podem se mostrar relevantes na ocorrência de atrasos e cancelamentos de novos projetos renováveis, como a especificação da oferta e da demanda em termos de quantidade contratada – seja de energia, capacidade ou outro – e restrições quanto aos tipos de tecnologias e localizações onde os projetos podem vir a ser estruturados (AZUELA et al., 2014). Ademais, as características dos produtos leiloados podem ser relevantes na provisão de incentivos para o cumprimento do cronograma de construção dos projetos, uma vez que envolvem temas sensíveis para o desenvolvedor do empreendimento, como a duração do contrato, cláusulas de indexação, mecanismos de liquidação e a definição de responsabilidades (AZUELA et al., 2014).

No contexto brasileiro, os preços de equilíbrio dos primeiros sete leilões de energia renovável realizados no país reduziram de 148 R\$/MWh para 88 R\$/MWh. A partir do oitavo leilão, os preços voltaram a subir, superando, no 14º procedimento realizado, o preço nominal do primeiro pregão de energia realizado no país. Uma das justificativas que podem ter influenciado na redução inicial dos preços está na crise financeira global da

década de 2010 e na crise que atingiu o setor eólico europeu. Buscando novos mercados, os fabricantes passaram a produzir equipamentos para a geração de energia eólica no Brasil. Nesse sentido, enquanto em 2009 haviam apenas dois fabricantes de turbinas eólicas no Brasil, em 2011 já haviam onze. Naturalmente, o aumento da competitividade pode ter levado a uma redução nos custos de aquisição destes equipamentos por parte dos desenvolvedores de projetos, resultando em uma queda nos preços de equilíbrio dos leilões de energia realizados no país (BAYER, 2018).

De maneira oposta, o aumento de preços verificado nos procedimentos de leilão ocorridos entre 2012 e 2015 pode estar relacionado com uma série de fatores distintos, dentre eles alterações nos termos de conexão à rede de transmissão, mudanças no cálculo da garantia física das usinas eólicas – o que impacta diretamente o fluxo de caixa dos projetos - e condições de financiamento mais caras do principal banco credor dos projetos de energia nova no Brasil, o BNDES. Ademais, condições adversas de juros básico e a desvalorização do real frente ao dólar no período também podem ter tido um impacto negativo nos preços de equilíbrio dos leilões (BAYER, 2018).

No referido período, havia um contexto de alta da taxa SELIC e o BNDES elevou em cerca de 1.7% a taxa de juros dos financiamentos concedidos para a construção de novos projetos eólicos. Além disso, a partir de 2013 a contratação de nova capacidade eólica passou a ser baseada em um novo formato de garantia física que passou a utilizar o P90 em vez do P50 das usinas (BAYER, 2018). Ou seja, para cumprir com suas obrigações de segurança do sistema, os agentes precisariam apresentar uma probabilidade de cumprimento da sua previsão de geração de 90% e não mais de 50%. Intuitivamente, tal exigência obrigou os projetos a apresentarem uma eficiência maior, incorrendo em custos adicionais que, naturalmente, podem refletir sobre os preços resultantes dos pregões.

Como mencionado anteriormente, outro fator que possivelmente influencia na análise do desempenho dos leilões no Brasil está relacionado às condições de conexão à rede de transmissão. Até 2013, o planejamento da transmissão era realizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que coordenava a expansão da rede com o cronograma de construção dos novos empreendimentos de geração (BAYER, 2018). Nesse contexto, o risco de o projeto de geração não entrar em operação por conta de atrasos na expansão da rede recaía exclusivamente sobre a contraparte do contrato, que não recebia a energia contratada e, eventualmente, deveria adquiri-la de outros agentes. A

partir de 2013, os desenvolvedores dos projetos passaram a assumir os riscos por eventuais atrasos no início da operação dos projeto de geração causados por impossibilidade de conectá-los à rede de transmissão. Assim, os empreendedores de geração passaram a ficar expostos a multas e penalidades por eventuais atrasos na operação das usinas (BAYER, 2018).

Diante dos benefícios e das dificuldades históricas dos leilões de energia eólica conduzidos no Brasil, o presente trabalho tem como objetivo propor um modelo matemático que incorpora o risco de atraso no preço de oferta dos agentes. Através desta abordagem, será proposto um estudo de caso que analisará o impacto de associar os riscos da transmissão sobre o custo médio ponderado do capital dos provedores de capital de um empreendimento eólico. Ainda que tal análise seja limitada a um único incentivo, espera-se tirar algumas conclusões qualitativas sobre como os incentivos, em geral, afetam o esforço dos agentes no cumprimento dos prazos esperados.

Para cumprir com este objetivo, este trabalho está dividido em cinco capítulos, incluindo a presente introdução. O segundo capítulo discute alguns dos principais elementos do mercado brasileiro, relevantes para o estudo de caso a ser apresentado. Além disso, o referido capítulo apresenta um resumo dos principais elementos do desenho de leilão de energia brasileiro. O terceiro capítulo, por sua vez, detalha o modelo matemático mencionado anteriormente, enquanto o quarto capítulo descreve o processo de parametrização das variáveis relevantes e discute cada uma delas. Por fim, o quinto capítulo apresenta os resultados obtidos com o referido modelo e discute os impactos dos incentivos sobre a remuneração dos provedores de capital de novos empreendimentos eólicos.

# 2

## O contexto brasileiro

No Brasil, os leilões têm um papel relevante no marco regulatório adotado após a reforma do setor em 2004, se mostrando um mecanismo eficiente, transparente e competitivo para conceder contratos de longo-prazo para as companhias de distribuição. Os procedimentos de leilão são coordenados pelo Ministério de Minas e Energia (MME) e realizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Nesses procedimentos, são realizados pregões separados para a contratação de energia existente e energia nova. O primeiro realiza a venda de contratos de energia existentes e o segundo vende novos contratos de energia. Desse modo, é possível calcular um preço de equilíbrio no mercado regulado<sup>1</sup> distinto do custo marginal de expansão do sistema<sup>2</sup>, permitindo o cálculo de tarifas justas ao diferenciar custos de investimento e custos operacionais (DINIZ et al., 2023).

Nesse sentido, é relevante para o presente trabalho destacar os três tipos de leilão para novos contratos do setor elétrico brasileiro. São eles: Leilão de Energia Nova (LEN), Leilão de Energia de Reserva (LER) e Leilão de Fontes Alternativas (LFA).

Os LEN são voltados para a contratação de energia nova, por parte das distribui-

---

<sup>1</sup>O mercado regulado de energia no Brasil fornece a contratação de energia elétrica por meio de contratos regulados firmados geralmente entre distribuidoras elétricas e a ANEEL, para atender consumidores residenciais, comerciais e industriais.

<sup>2</sup>O CME é um conceito utilizado no planejamento da expansão do sistema elétrico que determina o valor econômico de se adicionar uma nova unidade geradora ao sistema de geração

doras<sup>3</sup>, produzida a partir de projetos renováveis. Estes leilões costumam ter um prazo para a construção dos projetos de três a seis anos e cada oferta vencedora assina contratos de fornecimento de energia com diversas companhias de distribuição, de acordo com as estimativas de crescimento de demanda de energia (DINIZ et al., 2023).

Por outro lado, os LER têm como objetivo garantir a segurança do sistema elétrico, promovendo a contratação de potência para mitigar os problemas relacionados à inflexibilidade das fontes renováveis, que compõem a maior parte da oferta nos leilões de energia, e assim reduzir o uso dos recursos hídricos armazenados pelas hidrelétricas. Neste mecanismo, em especial, os contratos são assinados tendo a CCEE como comprador único e as tarifas se aplicam sobre todos os consumidores do mercado livre<sup>4</sup> e regulado (DINIZ et al., 2023).

Por último, os LFA têm como objetivo aumentar o percentual de participação das fontes renováveis no atendimento da demanda (DINIZ et al., 2023). Este tipo de leilão só foi realizado três vezes na história do setor elétrico brasileiro, envolvendo a contratação de projetos eólicos, solares e de pequenas centrais hidroelétricas. Apesar de ser o objetivo explícito deste mecanismo, a maior parte da energia renovável parte da matriz elétrica brasileira foi leiloada por meio de Leilões de Energia Nova e Leilões de Energia de Reserva.

Devido às diferenças entre os objetivos dos leilões enumerados anteriormente, as obrigações de contrato e os elementos de desenho de leilão podem variar de acordo com o produto e o mecanismo. Ademais, mudanças regulatórias como as mencionadas no [Capítulo 1](#), envolvendo a alteração na medição da garantia física e a responsabilidade por atrasos devido a problemas nas linhas de transmissão, podem se mostrar relevantes em análises comparativas entre procedimentos. Por este motivo, as subseções a seguir descrevem como mudanças sobre alguns dos elementos de desenho de leilão podem impactar os custos e as receitas dos empreendedores, afetando, assim, os preços de contrato.

Adicionalmente, ao fim da presente seção a [Tabela 1](#) enumera os elementos

---

<sup>3</sup>Responsável por distribuir energia elétrica para os consumidores finais em uma determinada área geográfica, atuando como intermediária entre geradores e consumidores

<sup>4</sup>Segmento do setor elétrico em que os consumidores têm liberdade para escolher o seu fornecedor de energia. É formado por consumidores de grande porte que negociam livremente contratos bilaterais com os fornecedores de energia.

básicos do desenho de leilão brasileiro. Tal tabela considera as escolhas de características dos procedimentos apontadas por [DINIZ et al.](#) como as mais comuns no contexto brasileiro.

## 2.1 Penalidades por atraso

Nesse sentido, tratando-se de mecanismos competitivos, é relevante contextualizar quais penalidades são tipicamente aplicadas no Brasil em caso de descumprimento de contrato. Dentre as penalidades que podem ser aplicadas estão a execução de garantias financeiras, o rompimento do contrato com a cobrança de taxas, o banimento da participação do desenvolvedor do projeto em novos leilões e multas administrativas que podem ser de até 10% do respectivo investimento ([DINIZ et al., 2023](#)).

Além disso, os leilões de energia realizados no Brasil incorrem, em geral, na obrigação de cumprimento do contrato para o fornecimento do produto contratado, independentemente do projeto de geração ter iniciado suas operações ou não. Assim, o agente desenvolvedor do projeto renovável em atraso deve adquirir a quantidade faltante por meio de contratos com outros geradores ou comprar o montante deficitário no mercado de curto prazo<sup>5</sup>, o que pode ser interpretado como uma penalidade pelo atraso. Historicamente, o mercado de curto prazo apresenta preços mais elevados do que os preços de contrato, o que potencialmente cria incentivos para o cumprimento dos prazos de construção e entrada em operação de novos empreendimentos renováveis ([DINIZ et al., 2023](#)). Excepcionalmente, para projetos contratados através de Leilões de Energia de Reserva (LER), é aplicada uma multa sobre a quantidade contratada deficitária baseada no preço de contrato do leilão ([DINIZ et al., 2023](#)).

## 2.2 Competitividade tecnológica

Outro elemento de desenho de mercado relevante para mecanismos competitivos, principalmente no contexto do desenvolvimento de tecnologias<sup>6</sup> de geração específicas, está na definição das tecnologias que podem participar de um mesmo procedimento de

---

<sup>5</sup>O mercado de curto prazo tem como objetivo principal ajustar eventuais desequilíbrios entre a oferta e a demanda por energia que possam ocorrer após a contratação no mercado de contratos de longo prazo

<sup>6</sup>Por exemplo termelétrica, hidrelétrica, eólica, solar, nuclear, biomassa, entre outras fontes.

leilão. Nesse sentido, leilões de tecnologia específica tendem a ter um bom desempenho para o desenvolvimento de novas tecnologias, forçando o desenvolvimento inicial da indústria no país e levando a uma curva de aprendizado que permita à referida tecnologia um maior nível de competitividade em leilões de tecnologias múltiplas no futuro (KITZING et al., 2019). Por outro lado, pregões com múltiplas tecnologias estimulam de maneira mais eficiente o melhor custo benefício possível para o sistema (KITZING et al., 2019). Historicamente, os leilões do setor elétrico brasileiro apresentam tanto o formato de tecnologia específica quanto de tecnologia múltipla.

Assim, a definição das tecnologias participantes do leilão permite que os formuladores de políticas públicas adaptem os mecanismos de suporte e as regras de leilão de acordo com as especificidades do mercado e a maturidade das tecnologias envolvidas, o que pode favorecer o processo de construção dos projetos no prazo esperado (DINIZ et al., 2023). Entretanto, algumas literaturas (DINIZ et al., 2023; MATTHÄUS, 2020) não encontraram evidências empíricas de que os leilões de tecnologia específica são mais propensos a atrasos do que os leilões de tecnologia múltipla.

## 2.3 Prazos de construção

O prazo predeterminado para a construção de novos empreendimentos é um elemento relevante no desenho de mercado para determinar se os desenvolvedores de projetos terão tempo suficiente para colocar os projetos em operação antes do início do contrato. Nesse sentido, prazos de entrega excessivamente curtos tendem a dar uma margem de erro menor aos desenvolvedores do projeto, o que aumenta as chances de ocorrência de atrasos no início da operação das usinas (IRENA; CEM, 2015). Por outro lado, prazos de construção excessivamente longos podem estimular comportamentos especulativos e atrasos na entrega dos empreendimentos, uma vez que os desenvolvedores podem optar por atrasar as obras prevendo um custo de investimento menor no futuro (IRENA; CEM, 2015).

Na maioria dos leilões de energia nova realizados no Brasil, os investidores podem antecipar a entrega dos projetos com o objetivo de vender energia no mercado livre antes do início da validade do contrato. Tal característica pode configurar um incentivo positivo para antecipar a entrada em operação dos projetos de geração, uma vez que,

como comentado na [seção 2.1](#), os preços no mercado de curto prazo tendem a serem mais elevados do que os preços de contrato. Por outro lado, análises econométricas sobre o contexto europeu ([ANATOLITIS; AZANBAYEV; FLECK, 2022](#)) concluíram que o prazo de entrega dos projetos de geração afeta positivamente os preços de equilíbrio dos leilões, com uma redução de preços para prazos de entrega maiores devido às expectativas de redução dos preços no mercado livre de contratação e dos custos de investimento em novos projetos.

## 2.4 Atrasos relacionados à rede de transmissão

Outro fator capaz afetar a entrega dos produtos contratados em leilões de geração são os atrasos nas obras de expansão da rede de transmissão<sup>7</sup> ([DINIZ et al., 2023](#)). No Brasil, o planejamento e a construção de novos ativos de transmissão ocorrem, historicamente, após a realização dos leilões de geração. Dessa maneira, a ocorrência de atrasos na entrada em operação de novos ativos de transmissão pode impedir que a energia gerada pelos empreendimentos de geração chegue até o mercado ([IRENA; CEM, 2015](#)). Nesse sentido, é importante que os formuladores de políticas públicas aloquem adequadamente a responsabilidade sobre a expansão da transmissão de modo a evitar o descumprimento dos contratos e o desperdício de recursos.

Como mencionado no [Capítulo 1](#), os primeiros leilões realizados no Brasil designavam o risco de atrasos à contraparte dos contratos, uma vez que a responsabilidade pela expansão da rede de transmissão era considerada exclusiva da ANEEL. Assim, os investidores dos ativos de geração que conseguissem provar que não puderam entrar em operação na data prevista devido a problemas na expansão da rede de transmissão deveriam ser compensados normalmente pelo contrato, recaindo o ônus sobre a contraparte. A partir de 2013, o risco sobre eventuais problemas na expansão da rede de transmissão passou a ser de responsabilidade do desenvolvedor do projeto de geração, estando ele exposto à possibilidade de penalização por atrasos no início da operação dos projetos de geração ([DINIZ et al., 2023](#)).

---

<sup>7</sup>Infraestrutura responsável pelo transporte de energia elétrica em larga escala das usinas geradoras até os centros de carga, como indústrias, cidades e áreas urbanas.

Tabela 1 – Elementos básicos do desenho de leilão brasileiro.

