

idp

idn

MESTRADO PROFISSIONAL EM ECONOMIA

**ANÁLISE REGULATÓRIA DAS EXCLUDENTES DE
RESPONSABILIDADE POR CASO FORTUITO OU FORÇA
MAIOR NA INDISPONIBILIDADE DE LINHA DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

ALINE MARIA PESSOA CUNHA

Brasília-DF, 2025

ALINE MARIA PESSOA CUNHA

**ANÁLISE REGULATÓRIA DAS EXCLUDENTES DE
RESPONSABILIDADE POR CASO FORTUITO OU FORÇA
MAIOR NA INDISPONIBILIDADE DE LINHA DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Economia, do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Orientador

Professor Doutor Thiago Costa Monteiro Caldeira

Brasília-DF 2025

ALINE MARIA PESSOA CUNHA

**ANÁLISE REGULATÓRIA DAS EXCLUDENTES DE
RESPONSABILIDADE POR CASO FORTUITO OU FORÇA
MAIOR NA INDISPONIBILIDADE DE LINHA DE
TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós Graduação em Economia, do Instituto Brasileiro de Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, como requisito parcial para obtenção do grau de Mestre.

Aprovado em 11 / 07 / 2025

Banca Examinadora

Prof. Dr. Thiago Costa Monteiro Caldeira - Orientador

Profa. Dra. Elisa Bastos Silva

Prof. Dr. Cláudio Elias Carvalho

Código de catalogação na publicação – CIP

C972a Cunha, Aline Maria Pessoa Análise regulatória das excludentes de responsabilidade por caso fortuito ou força maior na indisponibilidade de linha de transmissão de energia elétrica no Brasil / Aline Maria Pessoa Cunha. — Brasília: Instituto Brasileiro Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa, 2025. 101 f. : il. Orientador: Prof. Dr. Thiago Costa Monteiro Caldeira Dissertação (Mestrado Profissional em Economia) — Instituto Brasileiro Ensino, Desenvolvimento e Pesquisa – IDP, 2025. 1. Análise econômica do direito. 2. Transmissão de energia elétrica. 3. Risco. I.Título CDD 330
--

Elaborada pela Biblioteca Ministro Moreira Alves



RESUMO

O presente trabalho analisa os requerimentos de isenção de Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), em decorrência de eventos de caso fortuito e força maior, de concessionárias de transmissão de energia elétrica submetidos à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). A metodologia desdobrou-se em três etapas: levantamento e análise documental de processos administrativos da ANEEL no período de 2016 a 2025; a mensuração quantitativa dos resultados desses requerimentos; e a subsequente elaboração de uma matriz de risco que sintetiza a alocação de responsabilidades. Os resultados revelaram que apenas 19,15% dos pedidos foram deferidos total ou parcialmente, enquanto 80,85% foram indeferidos, indicando que a maior parcela do risco permanece sob responsabilidade das transmissoras. O tempo médio de deliberação pela ANEEL foi de 415 dias. Entre os eventos alegados pelas transmissoras, "condições atmosféricas adversas" e "sabotagem de terceiros" representam os maiores impactos financeiros, mas a agência concluiu, respectivamente, em 100% e 89% dos casos, que tais ocorrências não excluam a responsabilidade da concessionária. Esses achados apontam para a necessidade de aprimorar as regras de alocação de risco e oferecem subsídios para que a ANEEL e o Operador Nacional do Sistema (ONS) definam critérios objetivos para a classificação de indisponibilidades e o cálculo da PVI por excludente de responsabilidade, bem como para o refinamento do sistema de dados, visando maior transparência e eficiência no setor. Ao reduzir assimetria de informação no setor, o estudo também contribui para melhor precificação pelos investidores nos futuros leilões de transmissões.

Palavras-chave: Análise Econômica do Direito, Transmissão de Energia Elétrica, Parcela Variável por Indisponibilidade, Alocação de Risco.