<b>Característica</b>	<b>Descrição</b>
Métrica para o volume a ser contratado	A quantidade contratada é definida em termos de geração (MWh).
Frequência	Não há um cronograma definido para a realização dos leilões, mas tipicamente ocorrem duas vezes ao ano.
Diversidade tecnológica	Leilões de tecnologia específica ou de tecnologia múltipla.
Diversidade geográfica	Não há requerimentos para construir os projetos em uma localização específica (exceto em leilões de projetos específicos).
Regra de precificação	Modelo híbrido em duas fases:  1 – Critério descendente com um preço teto definido pelo regulador. Os ofertantes comunicam a quantidade que eles estão dispostos a fornecer por um determinado preço. Assim, o leiloeiro diminui os preços até que a quantidade desejada, mais uma margem de segurança para estimular a competição na rodada seguinte, seja atingida.  2 – Rodada final <i>pay-as-bid</i> . Os vencedores da primeira rodada submetem ofertas em envelope fechado e os menores preços são escolhidos como vencedores, tendo um contrato de longo-prazo firmado com o preço ofertado.
Critério de seleção do vencedor	Somente pelo preço.
Remuneração	Os pagamentos são realizados ao longo do tempo de validade do contrato de longo-prazo.
Prazo para a entrega	De 2 a 6 anos.
<b>Critérios de pré-qualificação</b>	
Físicos	Ofertantes devem prover segurança social e apresentar licenças ambientais, de direito ao uso da terra e acordos de interconexão para serem permitidos de ofertarem no leilão.
Financeiros	- Os ofertantes devem pagar 1% do custo de investimento estimado para terem o direito a realizar a oferta ( <i>bid bond</i> ).  - Os vencedores devem pagar 5% do custo de investimento estimado antes de assinar o contrato, como uma garantia de fiel cumprimento das suas obrigações como contratado ( <i>completion bond</i> ).  - Os participantes devem apresentar indicadores gerais de liquidez adequados para terem o direito a realizar as ofertas.

Fonte: (DINIZ et al., 2023)

# 3

## A probabilidade de atraso em projetos eólicos

Como mencionado no capítulo introdutório, o principal objetivo deste trabalho consiste em avaliar os efeitos dos incentivos nos cronogramas de entrada em operação dos empreendimentos eólicos e o seu impacto na remuneração exigida pelos provedores de capital destes projetos. Para isso, antes de constituir um modelo financeiro para verificar este efeito, deverá ser adotada alguma premissa que indique a probabilidade de ocorrência de atrasos. Esta necessidade pode ser resolvida com a definição de uma função densidade de probabilidade  $f(\tau)$ , que indica qual a probabilidade de um projeto entrar em operação na data  $\tau$ , sendo  $\tau$  o número de meses entre a assinatura do contrato e o início da operação.

Para modelar esta função, propõe-se o uso de uma distribuição assimétrica Laplaciana, apresentada na equação [Equação 3.1](#). A escolha do referido modelo foi baseada em observações das características gerais das curvas de atraso de leilões, tendo como referencial a data esperada de entrada em operação dos projetos ( $\bar{\tau}$ ). Nesse sentido, os dados da base que será descrita na [seção 5.1](#) indicam que a data de entrega efetiva dos projetos parece se concentrar próxima de  $\bar{\tau}$ , fazendo com que a curva de distribuição de probabilidade da data de entrega apresente um pico quando  $\tau - \bar{\tau} \approx 0$ . Além disso, a experiência de leilões no setor elétrico mostra que, em geral, a probabilidade de ocorrência de atrasos, ou antecipações, tende a ser menor a medida que  $\tau$  se distancia de  $\bar{\tau}$ . Por este motivo, a função de densidade de probabilidade tende a ter caudas mais alongadas e finas, características do modelo Laplaciano escolhido para a aproximação

aqui proposta. Abaixo, na [Equação 3.1](#), está representada a distribuição de probabilidade acumulada ( $F(\tau)$ ) da variável aleatória  $\tau$ , que consiste na integral de  $f(\tau)$  entre  $-\infty$  e  $\infty$  ([KOZUBOWSKI; PODGORSKI, 2000](#)).

$$F(\tau) = \begin{cases} \frac{1}{\sigma} \cdot \frac{\kappa}{\kappa+1} \cdot \exp\left(\frac{1}{\kappa} \cdot \frac{\tau-\bar{\tau}}{\sigma}\right) & \text{se } \tau - \bar{\tau} \leq 0 \\ \frac{1}{\sigma} \cdot \frac{\kappa}{\kappa+1} \cdot \exp\left(-\kappa \cdot \frac{\tau-\bar{\tau}}{\sigma}\right) & \text{se } \tau - \bar{\tau} > 0 \end{cases} \quad (3.1)$$

Nesse sentido, a [Equação 3.1](#) depende basicamente de um parâmetro de escala ( $\sigma$ ), um parâmetro de assimetria ( $\kappa$ ) e uma data predeterminada para a entrada em operação dos projetos ( $\bar{\tau}$ ). Para encontrar os valores de referência para o estudo de caso que será apresentado no [Capítulo 5](#), é necessário definir uma função de distribuição de probabilidade acumulada empírica  $\tilde{F}(\tau)$ . Essa função levará em consideração a amostragem histórica de  $N$  observações de datas de entrega de projetos de geração leiloados, considerando que a amostra observada dos meses de entrada em operação dos empreendimentos é  $\tilde{\tau}_1, \tilde{\tau}_2, \dots, \tilde{\tau}_N$ , tal que  $\tilde{\tau}_1 \leq \tilde{\tau}_2 \leq \dots \leq \tilde{\tau}_N$ . A função de distribuição de probabilidade empírica pode ser caracterizada como observado na equação [Equação 3.2](#) para que se obtenha a melhor aproximação de  $F(\tau)$ .

$$\tilde{F}(\tau) = \begin{cases} 0 & \text{se } \tau < T_1 \\ \frac{1}{N} & \text{se } \tilde{\tau}_1 \leq \tau < \tilde{\tau}_2 \\ \vdots & \\ \frac{n}{N} & \text{se } \tilde{\tau}_n \leq \tau < \tilde{\tau}_{n+1} \\ \vdots & \\ 1 & \text{se } \tau > \tilde{\tau}_N \end{cases} \quad (3.2)$$

Assim, para obter valores de  $\kappa$  e  $\sigma$  que representem adequadamente a probabilidade de ocorrência de cada possível valor de  $\tau$ , é necessário utilizar alguma técnica de otimização que aproxime a função de distribuição de probabilidade acumulada ( $F(\tau)$ ) da função de distribuição de probabilidade empírica ( $\tilde{F}(\tau)$ ), para os valores historicamente observados. Nesse sentido, técnica de mínimos quadrados ordinários é uma das mais conhecidas na literatura acadêmica para gerar o melhor ajuste possível, de modo a minimizar a diferença entre os valores observados e as estimativas encontradas através de uma equação.

Desse modo, o mínimo erro quadrático entre  $F(\tau)$  e  $\tilde{F}(\tau)$  pode ser calculado pela soma do quadrado das diferenças entre as duas distribuições. Para isso,  $F(\tau)$  deve ser representada por  $M$  discretizações, sendo  $M > N$  – ou seja, o número de possibilidades de data de entrada em operação dos projetos ( $\tau$ ) testado na otimização deve ser maior do que o número de observações utilizadas para  $\tilde{F}(\tau)$ , de modo a minimizar o efeito da amostragem. Assim, é possível representar a minimização dos erros através do somatório representado na [Equação 3.3](#).

$$\min_{\bar{\tau}, \kappa, \sigma} \sum_{1 \leq m \leq M} \left[ F(\tau_m; \bar{\tau}, \kappa, \sigma) - \tilde{F}(\tau_m; \{\tilde{\tau}_1, \tilde{\tau}_2, \dots, \tilde{\tau}_N\}) \right]^2 \quad (3.3)$$

Após a proposição matemática supracitada, é necessário que se avalie a possibilidade de ocorrência histórica de atrasos sistêmicos causados por algum dos elementos de desenho de mercado mencionados no [Capítulo 2](#). Ocorrências deste tipo são diretamente relacionadas ao esforço do desenvolvedor do empreendimento em colocá-lo em operação no prazo predeterminado e não estão relacionadas a excepcionalidades. Nesse sentido, o artigo apresentado por [DINIZ et al.](#) observou que houve significância estatística de que a alocação de riscos relacionados à expansão das linhas de transmissão impactou sistemicamente o cronograma de implantação dos empreendimentos eólicos. Além disso, o efeito desta variável explicativa sobre a variável dependente foi o maior entre os preditores.

No que diz respeito a este tema, é relevante destacar que os primeiros leilões de energia eólica realizados no Brasil contaram com um esforço considerável por parte dos formuladores de políticas públicas para integrar o planejamento da transmissão nos leilões de nova capacidade. A ideia por trás do mecanismo era que, dado que os leilões de geração permitiam a divulgação antecipada completa dos projetos a serem construídos, seria possível alcançar uma melhor coordenação e eficiência econômica ao realizar os dois processos de maneira centralizada ([AZUELA et al., 2014](#)). Assim, o próprio estado ficava responsável por promover um leilão de concessão para a construção das novas linhas de transmissão, isentando o desenvolvedor do projeto de quaisquer responsabilidade sobre as obras de interconexão ([AZUELA et al., 2014](#)).

A partir de 2013, os formuladores de políticas públicas reduziram alguns dos generosos benefícios que eram fornecidos aos licitantes de energia eólica nos primeiros

leilões. No referido ano, passou a ser determinado que a responsabilidade pelas obras de conexão dos empreendimentos até a subestação seria do investidor do empreendimento eólico. Apesar de ser aparentemente atraente, o modelo antigo enfrentava desafios pois colocava a transmissão em um cronograma muito apertado que deixava pouco espaço para erros (AZUELA et al., 2014). Por este motivo, o Leilão de Reserva de 2013 instituiu um pré-leilão para o acesso às subestações existentes e determinou que as obras de acesso à subestação eram de responsabilidade do investidor (AZUELA et al., 2014). Nos leilões subsequentes, esse critério foi flexibilizado e não houve pré-leilão pois a necessidade de adquirir Certificados de Energia de Energia Renovável (CER<sup>8</sup>) compensatórios em situações de atraso na transmissão passou a ser considerada incentivo suficiente para que os desenvolvedores das usinas promovessem as obras necessárias para a expansão da transmissão (AZUELA et al., 2014).

Diante dos desafios citados anteriormente para co-planejar a geração e a transmissão do sistema elétrico brasileiro, cabe ressaltar que os primeiros procedimentos de geração eólica no Brasil apresentaram um alto índice de atrasos. Na Figura 1, é possível verificar que, em 2013, quase 70% da energia eólica leiloadada nos três primeiros procedimentos ocorridos no Brasil estava atrasada há mais de um ano (AZUELA et al., 2014). Deste total, quase 70% destes atrasos foram atribuídos a problemas na construção das linhas de transmissão e subestações que conectariam os projetos à rede, o que contribuiu para a mudança de política do governo brasileiro (AZUELA et al., 2014).

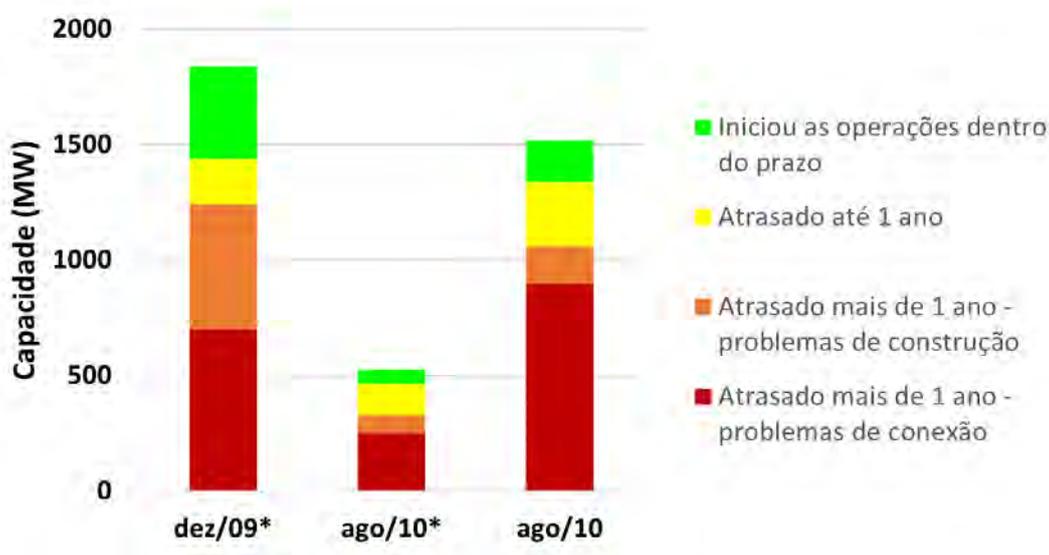
Por este motivo, a base de dados que será descrita na seção 5.1 foi submetida a um exercício de análise separando os empreendimentos em dois grupos: I - um grupo de projetos leiloados durante o período em que a responsável pela expansão da rede de transmissão era a ANEEL e os investidores eram, portanto, isentos de responsabilidade sobre os atrasos no início da operação dos projetos (T0) e; II - um segundo grupo com projetos leiloados após 2013, período de vigência da nova regra que os responsabiliza por esses atrasos (T1). Este tratamento tem como objetivo estimar o impacto desta mudança regulatória no cronograma de ingresso das usinas.

Para isso, o procedimento de parametrização de  $f(\tau)$  descrito nesta seção foi realizado três vezes: a primeira considerando a base de dados completa, sem distinção

---

<sup>8</sup>Tipo específico de certificado que funciona como um incentivo para a geração de energia a partir de fontes renováveis.

Figura 1 – Status, em dezembro de 2013, dos projetos leiloados nos primeiros três leilões eólicos Brasileiros

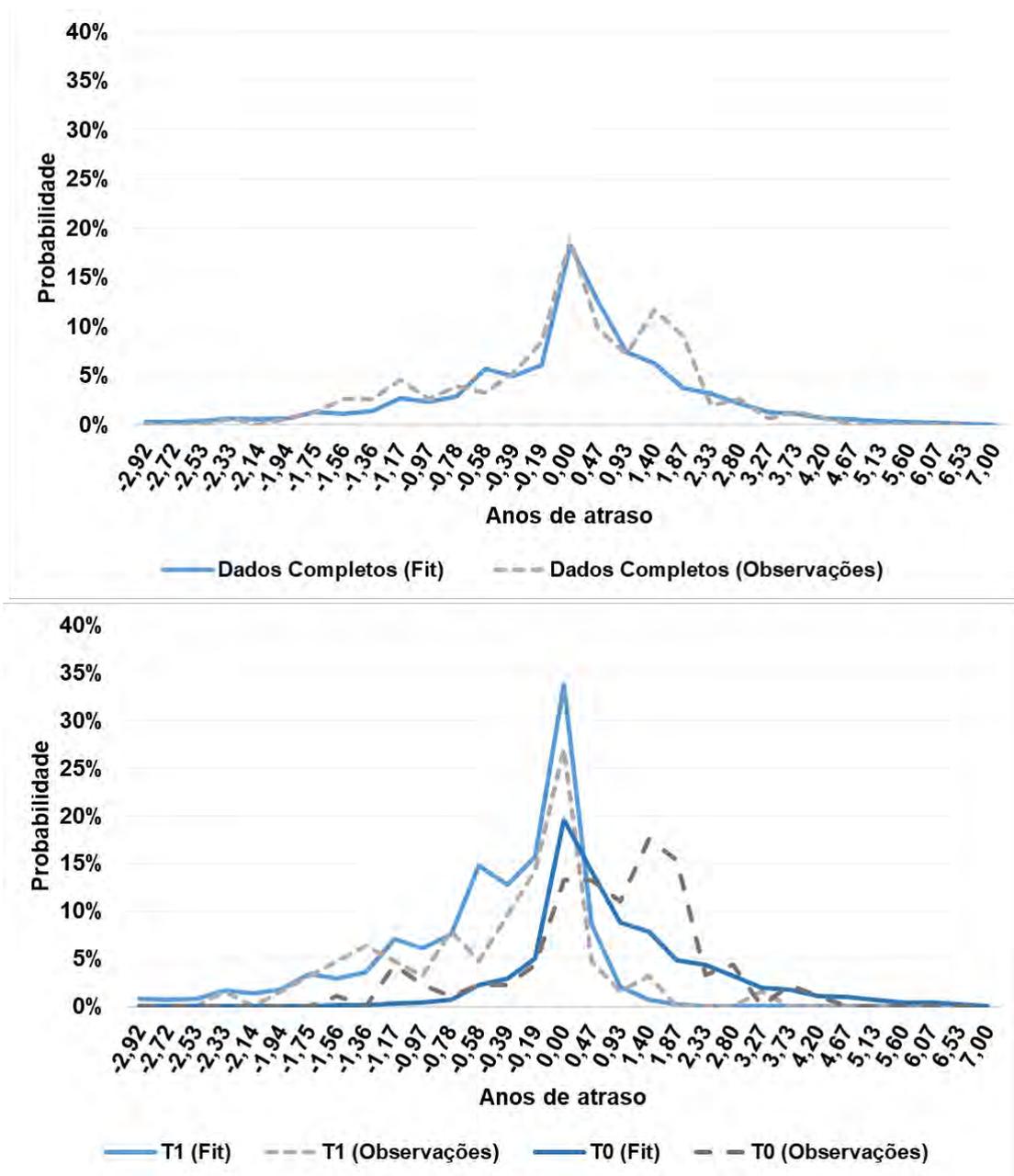


Fonte: AZUELA et al.

entre os grupos; a segunda considerando apenas os empreendimentos leiloados com o desenvolvedor do projeto tendo responsabilidade pela expansão da rede de transmissão e; a terceira considerando apenas os projetos leiloados sem a responsabilização do desenvolvedor do projeto por eventuais atrasos relacionados à transmissão.

Na Figura 2, é possível observar que a incidência de atrasos é consideravelmente mais elevada no grupo em que os agentes são imunes aos problemas relacionados à transmissão, se comparado com os projetos expostos a este risco. No gráfico inferior da referida figura, é possível observar que o *fit* referente ao cluster T1 parece apresentar uma antecipação dos projetos em relação à  $\bar{\tau}$ , ao contrário do cluster T0, que apresenta um evidente deslocamento das realizações de  $\tau$  para cerca de 1,4 anos de atraso em relação a  $\bar{\tau}$ . Isso corrobora com a inferência estatística observada por DINIZ et al. e, portanto, a variação das curvas apresentadas será utilizada no estudo de caso do Capítulo 5 como uma *proxy* da influência dos desenvolvedores dos projetos eólicos sobre a função  $f(\tau)$ .

Figura 2 – Função densidade de probabilidade dos atrasos



Fonte: Elaboração Própria

# 4

## Modelo para incorporar incerteza no tempo de construção

Ao longo das seções anteriores, a possibilidade de atraso no início da operação de novos projetos de geração foi tratada como sendo, em algum grau, uma escolha endógena dos agentes. Assim, foi considerado até aqui que os investidores têm disposições diferentes a entregar os projetos dentro do prazo esperado e, portanto, possuem características próprias de aversão a risco e respostas distintas aos incentivos enumerados. Nesse sentido, seria necessário distinguir os agentes em tipos distintos para desenvolver um modelo matemático que incorpore a sua propensão a evitar o atraso no início da operação de um projeto, dado condições específicas de contratação. Apesar dos benefícios que este detalhamento traria, não é possível incorporar diretamente no modelo a disposição dos agentes em assumir riscos e cumprir com os acordos contratuais, o que implicaria em assumir premissas simplificadas que poderiam não representar a realidade.

Por este motivo, o modelo matemático apresentado ao longo desta seção levará em consideração apenas variáveis tangíveis, que possam ser parametrizadas com base em dados históricos. Desse modo, estes dados poderão ser utilizados na análise do estudo de caso apresentado no [Capítulo 5](#) para, enfim, estimar o potencial efeito dos incentivos no comportamento dos empreendedores de projetos eólicos. Para isso, este modelo calculará o valor presente líquido esperado de um empreendimento eólico a ser desenvolvido por um agente interessado em realizar uma oferta no mecanismo de leilão. Nesse sentido, a sua utilidade esperada ( $U(c)$ ) será estimada, considerando que a sua

satisfação é exclusivamente relacionada ao VPL esperado para o empreendimento em questão.

Dito isso, mensurar o VPL que um determinado agente ofertante pode obter ao assinar um contrato de longo-prazo não é uma tarefa trivial, dado que, como mencionado anteriormente, há uma série de variáveis de incerteza que podem atrasar a entrada em operação do projeto de geração. Nesse sentido, é necessário incorporar no valor presente líquido esperado do empreendimento a função de probabilidade  $f(\tau)$ , que foi discutida em detalhe no [Capítulo 3](#). Além disso, faz-se necessário calcular o VPL,  $\hat{\pi}(\tau, c)$ , do referido empreendimento para cada data de início da operação  $\tau$ . Abaixo, a [Equação 4.1](#) mostra como essas duas componentes, relacionadas, calculam a utilidade esperada desta variável para o agente de referência, considerando, com base em ocorrências históricas de atraso, a probabilidade de entrada em operação em  $\tau$ .

$$U(c) = \int_{-\infty}^{\infty} f(\tau) \cdot \pi_{\hat{c}}(\tau, c) d\tau \quad (4.1)$$

Onde:

- $f(\tau)$  é a função distribuição de probabilidade de a data de entrada em operação do projeto ser o mês  $\tau$ .
- $\hat{\pi}(\tau, c)$  é o valor presente líquido (VPL) do projeto, dado a data de entrada em operação ser  $\tau$ .

Com a equação geral e a função  $f(\tau)$  definidas, é necessário detalhar a formulação da função  $\pi_{\hat{c}}(\tau, c)$ . Para isso, é importante que o VPL do projeto leve em consideração basicamente três componentes: uma variável que represente os custos de penalidades por atrasos ( $P(\tau)$ ), uma componente que represente o custo de construir e operar o projeto de geração ( $C(\tau, t)$ ), a receita do agente ( $R(t, c, \tau)$ ), que varia em função de  $t$ ,  $c$  e  $\tau$ . A [Equação 4.2](#) demonstra de maneira detalhada como calcular  $\pi_{\hat{c}}(\tau, c)$ .

$$\hat{\pi}(c, \tau) = - \left( \frac{1}{1+r} \right)^{\tau} P(\tau) + \left( \sum_{t=0}^{\tau+T_g} \left( \frac{1}{1+r} \right)^t \cdot (-C(\tau, t)) \right) + \left( \sum_{t=0}^{\tau+T_g} \left( \frac{1}{1+r} \right)^t \cdot R(t, c, \tau) \right) \quad (4.2)$$

Onde:

- $P(\tau)$  é a penalidade direta pelo fato de o agente só entrar em operação na data  $\tau$  - admite-se que este custo é pago na data de entrada em operação  $\tau$ .
- $C(\tau, t)$  é o custo incorrido (CAPEX ou OPEX) no mês  $t$  dado que a data de entrada em operação do agente é  $\tau$
- $R(t, c, \tau)$  é receita do agente investidor, que varia de acordo com a validade do contrato e com a situação operacional da usina.
- $T_g$  é a vida útil da usina em meses
- $r$  é a taxa de desconto

Como mencionado na [seção 2.1](#), os agentes podem estar expostos a diversas formas de penalização em mecanismos competitivos, podendo sofrer, por exemplo, a execução de garantias financeiras e incorrer no pagamento de multas em caso de descumprimento dos acordos contratuais pré-estabelecidos. A componente  $P(\tau)$  reflete justamente a execução de uma punição deste tipo ao agente investidor que seja responsável pelo início de operação do projeto na data  $\tau$ . Nesse caso, se considera que, estabelecido um prazo para a entrega do projeto de geração igual a  $\bar{\tau}$ ,  $P(\tau) > 0$  se  $\tau > \bar{\tau}$ . Desse modo, há um impacto negativo no VPL do projeto, que é calculado, segundo a [Equação 4.2](#), considerando que a data de pagamento desta penalidade é a mesma data em que o projeto começa a operar.

Além dos encargos relacionados a eventuais atrasos, o desenvolvedor do projeto também deve arcar com os custos de construir e operar o empreendimento de geração construído. São eles: o CAPEX, que diz respeito aos custos de construção do projeto, sendo, portanto, um custo fixo e o OPEX, voltado para a operação e manutenção dos ativos de geração e tipicamente relacionado com a produtividade da usina.

É relevante destacar que a possibilidade de o agente abandonar o projeto após o início das obras para optar por incorrer em custos menores não está incorporada na equação que descreve o VPL. Isso está relacionado ao fato de que o modelo matemático

não distingue os tipos de agente e, portanto, não diferencia a disposição dos mesmos em reduzir a probabilidade de atraso. Em uma situação real, o agente desenvolvedor do projeto pode maximizar a sua utilidade em um determinado período  $t$  - posterior ao início das obras – abandonando a construção do empreendimento.

Ademais, a [seção 2.1](#) também destaca que o agente responsável por atrasar o início da operação do projeto pode incorrer em custos adicionais além das penalidades tradicionais. Tais desembolsos, que também podem ser interpretados como penalidades, são relacionados com a aquisição do montante contratado deficitário através de contratos com outros geradores ou no mercado de curto prazo. Situações deste tipo ocorrem sempre que o contrato é válido e a receita do agente investidor será representada na [Equação 4.2](#) por  $R_-$  ou  $R_1$ , através da componente do delta do contrato por diferenças.

Para esclarecer tal afirmação, considere  $q$  para representar a quantidade contratada,  $g$  para representar a geração do parque eólico,  $p$  o preço da energia no mercado de curto prazo e  $c$  o preço do contrato. Abaixo, na [Tabela 2](#), está detalhado as diversas formas de representação da receita do agente investidor, para cada uma das situações de operação da usina e validade dos contratos. Nesse sentido, em situações em que a usina está inoperante, o agente não terá receita se o contrato não estiver vigente ( $R_0$ ). Caso o contrato seja válido, ele receberá o preço de contrato pela quantidade contratada, mas deverá fornecer o montante de energia por meio de aquisições no mercado de curto prazo ao preço *spot* ( $R_-$ ). Por outro lado, caso a usina esteja operando e o contrato não seja válido, o investidor poderá comercializar a energia produzida no mercado de curto prazo ( $R_+$ ). Em caso de validade do contrato, o empreendedor receberá o preço do contrato pelo montante contratado, mas também terá uma receita relacionada à compra ou venda de excedentes no mercado de curto prazo ( $R_1$ ).

Além disso, a [Tabela 2](#) apresenta valores distintos de  $p$  e  $c$  de acordo com as possíveis representações de  $R(t, c, \tau)$ . A lógica desta representação consiste na aplicação de um multiplicador sobre os preços dos contratos e os preços do mercado de curto prazo, de modo a incorporar a aversão a risco do agente na sua função utilidade. Assim, em situações de deficit de oferta, a quantidade adquirida pelo vendedor no mercado de curto prazo e a vendida por meio dos contratos possuem um elevado valor agregado para o investidor e, portanto, serão representadas por um valor mais elevado ( $c^a$  e  $p^a$ ). Entretanto, em situações que o vendedor obtém receita extra com a venda de energia no

mercado de curto prazo, sem obrigações contratuais, a energia comercializada possui um valor agregado mais baixo e, por isso, será representada no modelo por uma quantia menor ( $p^b$ ). Finalmente, quando o vendedor do leilão estiver com o empreendimento operando e com o contrato válido, receberá um preço de contrato e um preço *spot* intermediário.

Tabela 2 – Possíveis representações da componente de receita

	Usina operando?	Contrato válido?	Ocorre com qual $t$ ?	Expressão para $R$
$R_0$	Não	Não	$t > \max\{\tau + T_g, \bar{\tau} + T_q\}$ $t < \min\{\bar{\tau}, \tau\}$	0
$R_-$	Não	Sim	$\bar{\tau} \leq t < \tau$	$q \cdot (c^a - p^a)$
$R_+$	Sim	Não	$\tau \leq t \leq \bar{\tau}$ $\bar{\tau} + T_q \leq t \leq \tau + T_g$	$g \cdot p^b$
$R_1$	Sim	Sim	$\max\{\bar{\tau}, \tau\} \leq t \leq \min\{\tau + T_g, \bar{\tau} + T_q\}$	$q \cdot c^c + (g - q) \cdot p^c$

Onde:

- $c^a$  é o preço de contratação em alta aversão ao risco
- $c^c$  é o preço de contratação em média aversão ao risco
- $p^a$  é o preço *spot* em alta aversão ao risco
- $p^b$  é o preço *spot* em baixa aversão ao risco
- $p^c$  é o preço *spot* em média aversão ao risco
- $T_g$  é a vida útil da usina em meses

- $T_q$  é o período de vigência do contrato

Diante desta representação, é relevante destacar que a formulação apresentada para o cálculo da receita do agente investidor não é universalmente válida para todos os leilões de energia, sendo uma simplificação voltada para o contexto brasileiro. Neste sentido, a forma como o vendedor deve honrar seu acordo contratual pode variar de acordo com o procedimento e deve, inclusive, contar com sofisticções adicionais que não estão incorporadas nas possibilidades de representação da receita dos agentes. No referido modelo, por exemplo, não está incorporada a possibilidade de estabelecer contratos para a aquisição de energia com outros geradores, o que é previsto em muitos dos contratos de leilões por quantidade realizados no Brasil.

# 5

## Estudo de caso

Uma vez que a função  $f(\tau)$  já foi parametrizada no [Capítulo 3](#) para cada grupo de leilões, é preciso, agora, estimar valores representativos para as demais variáveis que compõem as equações 4.1 e 4.2. São elas: o CAPEX dos empreendimentos eólicos brasileiros ( $C(\tau, t)$ ), uma taxa de juros do financiamento dos projetos que permita obter uma taxa de desconto ( $r$ ) representativa e a remuneração obtida pelo desenvolvedor do projeto com a venda de energia ( $R(t, c, \tau)$ ). Além disso, é necessário parametrizar as penalidades aplicadas sobre os desenvolvedores dos empreendimentos para os casos em que os projetos não entram em operação no prazo predeterminado ( $P(\tau)$ ).

Após estimá-las, os valores representativos serão aplicados no modelo financeiro apresentado no [Capítulo 4](#) a fim de calcular o custo médio ponderado do capital para duas situações distintas: a primeira em que o investidor assume o risco pela transmissão e a segunda em que o investidor é isento dos riscos relacionados à transmissão. Por último, será realizada uma análise de sensibilidade sobre os dois contextos para estimar o efeito que a probabilidade de ocorrência de eventos de força maior têm sobre o custo médio ponderado do capital do empreendimento.

Nesse contexto, a modelagem financeira deve considerar que promoção de novos projetos eólicos no Brasil ocorre através de três tipos distintos de leilões: o Leilão de Energia Nova (LEN), o Leilão de Energia de Reserva (LER) e o Leilão de Fontes Alternativas (LFA), detalhados na [Capítulo 2](#). Assim, é importante mencionar que os

procedimentos apresentam algumas regras diferentes entre os tipos de leilões.

Os LERs realizados entre 2009 e 2017, por exemplo, foram baseados em contratos por quantidade para a geração eólica. Este tipo de contrato consiste em um compromisso do vendedor em entregar um montante específico de energia durante o período de vigência do contrato. Em casos como este, o pagamento é proporcional à quantidade de energia contratada (ANEEL, 2011b). Por outro lado, os LENs e os LFAs eólicos são baseados em contratos por disponibilidade, em que o vendedor é remunerado por disponibilizar uma determinada capacidade de geração ao comprador, independentemente da quantidade de energia efetivamente gerada. Nesse caso, a remuneração é calculada pela potência disponível e não pela energia entregue (ANEEL, 2011a).

Além destas diferenças, os LER geralmente impõem a antecipação automática do início de validade dos contratos caso o projeto eólico inicie a sua operação antes do prazo previsto. Ademais, o produto excedente do referido contrato não pode ser comercializado em nenhum ambiente de contratação, devendo ser remunerado pela CCEE de acordo com um regre pré-estabelecida (ANEEL, 2011b). Por outro lado, o LEN e o LFA permitem, mas não obrigam, a antecipação de contrato. Além disso, caso haja excedente na quantidade de energia gerada em relação à energia contratada, este montante pode ser comercializado no Ambiente de Contratação Livre (ACL), diferentemente do que ocorre no LER (ANEEL, 2011a). De maneira oposta, caso haja uma entrega de produto em montante menor do que o contratado, os LER impõem um ressarcimento ao comprador proporcional ao preço de contrato, enquanto o LEN e o LFA ressarcem o comprador de acordo com o maior valor entre o Preço de Liquidação de Diferenças<sup>9</sup> (PLD) e o preço de contrato (ANEEL, 2011a; ANEEL, 2011b).

Diante das diferenças supracitadas, foi realizado, de antemão à modelagem financeira, um teste para verificar a necessidade de separação dos dados de acordo com o tipo de leilão para o cálculo da remuneração dos provedores de capital. Desse modo, as informações por projeto eólico de cada procedimento, publicadas pela CCEE em seu site oficial (CCEE, n.d.a), foram compiladas para serem submetidas a um modelo financeiro simplificado, desenvolvido em Microsoft Excel. O referido modelo representa um fluxo

---

<sup>9</sup>"Resultado de um cálculo que determina os valores de toda a energia elétrica que foi produzida, mas não foi contratada pelos agentes do mercado. Representa o preço do mercado de curto-prazo no Brasil."(CCEE, n.d.b).

de caixa médio dos projetos de cada leilão.