ABSTRACT

The present study analyzes requests for exemption from the Variable Portion for Unavailability (PVI), arising from events of fortuitous circumstance and force majeure, submitted by electric power transmission concessionaires to the National Electric Energy Agency (ANEEL). The methodology unfolded in three stages: (i) a survey and documentary analysis of ANEEL's administrative processes from 2016 to 2025; (ii) the quantitative measurement of the outcomes of these requests; and (iii) the subsequent development of a risk matrix that synthesizes the allocation of responsibilities. The results revealed that only 18.37% of the requests were granted in whole or in part, while 81.63% were denied, indicating that the greater share of risk remains with the transmission companies. The average deliberation time by ANEEL was 415 days. Among the events alleged by the concessionaires, "adverse atmospheric conditions" and "third-party sabotage" accounted for the highest financial impacts, but the agency concluded, in 100% and 89% of the cases respectively, that such occurrences did not absolve the concessionaire of responsibility. These findings highlight the need to enhance the administrative process and risk-allocation rules and provide guidance for ANEEL and the National System Operator (ONS) in defining objective criteria for classifying unavailabilities and calculating the PVI under excludable liability, as well as for refining the data system, with a view to greater transparency and efficiency in the sector. By reducing information asymmetry, the study also contributes to more accurate pricing by investors in future transmission auctions.

Keywords: Economic Analysis of Law, Electricity Transmission, Variable Portion Due to Unavailability, Risk Allocation.
Classificação JEL: K00; L94; K23; D81.

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ACR	Ambiente de Contratação Regulada
ACL	Ambiente de Contratação Livre
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCI	Contrato de Compartilhamento de Instalações
CCT	Contrato de Conexão
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CFM	Caso Fortuito ou Força Maior
CMSE	Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico
CPST	Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão
CUST	Contrato de Uso do Sistema de Transmissão
DOU	Diário Oficial da União
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FT	Função Transmissão
LT	Linha de transmissão
MME	Ministério de Minas e Energia
ONS	Operador Nacional do Sistema
PAR/PEL	Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo
PB	Pagamento Base
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PELP	Plano de Expansão de Longo Prazo
PET	Programa de Expansão da Transmissão
PNE	Plano Nacional de Energia
PV	Parcela Variável
PVI	Parcela Variável por Indisponibilidade
POTEE	Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica
RAP	Receita Anual Permitida
REN	Resolução Normativa
SATRA	Sistema de Apuração da Transmissão
SE	Subestação
SIN	Sistema Interligado Nacional
TCU	Tribunal de Contas da União



TUST

Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão



LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1

Governança do Sistema Elétrico Brasileiro

14

Figura 2

Fluxograma da pesquisa

43

Figura 3

Valor (R\$/Mi) por classificação de decisão

49

LISTA DE TABELAS

Tabela 1

Origem dos Requerimentos**30**

Tabela 2

Quantidade de despachos referentes aos requerimentos de isenção de PVI por CFM**47**