Neste exercício, foi considerado que a vida útil do empreendimento é de 20 anos e a participação máxima do capital de terceiros é de 80%, com prazo máximo de amortização de 16 anos (BNDES, n.d.). Além disso, foi representado o pagamento do custo de investimento ao longo do primeiro ano de operação do empreendimento e a receita do investidor foi baseada nos percentuais médios de contratação e garantia física<sup>10</sup>, valorados pela média dos preços dos contratos e a média dos preços no mercado de curto prazo.

Após montar o fluxo de caixa dos empreendimentos representativos de cada leilão, foi calculada a taxa interna de retorno (TIR<sup>11</sup>) a fim de comparar os dois grupos: I - LEN e LFA e II - LER. Assim, dado que a TIR representa a taxa de retorno esperada do projeto e o custo ponderado do capital (WACC) é a média ponderada dos custos de captação de recursos da empresa, é esperado que projetos de um mesmo segmento e tecnologia que tenham uma TIR similar apresentem um custo de captação parecido. Na Figura 3, é possível observar que as TIR estimadas para os dois grupos no referido exercício são consideravelmente parecidas, com frequência alta para uma TIR entre 3% e 11%.

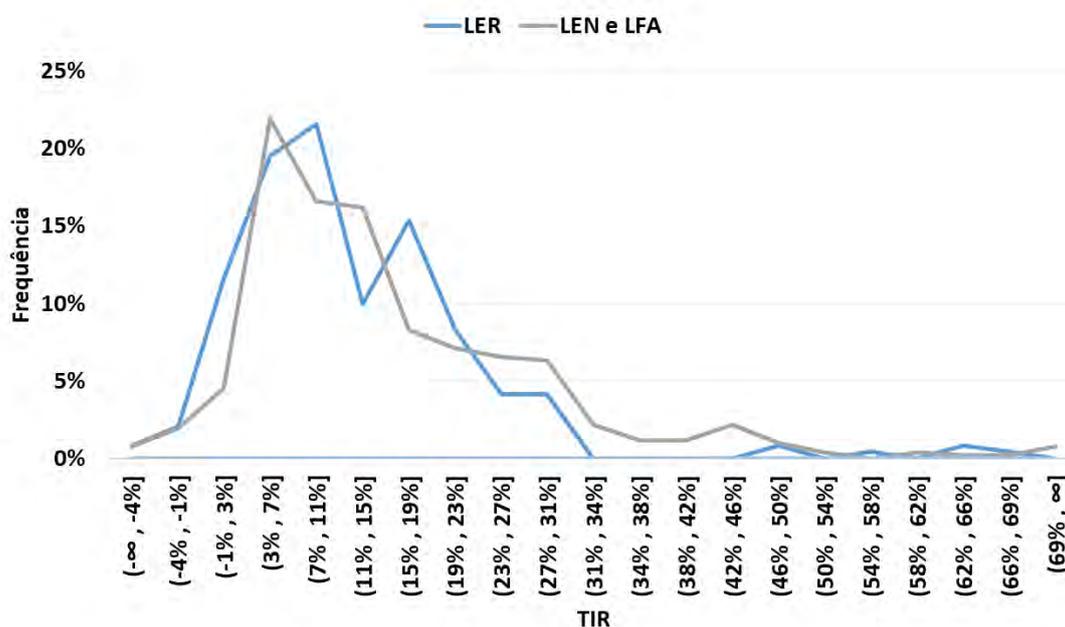
Portanto, dado que as curvas dos dois grupos são bastante similares, é possível inferir que não há interferência do tipo de contrato no custo ponderado do capital. Desse modo, conclui-se que não há necessidade de realizar o estudo de caso da presente seção com uma separação dos dados por tipo de leilão e tampouco se faz necessário a elaboração de dois modelos financeiros com regras de contratação e penalização distintas. Assim, o presente trabalho tomará como referência uma modelagem financeira baseada nas regras de contratação dos LEN e dos LFA que, em conjunto, representam a maioria dos procedimentos historicamente realizados no Brasil.

---

<sup>10</sup>A quantidade de energia que uma usina pode garantir para ser disponibilizada ao sistema elétrico em um determinado período de tempo.

<sup>11</sup>A TIR é uma medida financeira utilizada para avaliar a atratividade de um projeto. Ela consiste em uma taxa de desconto hipotética calculada a partir de uma projeção do fluxo de caixa para igualar o VPL do empreendimento a zero.

Figura 3 – TIR por tipo de leilão



Fonte: Elaboração própria

## 5.1 Base de dados

Para o desenvolvimento do presente trabalho foram utilizados dados extraídos de três fontes de informação distintas. A maior parte dos dados utilizados na parametrização das variáveis descritas no início deste capítulo é proveniente do site da CCEE (CCEE, n.d.a). A entidade publica mensalmente um compilado de dados históricos dos resultados dos leilões em formato *.xlsx*, amplamente utilizado no programa Microsoft Excel. Entre as informações relevantes extraídas dessa base para este estudo, podem ser listados: potência da usina<sup>12</sup>, garantia física da usina<sup>13</sup>, tipo de contrato<sup>14</sup>, preço de contrato

<sup>12</sup>Refere-se à capacidade máxima de geração de energia elétrica de uma usina em um determinado momento.

<sup>13</sup>A quantidade de energia que uma usina pode garantir para ser disponibilizada ao sistema elétrico em um determinado período de tempo.

<sup>14</sup>Os contratos podem ser diferenciados em contratos de potência, quantidade e disponibilidade. O contrato de potência estabelece a capacidade máxima de demanda de energia que um consumidor pode solicitar ao sistema elétrico, sendo o provedor da reserva de potência remunerado pela quantidade de

na data do leilão, data de realização do leilão, data do início do suprimento e data do fim do suprimento. Ainda que a base fornecida pela CCEE contenha uma quantidade significativa de informações, a mesma carece de dados sobre o prazo pré-estabelecido para a construção dos projetos, a data efetiva de entrada em operação e o atraso relativo à data de entrega dos empreendimentos.

Nesse sentido, a alternativa empregada para suprir tal lacuna de informação foi utilizar a base de dados do estudo de caso apresentado no artigo *Delays in the construction of power plants from electricity auctions in Brazil* (DINIZ et al., 2023), que traz consigo o número de dias referentes ao prazo de entrega dos projetos a partir da assinatura do contrato, o número de dias que levou até a entrada em operação do projeto e o atraso relativo entre essas duas datas. É importante destacar que, apesar de prover tais informações, a base de dados utilizada por DINIZ et al. em seu estudo não contém dados para todos os leilões com participação eólica realizados no Brasil. Tal estudo tampouco possui informação referente a todos os empreendimentos eólicos promovidos nos leilões considerados por DINIZ et al.

Ademais, foram utilizadas informações extraídas do site da ANEEL (ANEEL, n.d.) sobre o custo de investimento estimado para o desenvolvimento de cada um dos projetos eólicos analisados a fim de completar o compilado de dados considerado no estudo de caso do presente trabalho. Para isso, os valores de referência para o custo de investimento foram convertidos para R\$/kW com uma simples divisão do montante a ser investido pela capacidade instalada dos projetos, ambos publicados pela ANEEL. O objetivo desta transformação é permitir a análise do custo de investimento de cada empreendimento de maneira comparativa, independentemente da escala do projeto em questão. Assim, as variáveis relevantes provenientes das fontes supracitadas são, em resumo:

- Número de meses entre a data de assinatura de contrato e a data esperada para o início da operação do projeto - ( $\bar{\tau}$ ).

---

energia reservada independentemente do fornecimento de energia. O contrato por quantidade especifica a quantidade de energia que será fornecida e consumida pelo cliente ao longo do tempo, geralmente expressa em quilowatt-hora (kWh) ou megawatt-hora (MWh). O contrato por disponibilidade envolve a garantia de que determinada usina ou instalação geradora estará disponível para fornecer energia ao sistema elétrico quando solicitada, podendo impor penalidades ao contratado caso este não forneça energia quando solicitado

- Número de meses entre a data de assinatura de contrato e a data real de início da operação do projeto - ( $\tau$ ).
- Atraso entre a data real de início da operação do projeto e a data esperada para o início da operação - ( $\tau - \bar{\tau}$ ).
- Custo de investimento estimado para o desenvolvimento dos projetos, ajustado pela variação do IPCA, em R\$/MWh - ( $C(\tau, t)$ ).
- Garantia física das usinas em percentual da capacidade instalada - utilizada para estimar a quantidade de energia gerada pelo empreendimento ( $g$ ).
- Preço spot de compra e venda no mercado de curto prazo, ajustado pelo IPCA, em R\$/MWh - ( $p$ ).
- Quantidade de energia contratada durante o tempo de contrato, em MW médio dividido pela capacidade instalada - ( $q$ ).
- Preço de contrato em R\$/MWh - ( $c$ ).
- Duração, em meses, do contrato.

## 5.2 Parametrização física

### 5.2.1 Custos de Investimento

Agora, com a função densidade de probabilidade definida, será importante discutir a parametrização de cada uma das componentes do VPL do projeto para o caso brasileiro. Nesse contexto, o custo de investimentos dos projetos é uma das componentes mais relevantes na estimativa da utilidade dos agentes investidores. Assim, para estabelecer um custo de investimento representativo dos projetos analisados neste estudo, tomou-se como referência os dados de custos de investimento fornecidos pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica em seu site oficial ([CCEE, n.d.a](#)).

Usualmente, os estudos brasileiros que analisam o investimento em projetos de geração de energia elétrica representam o CAPEX em R\$/kW, a fim de permitir a comparação dos custos de investimento entre os projetos, independentemente da capacidade instalada. Nesse sentido, o presente estudo adotou esta representação e dividiu o investimento pela capacidade instalada divulgada pela CCEE para comparar os projetos listados na base de dados. Além disso, foi incorporada a variação inflacionária da data em que os leilões foram realizados até março de 2023.

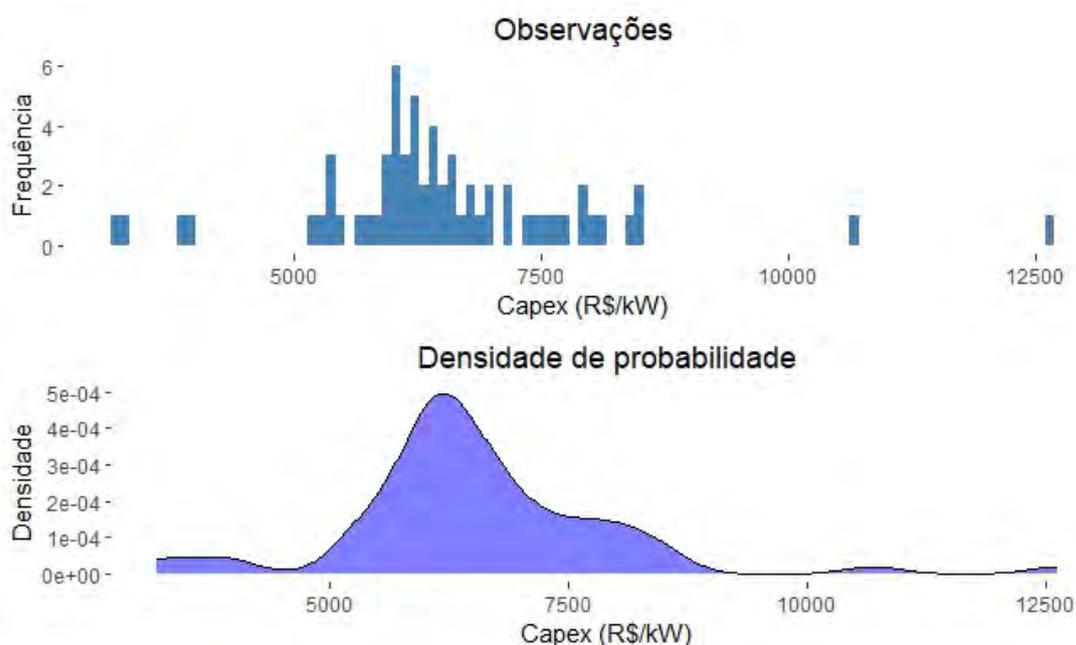
Na [Figura 4](#) é possível observar a função densidade de probabilidade para os custos de investimento, bem como o histograma dos CAPEX realizados na parte superior da referida figura. Como pode ser observado, há uma concentração mais evidente das observações e entre 6.000 R\$/kW e 7.000 R\$/kW. Assim, apesar da base de dados trabalhada apresentar uma amplitude significativa de valores, é possível verificar pelos dados apresentados na [Figura 4](#) e na [Tabela 13](#) que a mediana dos dados de custo de investimento é um valor representativo dos dados históricos, de altíssima probabilidade de ocorrência no cenário brasileiro. Desse modo, o exercício de previsão do preço de contrato proposto neste estudo de caso será baseado em um empreendimento cujo o custo de investimento é de 6.334 R\$/kW - a mediana das observações da base de dados considerada.

Tabela 3 – Resumo dos custos de investimento

Min.	1st Qu.	Mediana	Média	3rd Qu.	Máx.
3.185	5.983	6.334	6.545	7.069	12.619

Em termos de modelagem, como explicitado na [Equação 4.2](#), a utilidade esperada do investidor é inversamente proporcional aos seus gastos com o desenvolvimento do projeto. Além disso, é relevante lembrar que o modelo apresentado não distingue os desenvolvedores dos projetos por tipo e, portanto, não incorpora uma disposição distinta por agente para cumprir o prazo de entrada em operação dos projetos. Ou seja, agentes com a mesma parametrização - incluindo a função  $f(\tau)$  e a [Equação 4.1](#) - terão a mesma utilidade esperada e não reagirão a incentivos e penalidades. Assim, é importante que alguns pontos sejam esclarecidos antes de se discutir a parametrização da componente  $C(\tau, t)$ . Em primeiro lugar, é relevante destacar que a tecnologia eólica é relativamente nova na geração de energia em grande escala. Por este motivo, os custos de investimento,

Figura 4 – Densidade de probabilidade do custo de investimento



Fonte: Elaboração própria

de operação e manutenção (O&M) e o custo nivelado de eletricidade (LCOE<sup>15</sup>) vêm sendo reduzidos ao longo dos anos como resultado das economias de escala e do aumento da competitividade na produção de equipamentos deste tipo (IRENA, 2022). Dito isso, é intuitivo supor que agentes especuladores podem adotar um comportamento estratégico para realizar atrasos nas entregas dos projetos com o objetivo de incorrer em custos de investimento mais baixos no futuro. Isso é possível porque o valor presente do custo de investimento em  $t_0$  torna-se menor ao postergar os pagamentos para a construção e a manutenção do empreendimento, dado que o custo de oportunidade de investimento do capital e os riscos e incertezas econômicas aumentam o valor presente de se realizar um desembolso no futuro.

Nesse sentido, a imposição de penalidades mais estritas pode ser uma maneira de mitigar este incentivo aos atrasos, uma vez que impor multas e sanções mais rigorosas

<sup>15</sup>Métrica utilizada para avaliar o custo médio de geração de eletricidade ao longo da vida útil de um determinado projeto ou tecnologia.

ao agente causaria menos incentivos para atrasar propositalmente o projeto em busca de vantagens especulativas. Entretanto, como mencionado anteriormente, o modelo em questão não diferencia a disposição dos agentes em entregar os projetos dentro do prazo estipulado e não apresenta sofisticacões nas penalidades que prevejam casos especulativos como esse.

Para a modelagem da [Equação 4.1](#), foi utilizando o software Microsoft Excel e levou-se em consideração que o cálculo da receita do agente considerado para a parametrização de  $f(\tau)$ , em cada possível data de entrada em operação  $\tau$ , teria desembolsos realizados de forma que o CAPEX seria dividido entre os meses em que  $t \leq \tau$  e os custos de operação e manutenção seriam pagos regularmente entre a data de entrada em operação do projeto e o fim da sua vida útil em  $T$ . A título de exemplo, suponha que um projeto tenha uma vida útil hipotética de 5 anos, um CAPEX de 5000 R\$/kW e um custo de operação e manutenção de 8,33 R\$/kW-mês. Abaixo, na [Tabela 4](#), é possível verificar como os desembolsos deste investimento seriam realizados para situações de entrega do projeto em que  $\tau = 3$  e  $\tau = 5$  na modelagem considerada.

Tabela 4 – Exemplo de modelagem dos desembolsos

t	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$\tau = 3$	1666,6	1666,6	1666,6	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	0	0	0
$\tau = 5$	1000	1000	1000	1000	1000	8,3	8,3	8,3	8,3	8,3	0

Assim, como pode ser observado na [Tabela 4](#), a modelagem financeira dilui os pagamentos do CAPEX do investimento entre a data de assinatura do contrato e a data de início da operação. Além disso, durante a vida útil do empreendimento é considerado um desembolso mensal equivalente ao custo de operação e manutenção do empreendimento, estimado em cerca de 2% do custo de investimento, que deixa de ser realizado assim que o projeto deixa de operar.

## 5.2.2 Taxa de juros

Outra componente relevante para a estimativa do custo ponderado do capital do empreendimento é a taxa de juros a que o investidor tem acesso. Historicamente, o maior financiador de projetos de geração de energia elétrica no Brasil tem sido o Banco

Nacional do Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) (CEBDS, 2016). Este banco desempenhou um papel fundamental no desenvolvimento da indústria eólica no Brasil ao oferecer linhas de crédito específicas e condições favoráveis para o financiamento de projetos deste tipo de tecnologia.

Diante da possibilidade de ver a demanda interna brasileira por componentes eólicos ser satisfeita durante a crise financeira que afetou os Estados Unidos e a Europa em 2008, o governo brasileiro lançou a política de nacionalização da produção de equipamentos e insumos com o Plano de Nacionalização Progressiva (PNP-Finame), que abriu caminho para financiamentos do BNDES com contrapartida de conteúdo nacional (GOUVEA; SILVA, 2018). Entre 2003 e 2011, o BNDES não apresentava exigências específicas para a tecnologia eólica, requerendo apenas que 60% do valor e do peso dos equipamentos fossem de fabricação nacional, contendo unidade industrial no Brasil (GOUVEA; SILVA, 2018).

Nessa fase o BNDES apoiava principalmente obras civis e vedava financiamento a equipamentos importados, que eram apoiados pelo Banco do Nordeste (BNB) (GOUVEA; SILVA, 2018). A partir de 2012 houve uma delimitação clara da atuação do BNDES e do BNB, estabelecendo novos critérios específicos de financiamento para o setor eólico. Nesse sentido, a área de credenciamento de equipamentos do BNDES definiu que até janeiro de 2013 uma série de processos e metas para o desenvolvimento de tecnologias-chave, prioritárias no país, deveriam ser atendidas (GOUVEA; SILVA, 2018).

Dado esse contexto, é relevante destacar que a participação de fabricantes nacionais faz com que o crédito subsidiado apresentasse grandes vantagens financeiras se comparado com o crédito privado (CEBDS, 2016). Segundo o relatório "Financiamento à Energia Renovável: Entraves, Desafios e Oportunidades", publicado pelo Conselho Nacional Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável (CEBDS), o BNDES financiou mais de 50% dos investimentos em energia elétrica no Brasil entre 2003 e 2014. De acordo com o referido relatório, esse montante chega a 57,8% no que diz respeito aos financiamentos voltados para a tecnologia eólica no período e, segundo o site Cenários Eólicos, o banco também se manteve como principal financiador de projetos deste tipo em 2016 e 2017 (Cenários Eólicos, n.d.).

Assim, dado as condições favoráveis proporcionadas pelo BNDES e o domínio

verificado no financiamento deste tipo de segmento, é coerente que seja levado em consideração as taxas disponibilizadas pelo referido banco, no período de referência, para definir valores representativos dos juros de financiamento deste estudo de caso. Em geral, as solicitações financeiras feitas diretamente ao BNDES contavam com taxas de juros compostas pelo custo financeiro, pela remuneração do BNDES e pela taxa de risco de crédito (BNDES, n.d.). Além disso, a participação da instituição no financiamento do projeto não poderia ultrapassar um percentual entre 70% e 80% dos itens financiáveis (BNDES, n.d.). Abaixo, na Tabela 5, é possível verificar uma síntese das condições de financiamento fornecidas pelo BNDES entre 2009 e 2017 para empreendimentos de geração de energia eólica.

Tabela 5 – Condições de financiamento do BNDES

	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
Amortização	SAC								
Prazo de Amortização	16	16	16	16	16	16	16	16	16
	anos								
Custo Financeiro	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%
	TJLP								
Participação Máxima	80%	80%	80%	80%	80%	80%	70%	70%	80%
Remuneração Básica (A)	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	0,90%	1,00%	1,20%	1,50%	1,70%
Risco de Crédito (B)	3,57%	3,57%	3,57%	3,57%	2,87%	2,87%	2,87%	2,87%	2,70%
Remuneração Total (A + B)	4,47%	4,47%	4,47%	4,47%	3,77%	3,87%	4,07%	4,37%	4,40%

Fonte: BNDES (n.d.)

Tendo conhecimento destes valores, é possível realizar a parametrização de uma taxa de juros representativa do financiamento dos projetos considerados no presente estudo de caso. Para isso, é importante ressaltar que a taxa de juros real considerada pelo agente investidor na tomada de decisão pelo empréstimo não consiste simplesmente no valor divulgado pelo banco financiador. Isso porque o juros nominal pago ao banco credor considera uma expectativa de inflação que deve ser descontada da taxa divulgada para que seja obtido o juros real, que é o juros percebido pelo agente investidor como a remuneração do credor pelo empréstimo concedido.

Nesse sentido, os dados históricos de expectativas de inflação do Banco Central do Brasil (BCB, n.d.) foram utilizados como referência para transformar os valores divulgados na Tabela 5 em valores reais. Assim, tomando como referência a data em que

os leilões ocorreram, foi descontada da taxa nominal a expectativa de inflação para os 4 anos seguintes. Desse modo, os juros considerados como referência do financiamento dos projetos eólicos em questão foram os juros reais do BNDES, calculados com as expectativas de inflação do BCB. Na [Figura 10](#) é possível visualizar a densidade de probabilidade desta variável e o histograma de valores observados com base nos dados levantados, bem como o seu resumo estatístico na [Tabela 6](#).

Figura 5 – Densidade de probabilidade da taxa de juros real do BNDES

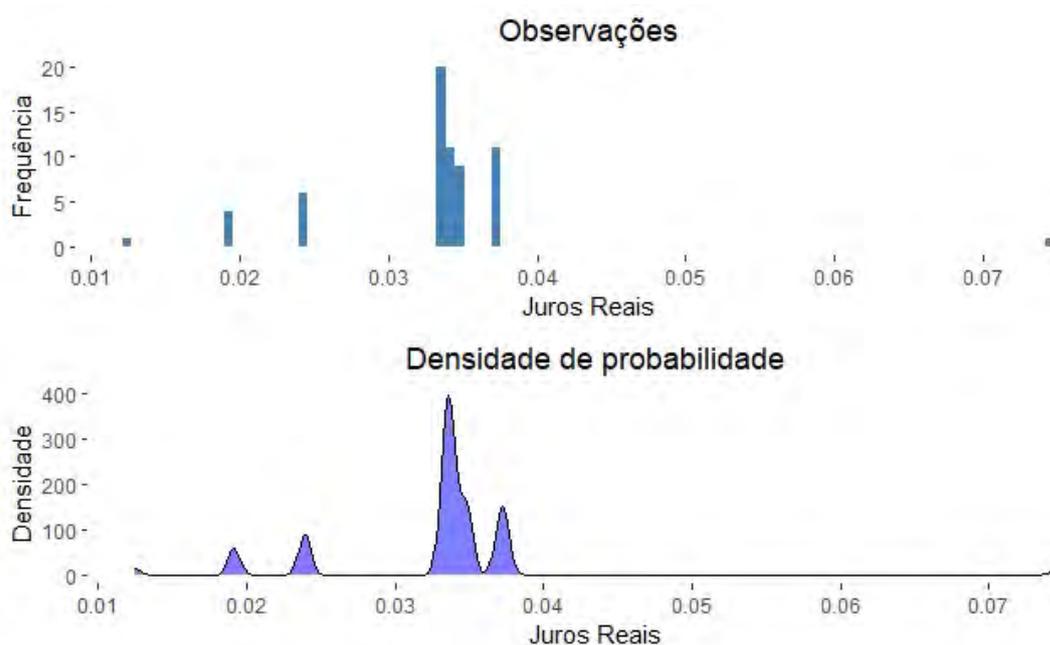


Tabela 6 – Resumo da taxa de juros real do BNDES

Mín.	1st Qu.	Mediana	Média	3rd Qu.	Máx.
1,24%	3,34%	3,40%	3,29%	3,49%	7,46%

Além da importância das condições de financiamento proporcionadas pelo BNDES, também há um considerável nível de relevância da taxa de retorno dos acionistas destes empreendimentos. Nesse sentido, a WACC, do inglês *Weighted Average Cost of Capital*, é uma métrica utilizada para calcular o custo médio ponderado de financiamento

de uma determinada empresa, levando em conta tanto o custo de captação de financiamentos quanto a taxa de retorno exigida pelos acionistas (DAMODARAN, 2019). Assim, o cálculo da WACC envolve o custo de capital próprio da empresa, que representa o retorno esperado pelos acionistas, e o custo do financiamento, considerando a proporção do capital próprio e do capital de terceiros no custo do capital. Abaixo, na Equação 5.1, é possível verificar em detalhes a fórmula da WACC antes dos impostos (DAMODARAN, 2019).

$$WACC \text{ pre-tax} = k_E \cdot \frac{V_E}{V_E + V_D} + k_D \cdot (1 - T_C) \cdot \frac{V_D}{V_E + V_D} \quad (5.1)$$

Onde:

- $k_E$  é o custo do capital próprio.
- $k_D$  é o custo do capital de terceiros.
- $V_E$  é o valor de mercado do capital próprio.
- $V_D$  é o valor de mercado da dívida.
- $T_C$  é a alíquota do imposto de renda corporativo.

Para a modelagem financeira proposta neste estudo de caso, é fundamental destacar que se assume a hipótese de que o procedimento de leilão foi realizado sob uma condição de equilíbrio competitivo perfeito. Assim, será considerada a existência de múltiplos participantes que atendam às condições de atonicidade nos procedimentos, homogeneidade dos produtos leiloados, racionalidade dos agentes maximizadores de lucro, livre entrada e saída de competidores, informação perfeita e ausência de restrições e barreiras artificiais nos leilões analisados.

Nesse contexto, dado as suposições de que os agentes estão em condições de competição perfeita, os referidos procedimentos, em equilíbrio, tendem a resultar em uma utilidade esperada zero para o agente investidor. Com isso em mente, é possível estimar valores numéricos para a WACC antes dos impostos, considerando que as demais

variáveis relevantes da [Equação 4.1](#) já se encontram parametrizadas. Assim, utilizando a ferramenta "Atingir Meta" do Excel, é possível encontrar a WACC antes dos impostos de um empreendimento eólico que torna a sua utilidade esperada igual a zero.

A partir deste resultado e da referência para as condições de financiamento do BNDES apresentadas na [Tabela 5](#) é possível, inclusive, estimar a parcela de remuneração dos acionistas. Para isso, é necessário assumir uma premissa de participação do capital próprio e de financiamento do projeto. Uma vez que o presente trabalho não teve acesso a esta informação para todos os projetos que são parte da base de dados utilizada neste estudo, os resultados que serão apresentados no [Capítulo 6](#) consideram as mesmas premissas utilizadas no Plano Decenal de Energia 2031 (PDE 2031), com 60% de participação do capital de terceiros e 40% de participação do capital próprio (EPE, 2022).

### 5.2.3 Remuneração do desenvolvedor do projeto

Esta subseção tem como principal objetivo elucidar os tipos de remuneração as quais o desenvolvedor de um empreendimento eólico tem direito, bem como destacar a maneira como estas componentes foram incorporadas no modelo financeiro utilizado no presente trabalho. Além disso, serão justificadas as escolhas dos valores que parametrizam, neste estudo de caso, a remuneração contratual e a receita por vendas no mercado de curto prazo.

#### Remuneração do contrato

Como mencionado no quadro em destaque no [Capítulo 2](#), o procedimento base, no Brasil, para determinar a remuneração pela energia contratada em leilão a ser paga ao desenvolvedor de um empreendimento eólico consiste em um modelo híbrido, dividido em duas fases. A primeira é promovida por meio de um procedimento *descending clock*<sup>16</sup> com preço uniforme, enquanto a segunda consiste em um procedimento *pay-as-bid* de envelope fechado, em que os agentes realizam ofertas simultâneas sem o conhecimento das demais ofertas e o preço final de contratação é exatamente o preço submetido pelo participante que declarou o menor preço de oferta de energia (DINIZ et al., 2023).

<sup>16</sup>Procedimento em que é definido pelo leiloeiro um preço teto e, a partir dele, os agentes interessados em construir a usina ofertam preços para o fornecimento de energia menores do que a última oferta declarada

Em procedimentos deste tipo, o leiloeiro pode esperar obter preços menores, uma vez que, por não ser um procedimento iterativo, os ofertantes tendem a realizar ofertas mais agressivas, declarando preços mais baixos. Apesar deste aparente benefício para o consumidor de energia, [DINIZ et al.](#) cita em seu artigo que tal característica tende a elevar o risco de ocorrer a maldição do vencedor, que consiste em um aumento no índice de atraso e cancelamento das obras como uma consequência de ofertas irracionais com preços muito baixos. Assim, com uma receita inferior aos custos de investimento, a operação do projeto pode se tornar desinteressante para o investidor vencedor do procedimento.

Além disso, uma vez explicitado o processo de formação dos preços dos contratos, é relevante destacar que a quantidade contratada pode ser definida em modalidades distintas. Contratos por quantidade comprometem a compra e a venda de uma quantidade exata de energia, sendo, portanto, firmado em MWh<sup>17</sup>. Por outro lado, contratos por disponibilidade devem garantir que a usina consiga gerar energia quando solicitada pelo comprador, devendo reservar parte da sua capacidade para este fim. Nesta modalidade, a quantidade contratada é definida em kW ou MW e a contraparte do contrato paga por toda a potência reservada, independentemente de utilizá-la ou não.

Para o modelo financeiro utilizado no estudo de caso deste trabalho, a quantidade contratada deve ser declarada ao modelo em percentual da capacidade instalada. O objetivo desta escolha é permitir uma representação geral do modelo independente da escala do projeto. Para isso, os dados originais da base de dados de [DINIZ et al.](#), em MWh, foram convertidos para MW médio dividindo a quantidade contratada pelo número de horas de vigência do contrato. Assim, com uma simples razão entre a energia contratada em MW médio e a capacidade instalada, é possível declarar um percentual de quantidade contratada como referência para o modelo.

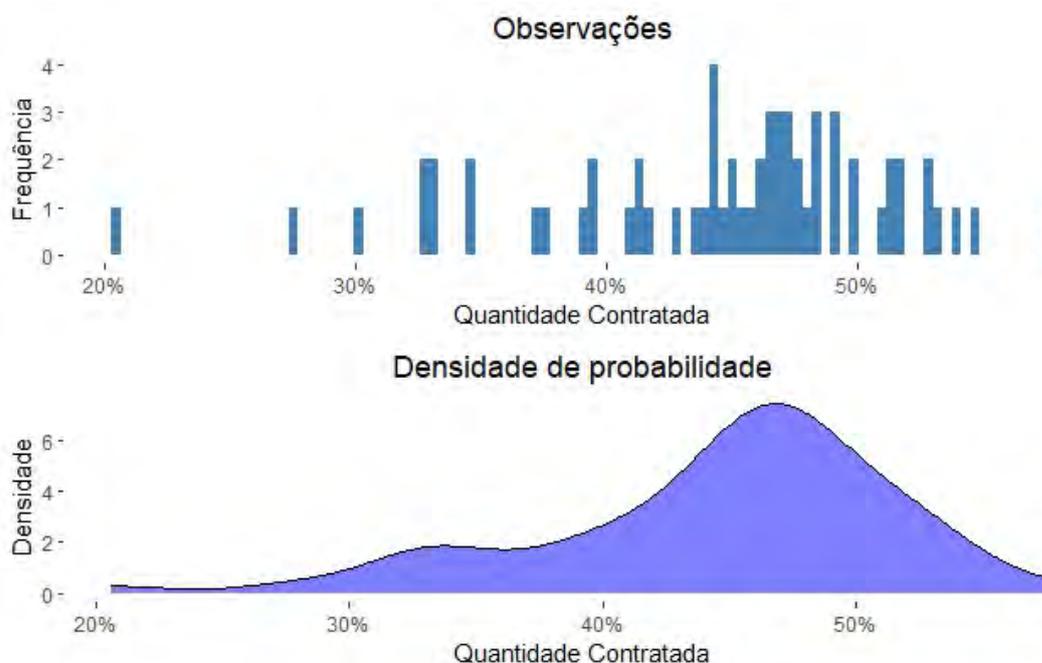
Tabela 7 – Resumo da quantidade de energia contratada (em % da capacidade instalada)

Mín.	1st Qu.	Mediana	Média	3rd Qu.	Máx.
20.62%	41.33%	46.35%	44.53%	48.87%	57.86%

Como pode ser observado na [Figura 6](#), o percentual da quantidade contratada

<sup>17</sup>Corresponde à quantidade de energia que é gerada em um determinado período de tempo