Tabela 3

Valores de PVI atualizado**48**

Tabela 4

Tempo médio para decisão final**49**

Tabela 5

Matriz de Risco com base nos precedentes analisados**50**

Tabela 6

Tipos e Fatores de Risco com base nos precedentes analisados**53**

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO 14

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA..... 14

2. REFERENCIAL TEÓRICO 23

2.1 PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL..... 23

2.1.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)..... 23

2.1.2 PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... 24

2.1.3 MODELO DE NEGÓCIO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA 26

2.1.4 CONTRATOS ASSOCIADOS AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA..... 27

2.1.4.1 CONTRATO DE CONCESSÃO..... 28

2.2 EXCLUDENTE DE RESPONSABILIDADE 29

2.3 EVENTOS EXTREMOS..... 31

2.4 ISENÇÃO DE PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE - PVI 38

2.5 ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO..... 39

3. METODOLOGIA 43

3.1 BASE DE DADOS 46

4. RESULTADOS..... 48

5. CONCLUSÃO 69

REFERÊNCIAS..... 75

APÊNDICES..... 82



1

INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO DO TEMA

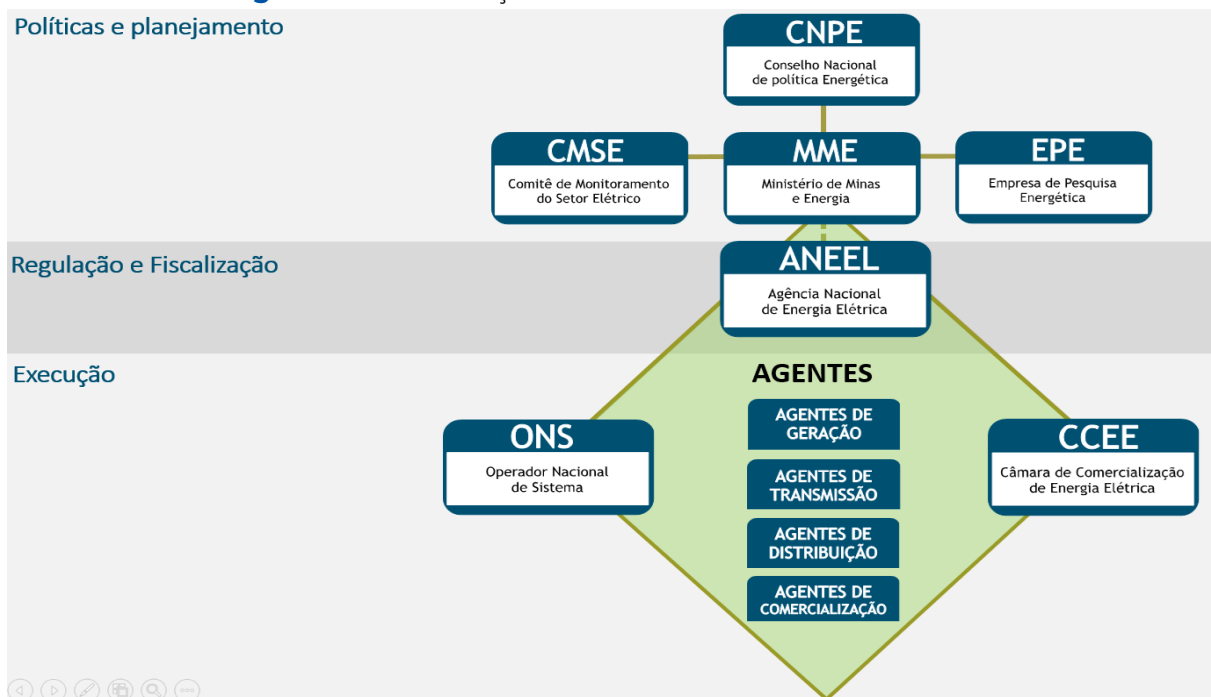
O setor elétrico configura-se como um dos pilares essenciais para o desenvolvimento econômico, social e tecnológico de um país. Sua relevância transcende a simples oferta de energia, constituindo-se como elemento estratégico para a competitividade industrial e a melhoria da qualidade de vida da população.

Em termos econômicos, a energia elétrica é insumo essencial para a produção de bens e serviços, impactando diretamente o desempenho de setores como indústria, comércio e agronegócio. Do ponto de vista social, a universalização do acesso à eletricidade contribui para a redução das desigualdades regionais, amplia o acesso à educação e saúde, além de promover a inclusão social. No aspecto tecnológico, o setor é vetor de pesquisa, desenvolvimento e difusão de inovações – especialmente no contexto de transição energética, com o crescimento das fontes renováveis e na redução de emissões de gases de efeito estufa.

A natureza estratégica do setor elétrico para o desenvolvimento econômico e social é um tema de relevância global, consistentemente abordado por instituições como a Agência Internacional de Energia (AIE), que em suas análises, como o *World Energy Outlook 2024*, destaca o papel fundamental da energia para o progresso mundial (AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA [AIE], 2024). No contexto brasileiro, essa premissa ressalta a demanda por um processo regulatório robusto e bem estruturado. Este arcabouço regulatório tem como objetivos principais incentivar investimentos no setor, garantir a segurança energética, promover a eficiência operacional e assegurar tarifas acessíveis à população, equilibrando os interesses dos consumidores, investidores e da sociedade como um todo.

A governança do setor elétrico brasileiro é caracterizada por um arranjo institucional complexo, que envolve diferentes entidades responsáveis pelo planejamento, regulação, operação, comercialização e fiscalização do setor, conforme detalhado por Caldeira (2025) no organograma a seguir:

Figura 1 – Governança do Sistema Elétrico Brasileiro



Fonte: CALDEIRA, T. C. M. (2025).

Entre as principais instituições destacam-se:

- Conselho Nacional de Política Energética (CNPE)**, órgão interministerial que assessora diretamente a Presidência na elaboração de políticas públicas para o setor de energia;
- Ministério de Minas e Energia (MME)**, órgão central da formulação de políticas setoriais, definição de diretrizes estratégicas, outorga de concessões e monitoramento do atendimento à demanda energética nacional;
- Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico (CMSE)**, vinculado ao MME, criado para monitorar e avaliar a continuidade e a segurança do suprimento de energia elétrica em todo o território nacional;
- Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**, responsável por definir o planejamento energético de longo prazo e realizar avaliações técnicas, econômicas e ambientais de projetos setoriais;
- Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL)**, autarquia que disciplina, regula e fiscaliza os serviços e instalações de energia elétrica, estabelece tarifas e promove licitações para concessão de serviços públicos;