Figura 6 – Densidade de probabilidade da quantidade contratada (em % da capacidade instalada)

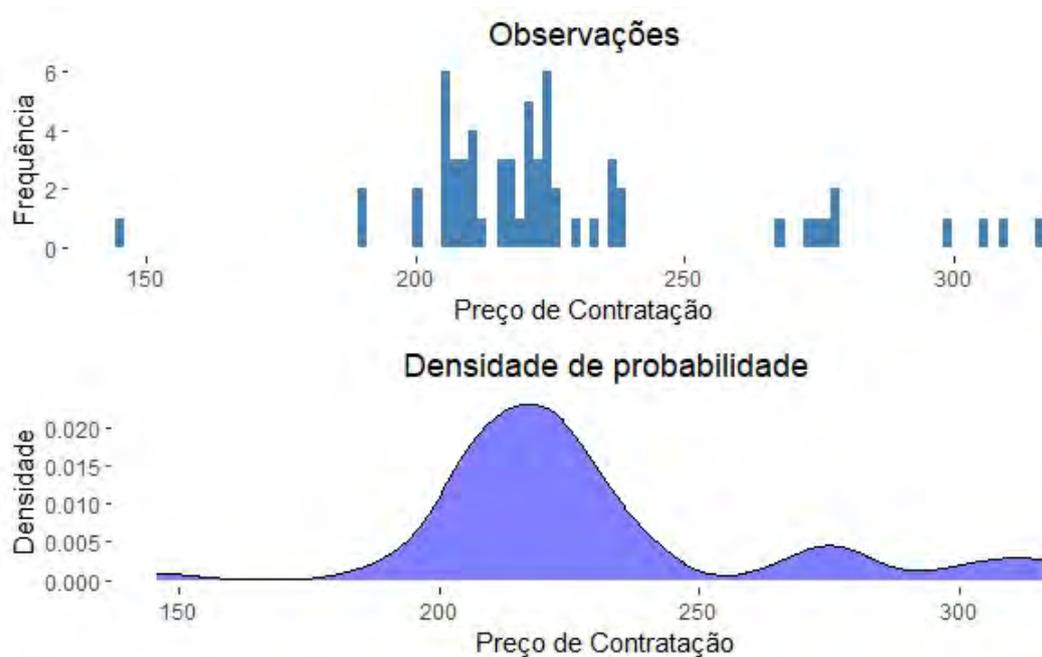


dos projetos eólicos desenvolvidos nos referidos leilões tende a ser bem distribuído entre aproximadamente 35% e 50% da capacidade instalada dos projetos. Ainda assim, é possível perceber uma incidência maior de projetos com quantidade contratada entre 45% e 50% da capacidade instalada dos empreendimentos, o que pode ser verificado com mais evidência na função densidade de probabilidade exposta na parte inferior da referida figura. O ponto de máximo dessa função ocorre para 46,8% de quantidade contratada, valor que é extremamente similar à mediana verificada na [Tabela 7](#). Por este motivo, considerou-se o valor de 46,35% como uma quantidade contratada representativa de um projeto eólico brasileiro para fins de parametrização.

Tabela 8 – Resumo dos preços de contrato (R\$/MWh)

Mín.	1st Qu.	Mediana	Média	3rd Qu.	Máx.
145,80	209,60	220,60	228,70	235,00	318,60

Figura 7 – Densidade de probabilidade do preço de contrato



O mesmo exercício foi realizado sobre o preço de contratação a fim de parametrizar por completo a remuneração obtida pelo investidor por meio de contratos. Diferentemente da quantidade contratada, os dados apurados para o preço de contratação apresentam uma concentração grande entre 200 R\$/MWh e 250 R\$/MWh. Como pode ser observado pela [Figura 7](#) a distribuição dos preços de contrato no histograma segue praticamente o mesmo comportamento da função de distribuição de probabilidade. Esta tem seu ponto de máximo no preço de contratação 217,54 R\$/MWh, valor extremamente próximo da mediana verificada na [Tabela 8](#). Desse modo, dado a similaridade entre os dois valores, conclui-se que o preço de contrato de 220,60 R\$/MWh é representativo dos procedimentos de contratação eólica analisados no presente trabalho.

### Remuneração no mercado de curto prazo

O mercado de energia de curto prazo é um segmento em que ocorre a compra e venda de energia de maneira instantânea, atrelado à entrega de energia em horizontes de tempo de prazos muito curtos, tipicamente de dias ou horas. Para isso, geradores,

distribuidores, comercializadores e consumidores negociam a energia considerando as necessidades de suprimento e consumo em tempo real. Nesse sentido, os preços cobrados pela energia variam de acordo com as condições de mercado e, portanto, dependem de fatores como disponibilidade de geração, demanda, condições climáticas, restrições de transmissão e outras variáveis que influenciem no equilíbrio entre oferta e demanda.

Como mencionado na introdução desta seção, o modelo financeiro proposto para este estudo de caso foi baseado nas normas contratuais dos LENs e dos LFAs. Portanto, a modelagem permite que o vendedor possa comercializar os montantes de energia entre o início da operação comercial das usinas e a data de início do suprimento. Além disso, caso os empreendimentos contratados para o fornecimento de energia se encontrem em situação de atraso em relação ao previsto para o início das operações, o agente vendedor adquire o montante deficitário no mercado de curto prazo para honrar o acordo contratual.

Em situações em que a usina está em operação e o contrato é válido, também é possível que haja a necessidade de compra de energia para o cumprimento do contrato. Ademais, caso haja excedente na operação do empreendimento, a quantidade de energia sobressalente pode ser comercializada para auferir receita adicional ao gerador. Na [Tabela 2](#), este tipo de situação está caracterizado pelo parâmetro  $R_1$  e a parcela de compra ou venda no mercado de curto prazo é definida pela expressão  $(g - q) \cdot p^c$ . É importante ressaltar, mais uma vez, que a modelagem proposta desconsidera a possibilidade de comercialização deste excedente entre agentes geradores por meio de contratos bilaterais, com as referidas operações ficando restritas ao mercado de curto prazo.

Assim, para parametrizar as variáveis relacionadas às operações realizadas pelo vendedor no mercado de curto prazo, é necessário realizar estimativas quanto à geração do empreendimento e os preços realizados no mercado de curto prazo. Nesse sentido, optou-se por utilizar a porcentagem histórica da garantia física dos empreendimentos de geração eólica brasileiros como uma estimativa da operação de uma nova usina hipotética. Além disso, a opção por representar o volume de geração em percentual da capacidade instalada consiste em realizar uma representação geral, independente da escala do projeto. É importante ressaltar que a modelagem proposta não assume variabilidade na geração dos empreendimentos, uma vez que o presente trabalho não contou com um modelo preditivo da operação do sistema. A [Figura 8](#) apresenta a função densidade de probabilidade do percentual da garantia física dos projetos listados na base de dados descrita em [seção 5.1](#).

Figura 8 – Densidade de probabilidade da garantia física das usinas

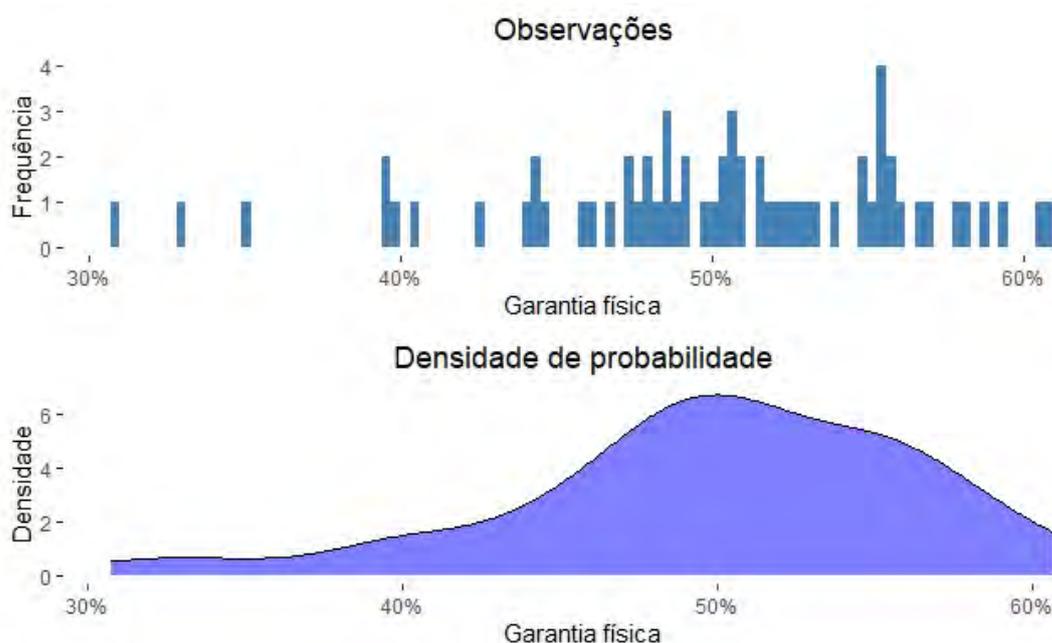


Tabela 9 – Resumo da garantia física das usinas

Mín.	1st Qu.	Mediana	Média	3rd Qu.	Máx.
30,77%	47,40%	50,59%	49,96%	54,99%	60,74%

A curva apresentada na parte inferior da referida figura apresenta ponto de máximo em 49,95% da capacidade instalada dos empreendimentos, valor extremamente próximo da média dos dados apresentados na [Tabela 9](#), de 49,96%. Por este motivo, diferentemente da maioria das variáveis parametrizadas ao longo desta seção, será considerado o valor médio do histórico a da garantia física das usinas como uma *proxy* da geração de um empreendimento hipotético. A título de exemplo, supondo uma usina de 50 MW de capacidade instalada, a geração mensal do referido empreendimento seria da ordem de  $50 \cdot 0,4995 \cdot 730 = 18.231,75\text{MWh}$ , considerando que a usina opera, em média, 730 horas por mês.

No que diz respeito aos preços do mercado de curto prazo, o PLD é definido de forma horária para cada um dos submercados brasileiros. A parametrização proposta

Figura 9 – Densidade de probabilidade do preço do mercado de curto prazo

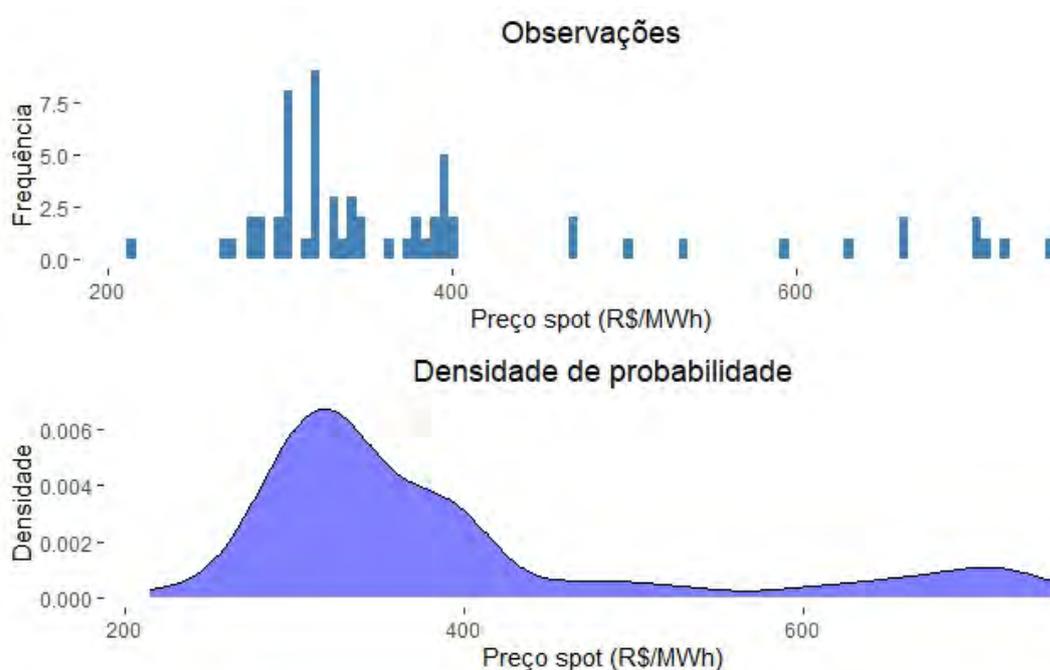


Tabela 10 – Resumo dos preços do mercado de curto prazo (R\$/MWh)

Mín.	1st Qu.	Mediana	Média	3rd Qu.	Máx.
215,20	306,80	341,10	393,30	397,50	749,90

neste estudo de caso foi baseada na média de preços mensais dos últimos dois anos anteriores à assinatura do contrato dos empreendimentos listados na base de dados. Além disso, os preços considerados para o cálculo das médias levaram em consideração o submercado em que cada um dos empreendimentos analisados estavam localizados.

Como resultado deste levantamento de dados, a [Figura 9](#) apresenta a distribuição de probabilidade destes preços e a [Tabela 10](#) ilustra o resumo estatístico destes valores. É possível perceber, pela comparação entre os valores apresentados para os preços de contrato e os preços no mercado de curto prazo, que os valores médios do preço *spot* são consistentemente mais altos do que os preços de contratação. Como o modelo financeiro do presente estudo de caso não apresenta variabilidade na geração e nos preços do mercado

de curto prazo, as situações de venda no mercado de curto prazo seriam muito mais bem remuneradas do que as vendas por contratos. Desse modo, a grande vantagem da contratação, que é a mitigação do risco associado às variações no mercado de curto prazo, não estaria sendo incorporada no modelo.

Como forma de reverter este quadro e incorporar a aversão ao risco dos agentes, as possibilidades de receita  $R(t, c, \tau)$  do investidor foram representadas de modo que, em situações "vantajosas", o investidor tenha uma aversão ao risco menor e, deste modo, atribui um valor menor ( $p^b$ ) à energia comercializada no mercado de curto prazo. Por outro lado, em situações "críticas", o investidor adota uma postura mais comedida em relação às operações no mercado de curto prazo, atribuindo mais valor à quantia recebida por meio de contratos ( $c^a$ ) e às compras realizadas no mercado de curto prazo ( $p^a$ ).

Finalmente, em situações "neutras" o vendedor atribui um valor intermediário para os preços de contrato ( $c^c$ ) e para o preço do mercado de curto prazo ( $p^c$ ). Nesse sentido, dado que os incentivos para a venda no mercado *spot* ou nos contratos estão modelados na aversão ao risco do agente, o preço intermediário de venda no mercado de curto prazo foi representado de maneira igual ao preço intermediário de contratação, 220,60 R\$/MWh.

## 5.2.4 Aspectos e penalidades contratuais

Esta subseção tem como principal objetivo elucidar as responsabilidades contratuais do agente desenvolvedor do projeto de geração eólico. Além disso, serão enumeradas as penalidades às quais o mesmo estará sujeito em caso de descumprimento de alguma cláusula contratual, no contexto dos projetos analisados no presente trabalho.

### Validade do contrato, duração e resolução

Os contratos assinados em leilões de novos projetos de geração tipicamente estabelecem um prazo para a construção dos empreendimentos  $\bar{\tau}$ , que indica o número de meses entre a data de assinatura do contrato e a entrada em operação esperada para o projeto. Tipicamente, os leilões realizados em mercados de energia elétrica aplicam algum tipo de penalização aos agentes que descumprem este prazo, incorrendo em multas e redução na remuneração dos investidores detentores dos contratos (AZUELA et al.,

2014). Muitas vezes, tais penalidades são proporcionais ao tempo de atraso para o início da operação dos empreendimentos, ou seja, à diferença entre  $\bar{\tau}$  e  $\tau$ .

Além disso, a maioria dos leilões realizados em mercados de energia elétrica estabelece um limite máximo para a entrada em operação dos empreendimentos  $\tau^{max}$  que, se ultrapassado, resulta no cancelamento do contrato para todo  $t > \tau^{max}$  (AZUELA et al., 2014). No Brasil, por exemplo, é comum que se estabeleça uma data limite para a entrega dos empreendimentos de geração entre 1 e 2 anos após o prazo esperado para a conclusão do projeto - ou seja,  $\bar{\tau} + 12 \leq \tau^{max} \leq \bar{\tau} + 24$ . Este prazo máximo para a entrada em operação dos projetos varia de um leilão para o outro e, se violado, incorre na execução de garantias e multas sobre a parte responsável pelo fim do acordo, além do já mencionado cancelamento da contratação dos empreendimentos.

Outro aspecto relevante e que pode alterar consideravelmente os incentivos dos agentes envolvidos no leilão diz respeito à duração dos contratos e às regras de antecipação e postergação dos mesmos. No mercado brasileiro, a antecipação do início da operação dos projetos pode, ou não, ser mandatória, dependendo do procedimento. Em situações como essa - ou seja,  $\tau < \bar{\tau}$  - alguns dos procedimentos analisados determinam a antecipação automática do contrato para a data de entrada em operação efetiva da usina e a sua respectiva extensão até a data original de encerramento do contrato. São eles: 3º LER, 4º LER e 18º LEN. Para a maior parte dos demais procedimentos, a antecipação dos contratos é opcional e, caso efetivada, a validade do contrato também é estendida até a data de encerramento original do acordo.

Por outro lado, o tratamento é distinto em situações de atraso na data de entrada em operação dos empreendimentos. Nesse caso, o período de vigência do contrato não sofre nenhum tipo de alteração, desde que não ultrapasse  $\tau^{max}$ , e o desenvolvedor do projeto que for responsável pelo atraso deverá honrar as suas obrigações contratuais de acordo com as regras de ressarcimento do leilão em questão. Assim, durante o período de vigência do acordo, o desenvolvedor do projeto é remunerado de acordo com os termos estabelecidos no contrato e descontado das eventuais penalidades aplicadas por conta da sua responsabilidade no atraso das obras.

Tendo isso em vista, a projeção do fluxo de caixa proposta no presente estudo depende da parametrização de valores representativos para  $\bar{\tau}$ ,  $\tau^{max}$  e  $T_g$ , a fim de classificar

com clareza quais valores de  $t$  são referentes ao período de vigência dos contratos e aos períodos de atraso em relação ao início da operação do projeto. Nesse sentido, praticamente todos os procedimentos analisados no presente trabalho assumem um período de contratação de 240 meses e, portanto, nenhuma análise adicional precisa ser feita para a parametrização do período de validade do contrato. No que diz respeito à vida útil das usinas, o relatório "Empreendimentos Eólicos ao Fim da Vida Útil", da EPE, indica que, em geral, os projetos eólicos possuem uma vida útil mínima de 20 anos, com muitos operando até prazos próximos dos 25 anos. Assim, será considerado que  $T_g = 25$  no presente estudo. Ademais, é relevante destacar que os referidos projetos foram leiloados em procedimentos A-3 ou A-5 e, portanto, apresentaram um  $\bar{\tau}$  de aproximadamente 3 e 5 anos, respectivamente.

Desse modo, é intuitivo supor que há, em algum grau, uma concentração de projetos com um prazo de entrega similar, em meses. A [Figura 10](#) corrobora com essa afirmativa, indicando que há uma concentração maior de leilões com prazos de construção em torno dos 36 e 52 meses, aproximadamente. Nesse sentido, utilizar a mediana dos valores apurados em relação ao prazo esperado para o início da operação dos projetos parece uma métrica adequada uma vez que, como indicado na [Tabela 11](#), assumir  $\bar{\tau} = 36$  é compatível com uma das duas opções mais evidentes para a parametrização da referida variável. Ademais, o National Renewable Energy Laboratory (NREL) costuma modelar financeiramente este tipo de projeto com prazos de construção de 3 anos ([NREL, 2021](#)).

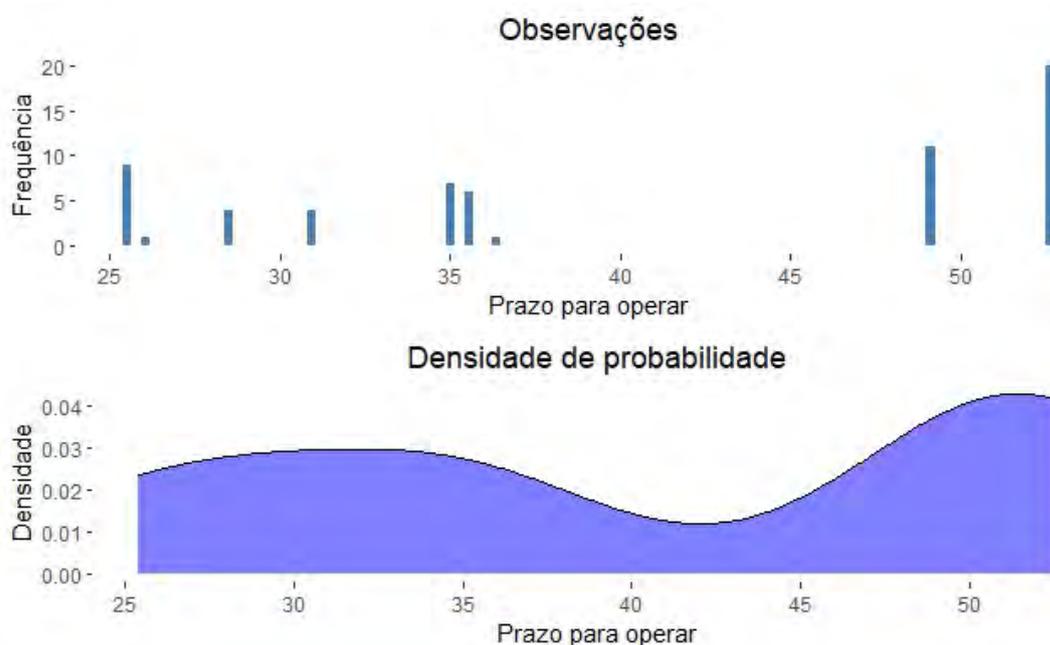
Tabela 11 – Resumo dos prazos para a construção dos projetos (em meses)

Mín.	1st Qu.	Mediana	Média	3rd Qu.	Máx.
25,43	30,88	36,47	40,93	52,56	52,56

Finalmente, foi realizado um levantamento da diferença entre o tempo máximo de construção para o cancelamento do contrato e o prazo previamente estabelecido para a construção em cada procedimento desta análise, a fim de definir o limite que leva ao cancelamento do acordo contratual em situações de atraso<sup>18</sup>. Destes, o 2º LER, 3º LER, 13º LEN, 19º LEN e 20º LEN apresentaram um tempo máximo de construção de 12 meses após  $\bar{\tau}$ . O 6º LER, 4º LER e o 17º LEN, por sua vez, determinaram um limite

<sup>18</sup>Este limite consiste no número de meses entre  $\tau^{max}$  e  $\bar{\tau}$ .

Figura 10 – Densidade de probabilidade dos prazos de entrega dos projetos (em meses)



para o atraso dos projetos de 24 meses antes do cancelamento dos contratos. Para o 12º LEN e o 18º LEN este limite foi de 22 e 20 meses, respectivamente. Desse modo, como o intervalo entre o prazo esperado para a conclusão dos projetos e o prazo para o cancelamento do contrato costuma ser de 12 ou 24 meses e não há uma preferência clara por uma destas opções, será considerado na parametrização deste caso um prazo até o cancelamento do contrato de 12 meses após  $\bar{\tau}$ .

### Garantia de fiel cumprimento

No processo de desenvolvimento dos projetos analisados no presente trabalho, o investidor é passível da execução da garantia de fiel cumprimento caso  $\tau > \bar{\tau}$ . Para os leilões analisados, este valor corresponde a 5% do custo de investimento declarado para o projeto. Garantias como esta são comuns em leilões de energia elétrica e tipicamente são pagas no momento da assinatura do contrato e devolvidas ao empreendedor quando o projeto inicia as suas operações. De maneira geral, o leiloeiro se utiliza de garantias de participação, de fiel cumprimento, pré-requisitos de saúde financeira, experiência prévia

e autorização para a instalação do empreendimento como um mecanismo para afastar ofertantes aventureiros dos leilões, mitigando atrasos e o cancelamento de contratos (ANEEL, 2011c).

Nesse sentido, além do cancelamento do contrato, o desenvolvedor do projeto é penalizado financeiramente caso inicie as operações do projeto depois de  $\tau^{max}$ . Nesse sentido, a garantia de 5% do custo de investimento do projeto é executada caso o mesmo inicie as suas operações em data posterior ao prazo predeterminado. Ademais, em todos os procedimentos analisados para o desenvolvimento do presente estudo de caso foi prevista uma multa de 30% do valor da energia contratada a ser paga pela parte responsável pelo encerramento do contrato.

Nesse caso, o modelo financeiro foi desenvolvido de modo que o empreendedor terá toda a sua receita proveniente do mercado de curto prazo se não conseguir colocar o projeto eólico em operação até a data  $\tau^{max}$ . Além disso, deverá desembolsar uma multa no valor de 30% da energia contratada a fim de ressarcir o comprador pela energia não entregue no contrato entre  $\bar{\tau}$  e  $\tau^{max}$  e perderá o direito de receber de volta a garantia de fiel cumprimento.

### **Penalização no preço dos contratos**

Em adição às penalizações supracitadas, o desenvolvedor do projeto que for responsável pelo atraso no início das operações de uma usina eólica é submetido a uma redução na receita do contrato entre  $\bar{\tau}$  e  $\tau$ . Até 2013, segundo a Resolução Normativa ANEEL nº 165 de 19/09/2005, casos como esse implicavam em considerar, para fins de repasse aos contratos e às tarifas dos consumidores finais, o menor valor entre (i) o valor da energia do contrato de compra, (ii) o PLD acrescido de 10% ou (iii) o preço da energia no contrato original limitado às condições percentuais proporcionais ao tempo de atraso (ANEEL, 2005). Tais condições percentuais para o repasse aos contratos deveriam ser limitadas em:

- 90% do preço da energia para atrasos de até 3 meses.
- 85% do preço da energia para atrasos entre 3 e 6 meses.

- 80% do preço da energia para atrasos entre 6 e 9 meses.
- 70% do preço da energia para atrasos entre 9 e 12 meses.
- 50% do preço da energia para atrasos superiores a 12 meses.

A partir de 2013, os critérios de repasse para situações de atraso passaram a serem norteados pela Resolução Normativa N° 595 de 17 de Dezembro de 2013. O documento em questão (ANEEL, 2013) estabelece que o comprador deverá pagar pelo montante de energia em atraso do contrato original o menor valor entre (i) o preço atualizado do contrato de venda original reduzido em 15% a partir do terceiro mês de atraso e (ii) o valor médio mensal do PLD do submercado<sup>19</sup> de entrega da energia associada ao contrato original, acrescida da seguinte fórmula:

$$s = \frac{25PLD_{max} - 24PLD_{med} - PLD_{min}}{PLD_{max} - PLD_{min}} \quad (5.2)$$

Onde:

- $s$  é o montante a ser acrescido do valor médio mensal do PLD.
- $PLD_{med}$  é o PLD médio mensal do mês em que restar configurado o atraso.
- $PLD_{min}$  é o mínimo valor vigente para o PLD no mês em que restar configurado o atraso.
- $PLD_{max}$  é o máximo valor vigente para o PLD no mês em que restar configurado o atraso.

Ciente das regras supracitadas, o modelo detalhado ao longo deste capítulo foi desenvolvido de modo que o agente investidor responsável pelo atraso no início da operação do projeto receberá, a partir do terceiro mês de atraso, uma receita equivalente

<sup>19</sup>No Brasil, o PLD é calculado regionalmente para cada um dos submercados brasileiros. São eles: Sul, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Norte.

ao preço de contrato reduzido em 15% do seu valor. Em primeiro lugar, é importante detalhar que a Resolução Normativa Nº 595 de 17 de Dezembro de 2013 não é vigente apenas para os empreendimentos construídos a partir da data de publicação do documento, mas também para os empreendimentos que já estavam em operação quando a mesma foi publicada (ANEEL, 2013). Assim, dado que o primeiro leilão com empreendimentos eólicos ocorreu em 2009 e os primeiros empreendimentos começaram a operar em meados de 2011 e 2012, a primeira regra esteve vigente por pouco tempo e, portanto, não é de grande relevância na modelagem financeira.

# 6

## Apresentação e Análise de Resultados

Uma vez que as variáveis relevantes para este estudo de caso foram devidamente parametrizadas e as simplificações e sofisticções do modelo financeiro foram definidas no [Capítulo 4](#), será apresentado ao longo desta seção estimativas numéricas para a WACC antes dos impostos de um projeto eólico hipotético. As referidas simulações foram realizadas considerando contextos distintos de exposição a riscos por parte do agente investidor, avaliando a rentabilidade esperada para o projeto sob diferentes probabilidades de os eventuais atrasos estarem relacionados a eventos de força maior.

Desse modo, considerando que as variáveis parametrizadas foram mantidas fixas com os valores resumidos na [Tabela 12](#), foram realizadas 30 estimativas para o custo ponderado do capital antes dos impostos. Entre elas, foram testadas duas formas de exposição ao risco de transmissão por parte do desenvolvedor do projeto: I - utilizando a  $f(\tau)$  parametrizada para o contexto em que o vendedor é penalizado por atrasos na transmissão (T1) e; II - considerando  $f(\tau)$  parametrizada com os dados referentes ao período em que este agente não estava exposto aos problemas de transmissão. Além disso, foram considerados cinco níveis diferentes de probabilidades de eventuais atrasos estarem relacionados a eventos de força maior: 0%, 25%, 50%, 75% e 100%. Finalmente, foram testados três níveis de aversão ao risco por parte do desenvolvedor do projeto: I - com  $p^a = 1,2/0,8p^b$ ; II - com  $p^a = 1,4/0,6p^b$  e; III - com  $p^a = 1,6/0,4p^b$ .

Considerando todas as combinações possíveis dos contextos supracitados, é

Tabela 12 – Resumo da parametrização proposta

Parâmetro	Valor	Parâmetro	Valor
Capex	6334 R\$/MWh	$T_g$	25 anos
$\bar{\tau}$	36 meses	$T_q$	20 anos
$g$	49,96%	$p^c = c^c$	220,57 R\$/MWh
$q$	46,35%	Juros	3,40%

possível constatar na [Tabela 13](#) que as estimativas da WACC real antes dos impostos ocuparam intervalos entre 8,16% e 11,50% para  $p^a$  e  $p^b$  próximos de  $p^c$ , ou seja, cenários razoáveis de aversão a risco. Comparativamente, o relatório *A Remuneração dos Investimentos em Energia Renovável no Brasil - Uma Proposta Metodológica ao Benchmark da UNFCCC para o Brasil* publicado em 2012, apresenta uma estimativa de WACC real depois dos impostos que varia entre 8,14% e 11,07% para projetos renováveis desenvolvidos à época no Brasil (IPEA, 2012). Assim, considerando que a maioria dos projetos eólicos analisados foram desenvolvidos sob o modelo de tributação por lucro presumido, é possível converter a WACC depois dos impostos estimada pelo IPEA para uma WACC antes dos impostos a fim de comparar ambas as análises.

De acordo com a Lei Federal 9249/1995, um projeto eólico desenvolvido sob a regra de tributação por lucro presumido está sujeito a uma tributação de 1,08% para a contribuição social sobre lucro líquido (CSLL), 2% para o imposto de renda e 3,65% para o PIS/Cofins. Desse modo, considerando uma alíquota de tributação de 6,73%, é possível concluir que a WACC real publicada pelo IPEA - com valores antes dos impostos entre 8,73% e 11,87% - é condizente com as estimativas da [Tabela 13](#). Tal constatação é um primeiro indicativo de robustez do modelo, que respalda parcialmente as conclusões que serão expostas ao longo do presente capítulo.