- f) Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), entidade que coordena e controla a operação das instalações de geração e transmissão, assegurando a estabilidade, otimização e confiabilidade do Sistema Interligado Nacional (SIN); e**
- g) Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), encarregada da gestão dos contratos de compra e venda de energia elétrica, bem como da contabilização e da liquidação financeira das operações no mercado.**

No Brasil, a regulação do setor elétrico está centralizada na ANEEL, instituída por meio da Lei nº 9.427/1996, regulamentada pelo Decreto nº 2.335/1997, e regida pela Lei nº 13.848/2019, que detém o papel de fiscalizar e normatizar o funcionamento do sistema elétrico nacional. Desde sua criação, no contexto das reformas e privatizações do setor elétrico brasileiro, a Agência tem sido responsável por estabelecer as diretrizes regulatórias e econômicas que norteiam o funcionamento do mercado de energia elétrica no país.

A partir da década de 1990, o setor elétrico brasileiro passou por uma transformação estrutural, migrando de um modelo verticalizado – no qual as mesmas empresas realizavam, de forma integrada, geração, transmissão, distribuição e comercialização – para o modelo desverticalizado atualmente vigente. Esse processo visou criar um ambiente institucional propício à competição, eficiência e transparência, estimulando investimentos privados e a universalização dos serviços.

No modelo desverticalizado, os agentes setoriais organizam-se em quatro principais segmentos: Primeiro, o segmento da Geração reúne os responsáveis pela produção de energia a partir de diferentes fontes. Esses agentes, da mesma forma que os demais, operam sob regulação da ANEEL e em conformidade com as regras de despacho do ONS, comercializando energia nos Ambientes de Contratação Regulada (ACR) ou Livre (ACL).

O segundo segmento, a Transmissão, é encarregado do transporte de energia elétrica em alta tensão, conectando centros geradores aos centros consumidores e assegurando a confiabilidade do sistema.

Em seguida, o segmento da Distribuição, é formado por concessionárias responsáveis pelo fornecimento de energia ao

consumidor final em áreas previamente definidas, bem como pela operação e manutenção das redes de baixa e média tensão.

Por fim, o segmento de Comercialização agrupa os agentes que intermediam a compra e venda de energia entre geradores, distribuidores e consumidores livres, promovendo eficiência alocativa e maior flexibilidade na gestão contratual.

Importante registrar que o Plano Decenal de Expansão de Energia 2034 (MME; EPE, 2024) identifica, entre os principais desafios da transmissão, a necessidade de ampliação da capacidade diante do crescimento de geração renovável; a complexidade tecnológica de sistemas de ultra-alta tensão; as exigências ambientais e de licenciamento; e a gestão de riscos climáticos.

O modelo de remuneração das concessionárias de transmissão é pautado pelo regime de receitas definidas (Revenue Cap), regulado principalmente pela ANEEL. A Receita Anual Permitida (RAP) é o principal instrumento, vigorando quando as instalações entram em operação comercial, e calculada a partir do investimento reconhecido, do custo de capital regulatório, das despesas operacionais eficientes e dos critérios de disponibilidade e qualidade. A RAP é revisada periodicamente para incorporar valores de novos empreendimentos, amortização de ativos e ajustes inflacionários, sendo paga por todos os usuários do sistema de transmissão.

Por sua vez, a eficácia do serviço oferecido é mensurada por meio de métricas específicas, relacionadas à disponibilidade dos equipamentos. Este aspecto da avaliação é uma componente denominada de Parcela Variável (PV), que pode influenciar o montante final da remuneração.

No âmbito regulatório das linhas de transmissão, as parcelas variáveis desempenham papel fundamental na correção de incentivos e na mitigação de riscos para os concessionários. A Parcela Variável por Atraso na Entrada em Operação (PVA) é aplicada sempre que a linha não entra em operação na data contratualmente prevista. Já a Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI) incide sempre que a linha sofre interrupções, sejam elas desligamentos programados para manutenção ou paradas não programadas por falhas ou eventos externos; além disso, estende-se às instalações operadas remotamente que permanecem energizadas, mas ficam impossibilitadas de executar manobras ou restabelecer fluxos de energia. Por fim, a Parcela Variável

por Restrição Operativa (PVRO) reflete a redução de receita decorrente de qualquer limitação na capacidade operacional da linha.