Ainda sobre a referida tabela, é possível verificar que quanto maior a diferença entre  $p^a$  e  $p^b$ , menor é a WACC exigida pelo desenvolvedor do projeto para realizar uma oferta vencedora do procedimento. Como mencionado na [subseção 5.2.3](#),  $p^a$  simboliza o valor que o desenvolvedor do empreendimento dá ao produto em situações críticas, em que ele deve honrar o contrato mas ainda não entrou em operação e  $p^b$  é o valor atribuído ao produto em situações de abundância, em que o desenvolvedor do empreendimento está obtendo receita extra, fora do contrato. Nesse sentido, é possível afirmar que quanto

Tabela 13 – Cenários de WACC antes dos impostos

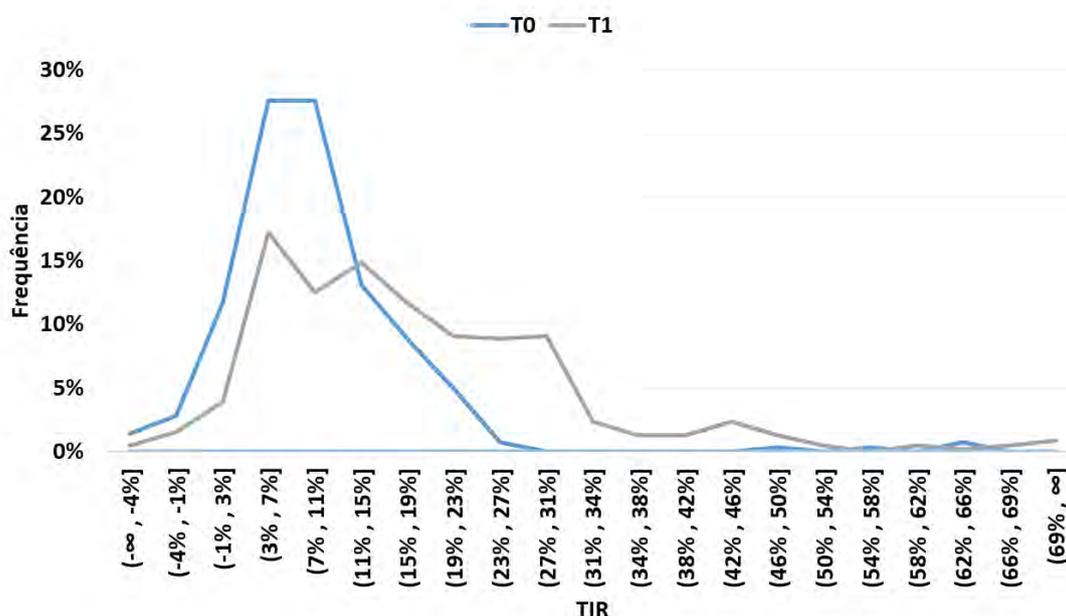
$f(\tau)$	Probabilidade de força maior	$p^a = 1,2p^c$ e $p^b = 0,8p^c$	$p^a = 1,4p^c$ e $p^b = 0,6p^c$	$p^a = 1,6p^c$ e $p^b = 0,4p^c$
T1	0%	10,74%	10,38%	10,01%
T1	25%	10,80%	10,44%	10,08%
T1	50%	10,85%	10,50%	10,14%
T1	75%	10,90%	10,56%	10,21%
T1	100%	10,95%	10,60%	10,27%
T0	0%	9,24%	8,71%	8,16%
T0	25%	9,76%	9,31%	8,82%
T0	50%	10,31%	9,93%	9,53%
T0	75%	10,89%	10,60%	10,29%
T0	100%	11,50%	11,30%	11,09%

maior a diferença entre  $p^a$  e  $p^b$ , maior a aversão ao risco do empreendedor, que tende a valorizar mais o produto em situações ruins e menos em situações boas.

Observando os percentuais de WACC antes dos impostos expostos na [Tabela 13](#), se conclui que o aumento da aversão ao risco por parte do empreendedor condiciona o mercado a uma situação em que a WACC antes dos impostos deve ser mais baixa para que o projeto se torne atraente ao desenvolvedor. A intuição por trás desta afirmação está no fato de que um investidor disposto a tomar riscos mais altos aceitaria pagar um custo ponderado do capital mais alto para por o empreendimento em operação, enquanto um investidor mais avesso ao risco agiria de maneira contrária.

Além disso, analisando as variações percentuais - para um mesmo  $f(\tau)$  - de que os atrasos estejam relacionados a eventos de força maior, é possível inferir que quanto maior esta probabilidade, maior a WACC exigida pelo investidor. Isso ocorre pois quanto maior a possibilidade de que um atraso seja causado por eventos de força maior, isentando o agente de referência de eventuais penalidades, mais elevada é o limite da WACC que ainda torna o projeto interessante para o vendedor. Assim, supondo  $f(\tau) = T1$  e 0% de probabilidade de ocorrer um evento de força maior, qualquer atraso será responsabilidade do investidor e, portanto, este exige condições melhores de custos do que um investidor que nunca será penalizado por atraso - 100% de probabilidade de ocorrer um evento de força maior, por exemplo.

Figura 11 – TIR por tipo de responsabilização em relação à transmissão



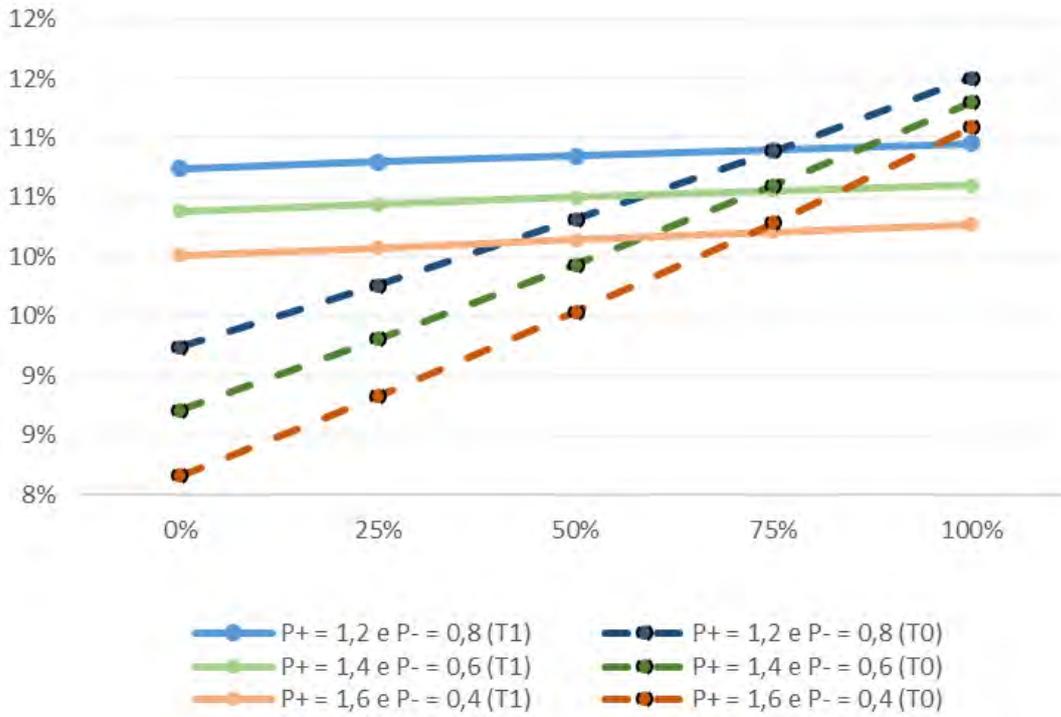
Fonte: Elaboração própria

Finalmente, a figura [Figura 11](#) ilustra a comparação da TIR entre os grupos T0 e T1, aproveitando a estimativa para a taxa interna de retorno mencionada na introdução do [Capítulo 5](#). Desse modo, é possível afirmar que a rentabilidade do histórico de empreendimentos eólicos brasileiros aparenta ser consideravelmente similar entre aqueles que foram leiloados antes e depois da mudança de responsabilização pela transmissão. Diante desta constatação, como a TIR esperada pelo investidor deve ser maior do que a WACC, é esperado que, em equilíbrio, a WACC para  $f(\tau)$  de T0 seja igual à WACC para  $f(\tau)$  de T1.

Nesse sentido, é possível verificar pelos resultados da [Tabela 13](#), ilustrados na [Figura 12](#), que a probabilidade de ocorrência de um evento de força maior que aparenta igualar a WACC para  $f(\tau)$  de T0 e  $f(\tau)$  de T1 está próxima de 75% para todos os cenários de aversão a risco do investidor. Este resultado é mais um indicativo da robustez do modelo, uma vez que, como mencionado no [Capítulo 3](#), [AZUELA et al.](#) atribuiu cerca de 70% dos atrasos ocorridos até 2013 aos eventos de força maior relacionados aos

atrasos em obras de transmissão.

Figura 12 – Cenários de WACC antes dos impostos



Fonte: Elaboração própria

# 7

## Considerações Finais

Diante dos resultados expostos ao longo da última seção, e do que foi discutido ao longo nas etapas de desenvolvimento do presente estudo, é possível verificar uma forte correlação entre a mudança de comportamento em relação aos atrasos e a alteração nas regras de responsabilização dos desenvolvedores do projeto. Sobre este fato, o presente estudo não traz consigo contribuições adicionais além de uma simples análise visual da relação entre os dois contextos, exposta na [Figura 2](#).

Por outro lado, o modelo de financeiro proposto e as análises quantitativas expostas no [Capítulo 6](#) trazem consigo contribuições inovadoras que permitem estimar o impacto destas variações no custo ponderado do capital aceito pelo desenvolvedor do projeto. Dois aspectos fornecem alguma robustez ao modelo apresentado. Primeiro, assumindo que a taxa interna de retorno dos empreendimentos não foi consideravelmente afetada, como consta na [Figura 11](#), é possível inferir que tanto o processo de modelagem como o de parametrização do modelo é robusto. Isso porque o trabalho conclui que a chance de ocorrência de um evento de força maior que torna a WACC igual nos dois contextos é de 75%, valor próximo ao apresentado por [AZUELA et al.](#) em seu trabalho. Em segundo lugar, é possível realizar análises intuitivas sobre o impacto na rentabilidade do projeto eólico que a mudança na resolução normativa relacionada à transmissão proporcionou.

Apesar das contribuições, o presente trabalho contou com uma série de simplificações que podem impactar, em algum grau, os resultados estimados na última seção.

Estas adaptações estão descritas ao longo do [Capítulo 5](#) e são passíveis de críticas e melhorias que não puderam ser incorporadas no presente estudo. Ainda assim, é possível concluir que as análises aqui apresentadas são inovadoras e fundamentadas, ainda que sejam passíveis de melhorias no futuro. Deste modo, cumprem com o objetivo do estudo.

## Referências

ANATOLITIS, V.; AZANBAYEV, A.; FLECK, A. How to design efficient renewable energy auctions? empirical insights from europe. *Energy Policy*, v. 166, p. 112982, 2022. Disponível em: <<https://doi.org/10.1016/j.enpol.2022.112982>>. Citado 2 vezes nas páginas 11 e 19.

ANEEL. *Resolução Normativa 165/2005*. 2005. Disponível em: <[https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-normativa-165-2005\\_101875.html](https://www.normasbrasil.com.br/norma/resolucao-normativa-165-2005_101875.html)>. Citado na página 57.

ANEEL. *ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO Nº 02/2011-ANEEL – Processo nº 48500.000589/2011-01*. 2011. ANEEL. Citado na página 34.

ANEEL. *ANEXO II AO EDITAL DE LEILÃO Nº 03/2011- ANEEL - Processo nº 48500.000590/2011-27*. 2011. ANEEL. Citado na página 34.

ANEEL. *Edital Leilão nº. 02/2011 - Processo nº. 48500.000589/2011-01*. 2011. Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Citado na página 57.

ANEEL. *Resolução Normativa 595/2013*. 2013. Disponível em: <[http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/legislacao/setoreletrico/2013/Resolucao\\_Normativa\\_595\\_17122013.pdf](http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/legislacao/setoreletrico/2013/Resolucao_Normativa_595_17122013.pdf)>. Citado 2 vezes nas páginas 58 e 59.

ANEEL. *Resultado de Leilões*. n.d. <[https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/resultado-de-leiloes/resource/a1328fc1-f06b-437d-8893-57ac2c8103df?inner\\_span=True](https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/resultado-de-leiloes/resource/a1328fc1-f06b-437d-8893-57ac2c8103df?inner_span=True)>. Acesso em: 25 de Maio de 2023. Citado na página 37.

AZUELA, G. E. et al. *Performance of Renewable Energy Auctions: Experience in Brazil, China, and India*. [S.l.], 2014. (Policy Research Working Paper, 7062). Disponível em: <<http://hdl.handle.net/10986/20498>>. Citado 8 vezes nas páginas 11, 12, 23, 24, 25, 54, 63 e 65.

BAYER, B. Experience with auctions for wind power in brazil. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, v. 81, p. 2644–2658, 2018. ISSN 1364-0321. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1364032117310092>>. Citado 2 vezes nas páginas 13 e 14.

BAYER, B.; BERTHOLD, L.; Moreno Rodrigo de Freitas, B. The brazilian experience with auctions for wind power: An assessment of project delays and potential mitigation measures. *Energy Policy*, v. 122, p. 97–117, 2018. ISSN 0301-4215. Disponível em:

<<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421518304506>>. Citado na página 12.

BCB. *Sistema de Expectativas de Mercado do BCB*. n.d. <<https://www3.bcb.gov.br/expectativas2/#/consultaSeriesEstatisticas>>. Acesso em: 25 de Maio de 2023. Citado na página 43.

BNDES. *Finem - BNDES*. n.d. <<https://www.bndes.gov.br/wps/portal/site/home/financiamento/produto/bndes-finem-energia>>. Acesso em: 25 de Maio de 2023. Citado 2 vezes nas páginas 35 e 43.

BOOTS, M. G. et al. *The role of an integrated tradable green certificate system in a liberalising market*. 2000. <<https://publications.ecn.nl/bs/2000/ECN-C--00-085>>. Citado na página 11.

CCEE. *CCEE - Câmara de Comercialização de Energia Elétrica*. n.d. <<https://www.ccee.org.br/web/guest/mercado/leilao-mercado>>. Acesso em: 25 de maio de 2023. Citado 3 vezes nas páginas 34, 36 e 38.

CCEE. *Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Conceitos Preços*. n.d. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE). Disponível em: <<https://cenarioeolica.editorabrasilenergia.com.br/2021/03/18/panorama-da-oferta-de-credito-para-projetos-eolicos-em-2021/>>. Citado na página 34.

CEBDS. *Financiamento à Energia Renovável: Entreves, desafios e oportunidades*. [S.l.: s.n.], 2016. Citado na página 42.

Cenários Eólicos. *Panorama da Oferta de Crédito para Projetos Eólicos em 2021*. n.d. Disponível em: <<https://cenarioeolica.editorabrasilenergia.com.br/2021/03/18/panorama-da-oferta-de-credito-para-projetos-eolicos-em-2021/>>. Citado na página 42.

DAMODARAN, A. *Corporate Finance: Theory and Practice*. [S.l.]: John Wiley & Sons, 2019. 303-317 p. ISBN 978-1119526634. Citado na página 45.

DINIZ, B. A. et al. Delays in the construction of power plants from electricity auctions in brazil. *Energy Policy*, v. 175, p. 113467, 2023. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421523000526>>. Citado 11 vezes nas páginas 15, 16, 17, 18, 19, 20, 23, 25, 37, 46 e 47.

EPE. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2031*. 2022. <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2031>>. Citado na página 46.

GOUVEA, R. L. P. d.; SILVA, P. A. d. Desenvolvimento do setor eólico no Brasil. *Revista do BNDES*, Rio de Janeiro, v. 25, n. 49, p. 81–118, junho 2018. Disponível em: <<https://web.bndes.gov.br/bib/jspui/handle/1408/16081>>. Citado na página 42.

IPEA. *A Remuneração dos Investimentos em Energia Renovável no Brasil - Uma Proposta Metodológica ao Benchmark da UNFCCC para o Brasil*. 2012. Documento de Trabalho, IPEA. Disponível em: <[https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1269/1/TD\\_1701.pdf](https://repositorio.ipea.gov.br/bitstream/11058/1269/1/TD_1701.pdf)>. Citado na página 61.

IRENA. *Power Generation Costs in 2021*. 2022. Disponível em: <[https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA\\_Power\\_Generation\\_Costs\\_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8](https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2022/Jul/IRENA_Power_Generation_Costs_2021.pdf?rev=34c22a4b244d434da0accde7de7c73d8)>. Citado na página 40.

IRENA; CEM. *Renewable Energy Auctions - A Guide to Design*. [S.l.], 2015. Disponível em: <<https://www.irena.org/publications/2015/Jun/Renewable-Energy-Auctions-A-Guide-to-Design>>. Citado 2 vezes nas páginas 18 e 19.

KITZING, L. et al. Auctions for renewable energy support: Lessons learned in the aures project. *IAEE Energy Forum*, v. 3, 2019. Disponível em: <<https://www.iaee.org/documents/2019EnergyForum3qtr.pdf>>. Citado na página 18.

KOZUBOWSKI, T.; PODGORSKI, K. Asymmetric laplace distributions. *The Mathematical Scientist*, v. 25, p. 37–46, 01 2000. Citado na página 22.

MATTHÄUS, D. Designing effective auctions for renewable energy support. *Energy Policy*, v. 142, p. 111462, 2020. ISSN 0301-4215. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421520302135>>. Citado na página 18.

NREL. *2021 Annual Technology Baseline (ATB) Cost and Performance Data for Electricity Generation Technologies*. 2021. <<https://data.openei.org/submissions/4129>>. Citado na página 55.

REN21. *Renewables 2022 Global Status Report*. [S.l.], 2022. Disponível em: <<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>>. Citado na página 11.

REN21. *Renewables 2023 Global Status Report*. [S.l.], 2023. Disponível em: <<https://www.ren21.net/reports/global-status-report/>>. Citado na página 10.