O Brasil, com sua vasta extensão territorial e diversidade climática, está cada vez mais suscetível a eventos, tais como tempestades, queimadas, secas, enchentes e outros desastres naturais, que impactam diretamente o setor elétrico, especialmente as concessionárias de transmissão de energia, gerando desafios regulatórios e econômicos. Esses impactos se traduzem em interrupções no fornecimento, danos à infraestrutura e, conseqüentemente, em perdas financeiras decorrentes de aplicação de Parcela Variável por Indisponibilidade (PVI), deduzida da RAP, que se encontram atualmente regulamentados pelo anexo IV, Módulo 4, da Resolução Normativa ANEEL – REN nº 905/2020.

A aplicação da PVI emerge como um mecanismo contratual estratégico, concebido para fomentar a plena disponibilidade do ativo e, simultaneamente, ajustar a tarifa mediante a dedução dos períodos de indisponibilidade. Dessa forma, o consumidor paga pela disponibilidade prestada. Porém, se a transmissora obtém isenção da aplicação da PVI, a RAP não sofre qualquer dedução e o consumidor continua arcando com o valor integral da tarifa, passando a suportar, na prática, os custos decorrentes da indisponibilidade do ativo.

Ressalta-se que de acordo com a Resolução Homologatória ANEEL nº 3.216/2023 e sua documentação suporte, a Receita Anual das Transmissoras de energia no Brasil, no ciclo 2023/2024, foi de aproximadamente R\$ 46 bilhões, sendo que a receita glosada em função da aplicação da PV, no mesmo ciclo, consistiu em R\$ 341 milhões, o que representa um corte de 0,74%.

O ONS é a entidade responsável por classificar e apurar os desligamentos intempestivos, conforme os procedimentos regulamentares e os Procedimentos de Rede, por meio do Sistema de Apuração da Transmissão (SATRA). No entanto, apesar de sua competência, o ONS é um agente privado sem fins lucrativos, regulado pela ANEEL e sujeito a ações de fiscalização para assegurar o cumprimento das normas regulamentares sob sua responsabilidade. Assim, caso haja uma classificação indevida do evento e a respectiva redução da RAP, o agente de transmissão poderá recorrer à ANEEL a fim de obter a devida reclassificação e recontabilização do evento.

No Setor Elétrico, os riscos associados ao negócio devem ser distribuídos de forma equilibrada entre todos os participantes do sistema. Assim, ao consumidor, que remunera o serviço, cabe o risco de interrupção do serviço contratado. Por outro lado, cabe à concessionária de transmissão restabelecer o serviço, assumindo integralmente as implicações regulatórias decorrentes do período em que suas instalações estiveram indisponíveis.

Apesar das disposições legais, normativas e contratuais vigentes que isentam as partes de responsabilidade em situações decorrentes de caso fortuito e força maior, a Agência Reguladora tornou-se mais rigorosa na aceitação de argumentos e provas que excluam a responsabilidade das transmissoras e, ao longo do tempo, passou a rejeitar a grande maioria dos requerimentos administrativos formulados pelos concessionários, sob a argumentação da alocação de riscos estabelecida no contrato e nas normas do setor e, por consequência, entender que se trata de fortuito interno gerenciável pelas empresas.

A forma como a ANEEL interpreta e decide sobre essas excludentes de responsabilidade pode impactar diretamente a segurança jurídica e a percepção de risco pelos investidores. Diante disso, o problema de pesquisa que norteia este trabalho pode ser formulado da seguinte maneira: como a discricionariedade da ANEEL na interpretação e julgamento dos pleitos das transmissoras, relativos a excludentes de responsabilidade por caso fortuito e força maior na aplicação da PVI, impacta a previsibilidade regulatória e compromete o equilíbrio da alocação de riscos no setor de transmissão de energia elétrica no Brasil?

A busca por dados oficiais referentes aos pedidos de isenção da PVI, motivados por alegações de caso fortuito ou força maior, esbarrou em obstáculos significativos. Em contato prévio com o ONS e a ANEEL, constatou-se a inviabilidade de acesso irrestrito a tais informações.

A justificativa apresentada pelo ONS reside na impossibilidade de divulgar dados que pudessem levar à identificação dos agentes solicitantes, preservando, assim, a confidencialidade dos envolvidos. Por outro lado, a ANEEL não conseguiu disponibilizar a documentação de forma estruturada, dificultando a análise sistemática e eficiente dos processos. Essa limitação no acesso aos dados impõe um desafio metodológico a ser superado, tendo impacto direto na profundidade e

abrangência da análise dos pedidos de isenção de PVI no setor de transmissão de energia elétrica.

Para endereçar o problema de pesquisa, este estudo parte de duas hipóteses principais que buscam desvendar as implicações da atuação regulatória sobre a gestão de riscos no setor de transmissão. A primeira, denominada Predominância da Alocação de Risco às Transmissoras, sugere que, apesar da existência de excludentes de responsabilidade por caso fortuito e força maior, a interpretação e as decisões da ANEEL tendem a resultar em uma alocação de risco predominante para as próprias transmissoras, implicando que, mesmo em eventos que poderiam ser considerados imprevisíveis ou inevitáveis, o ônus financeiro da indisponibilidade recai majoritariamente sobre as concessionárias. A segunda hipótese, por sua vez, aborda a Morosidade Administrativa e Custo Social, apontando para a possível morosidade no processo administrativo de análise e decisão dos pleitos de excludente de responsabilidade, o que, por sua vez, pode gerar um custo social.

O objetivo primordial desta pesquisa é aprofundar o entendimento sobre a atuação da ANEEL no contexto das excludentes de responsabilidade. Para tanto, busca-se analisar as decisões finais da ANEEL referentes aos pedidos formulados pelas transmissoras, motivados por situações de caso fortuito e força maior, para a recuperação da RAP, considerando o processo de aplicação da PVI pelo ONS.

Assim, esta pesquisa tem como objetivo investigar, fundamentada na análise econômica do direito, as decisões finais da ANEEL acerca dos pedidos formulados pelas transmissoras – motivados por situações de caso fortuito e força maior – para a recuperação da RAP, considerando a aplicação da PVI pelo ONS. Para alcançar esse propósito, foi conduzida pesquisa que abrange dados de diversas transmissoras de energia elétrica, com foco nos resultados dos processos administrativos tramitados na ANEEL no período de 2016 a 2025.

Além da delimitação temporal, definiu-se como critério a seleção de metadados oriundos de requerimentos de isenção da PVI fundamentados em eventos classificados como caso fortuito e força maior. Tal limitação da pesquisa é justificada pelo fato de que há outras hipóteses de isenção na regulamentação sem envolver excludente de

responsabilidade, definidas no item 5 da Seção 4.3 – Qualidade do anexo V da Resolução Normativa ANEEL nº 905/2020, que não são objeto do presente estudo.

Na condução desta investigação empírica, foi realizado o levantamento das seguintes variáveis: número total de requerimentos submetidos à ANEEL em cada ano da pesquisa, judicializados ou não, e a quantidade de resultados favoráveis e desfavoráveis. Na grande maioria dos processos administrativos foram encontrados dados específicos sobre o valor da PVI e o percentual da RAP, com poucas exceções de requerimentos com ausência explícita de tais informações.

Portanto, para atingir o objetivo deste trabalho, o estudo se desdobra em três objetivos específicos: **mapear e analisar os processos administrativos**, realizando um levantamento sistemático e uma análise detalhada dos requerimentos de isenção de PVI motivados por caso fortuito e força maior, ocorridos entre 2016 e 2025 e disponíveis na consulta processual da ANEEL; **mensurar quantitativamente o desempenho desses requerimentos**, quantificando o volume, os resultados (favoráveis, desfavoráveis, parcialmente favoráveis) e o impacto financeiro da PVI envolvida, com o intuito de identificar padrões e tendências; e, por fim, **elaborar uma matriz de risco regulatória** que sintetize a alocação de responsabilidades entre os agentes, categorizando os tipos e fatores de risco com base nos precedentes administrativos estudados e na argumentação desenvolvida pela ANEEL em suas decisões.

Para aprofundar a análise proposta, a presente dissertação está estruturada em cinco seções interconectadas. Para além desta introdução, a seção subsequente dedica-se à revisão teórica, estabelecendo o arcabouço conceitual indispensável à compreensão do tema. Em seguida, a terceira seção explicita a metodologia adotada, detalhando os métodos de análise e a natureza dos dados empregados na investigação. A quarta seção, núcleo central do estudo, apresenta e discute os resultados obtidos, confrontando-os com a teoria e a literatura existente. Por fim, a quinta seção sintetiza as conclusões da pesquisa, evidenciando as contribuições originais e as implicações práticas decorrentes dos achados, consolidando, assim, a argumentação desenvolvida ao longo do trabalho.



2

REFERENCIAL TEÓRICO**2.1 PRESTAÇÃO DO SERVIÇO DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL****2.1.1 O SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL (SIN)**

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é a infraestrutura que coordena de forma integrada a geração e a transmissão de energia elétrica no Brasil, reunindo usinas de diferentes fontes (com predominância hidrelétrica) e consumidores em um único ambiente de operação. Sua gestão operacional é realizada pelo ONS, enquanto a regulação e fiscalização ficam a cargo da ANEEL, ambas atuando sob a supervisão do MME. O SIN foi concebido para promover o intercâmbio de energia entre os quatro subsistemas – Sul, Sudeste/Centro-Oeste, Nordeste e Norte – garantindo maior confiabilidade, otimização dos recursos hídricos e eletricidade em escala nacional.

Em seu relatório O Sistema em Números (ONS, 2025), o ONS aponta que a capacidade instalada total do SIN será elevada de 237.909 MW em junho de 2025 – dos quais 108.198 MW (45,5%) são de fonte hidrelétrica – para uma projeção de 268.717 MW em dezembro de 2029, um acréscimo de aproximadamente 12,95%. No mesmo intervalo, a extensão da rede básica de transmissão deverá expandir-se de 171.640 km para estimados 200.015 km no mesmo período, evidenciando o contínuo esforço de expansão, diversificação e modernização da infraestrutura elétrica nacional.

O segmento de transmissão constitui o elo fundamental entre geração e distribuição de energia elétrica no Brasil. Seu papel é realizar o transporte em alta tensão de grandes volumes de energia desde os pontos de geração até os centros de consumo e subestações de distribuição. A malha de transmissão precisa garantir segurança operativa, confiabilidade, estabilidade e disponibilidade, sendo decisiva para prevenir interrupções e colapsos do sistema.

O § 1º do artigo 17 da Lei 9.074/1995 dispõe que as instalações da rede básica do SIN serão objeto de concessão - por concorrência ou leilão - e funcionarão integradas ao sistema elétrico, obedecendo a

regras operativas aprovadas pela ANEEL, de modo a garantir a otimização dos recursos eletroenergéticos atuais e futuros, conforme será explicitado no próximo subitem.

Segundo o E-book 2020 – Séries Históricas Investimentos em Energia Elétrica da Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2020), o total investido em projetos de transmissão de energia elétrica regulados pela ANEEL atingiu mais de R\$ 160 bilhões entre 2010 e 2020.

2.1.2 PLANEJAMENTO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O Plano Nacional de Energia (PNE) é o instrumento-matriz que direciona as políticas setoriais de energia no país, estabelecendo diretrizes de longo prazo para garantir segurança energética, sustentabilidade e equilíbrio entre oferta e demanda (EPE, 2020, p. 12). A partir dele, o Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) traduz as políticas em uma visão programática para os próximos dez anos, detalhando cenários, projeções de consumo e necessidades de novos empreendimentos (EPE, 2024a, p. 12). Complementarmente, o Programa de Expansão da Transmissão (PET) projeta, em horizonte de seis anos, as obras determinativas — aquelas consideradas prioritárias e sujeitas a licitação imediata — (EPE, 2024b, p. 7), enquanto o Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) identifica, a partir do sétimo ano, empreendimentos indicativos cujo detalhamento técnico e cronograma poderão ser revistos conforme a evolução do setor (EPE, 2024b, p. 7).

No plano operacional, o Plano de Operação Elétrica de Médio Prazo (PAR/PEL) integra duas perspectivas essenciais: a conjuntural, que abrange os dois primeiros anos de operação do SIN, apresentando recomendações operativas de curto prazo; e a estruturante, contempla os três anos finais do horizonte de cinco anos, definindo a adequação cronológica das obras de ampliação e reforço da rede de transmissão, de modo a assegurar confiabilidade e flexibilidade ao sistema (ONS, 2024a, p. 6). Já o Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica (POTEE) consolida os resultados dos estudos de planejamento da transmissão, definindo as instalações e equipamentos a serem licitados e alinhando-se às prioridades do PET e do PELP para assegurar a expansão coordenada da malha de alta tensão (MME; EPE; ONS, 2024).

Para cada novo projeto de transmissão, são elaborados cinco Relatórios Técnicos, essenciais para a licitação e implantação: o R1 avalia a viabilidade técnico-econômica e socioambiental da instalação; o R2 detalha a alternativa de referência em termos construtivos e operativos; o R3 define traçados das linhas de transmissão (LTs), localização de subestações (SEs) e seus impactos socioambientais; o R4 especifica requisitos de interface entre as novas obras e o sistema existente; e o R5 estima custos fundiários para aquisição de áreas, subsidiando negociações com proprietários e órgãos públicos.

O procedimento de leilão de transmissão começa com a inclusão dos empreendimentos no POTEE, elaborado pelo MME, com base nas prioridades definidas no PET/PELP. O ONS fornece todos os subsídios técnicos necessários, por meio de seus estudos de médio e longo prazo do PAR/PEL, para embasar a seleção dos projetos.

A outorga ocorre na modalidade de concessão, exigindo licitação pública regida pelo regime de concessões e permissões da Lei nº 8.987/1995 e pelas normas específicas de outorga e prorrogação da Lei nº 9.074/1995. A Lei nº 10.848/2004, instituiu o novo modelo de comercialização de energia elétrica no País, disciplinando as modalidades de contratação — regulada e livre — e alterando dispositivos de diversas normas setoriais, notadamente as que regulam as licitações de transmissão (Lei 9.427/96) e as concessões de serviço público (Lei 8.987/95). Ao mesmo tempo, conferiu às concessionárias a responsabilidade pelo planejamento, expansão, operação e manutenção do sistema de transmissão e reforçou as garantias de acesso a bens públicos necessários ao seu funcionamento. Complementam esse arcabouço o Decreto nº 5.163/2004, a Lei nº 13.360/2016 (aperfeiçoamentos regulatórios) e a Lei nº 14.133/2021 (nova Lei de Licitações).

A remuneração das concessões de transmissão é estruturada em torno da RAP, cujo montante é definido em edital de licitação e formalizado no contrato de concessão como retorno anual sobre o ativo regulatório e os custos operacionais. A efetiva percepção da RAP dá-se por meio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), prevista no art. 3º, inciso XVIII, da Lei 9.427/1996, com a redação dada pela Lei 10.848/2004, que institui o regime tarifário destinado a remunerar a disponibilização, operação e manutenção das instalações de transmissão. A ANEEL estabelece e revisa anualmente a metodologia de cálculo da TUST, contemplando a base inicial de ativos, as despesas

de operação e manutenção e os indicadores contratuais de qualidade e disponibilidade.

O ONS, nos termos do art. 13 da Lei 9.648/1998, coordena a operação do SIN e a contratação e administração de serviços de transmissão de energia elétrica e respectivas condições de acesso, fornecendo subsídios ao custeio da Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), enquanto a ANEEL exerce a fiscalização econômica e o reajuste periódico da RAP para incorporar variações de custos e índices macroeconômicos, assegurando equilíbrio financeiro às concessionárias e previsibilidade regulatória ao setor.

Ao lado do MME, da ANEEL e do ONS, cabe ao Tribunal de Contas da União (TCU) acompanhar os leilões de transmissão, assegurando conformidade legal, eficiência econômica e transparência. Antes da publicação do edital, a ANEEL submete ao TCU os estudos e minutas de contrato para controle prévio, em cumprimento às disposições constitucionais de controle externo.

O TCU analisa a conformidade jurídica dos documentos, verifica a alocação de riscos e a compatibilidade das garantias exigidas, podendo emitir recomendações ou determinar ajustes que assegurem o equilíbrio e a competitividade do certame. Sem o parecer favorável do TCU, o leilão não pode prosseguir, o que confere uma etapa adicional ao processo licitatório.

Após a realização do leilão e a assinatura dos contratos de concessão, o TCU continua acompanhando a execução dos investimentos e a aplicação dos recursos por meio de auditorias e fiscalizações periódicas.

2.1.3 MODELO DE NEGÓCIO DA TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O modelo de negócio da transmissão de energia elétrica no Brasil caracteriza-se como um monopólio natural regulado, em que a infraestrutura de Linhas de Transmissão e Subestações forma uma rede única que assegura o livre acesso de todos os geradores ao mercado, conforme disposto na Lei nº 10.848/2004. Como explicado no item anterior, o MME e a ANEEL organizam a entrada de novos projetos por meio de leilões de transmissão na modalidade de licitação, definindo regras técnicas e econômicas para contratação da disponibilidade de

transporte. Esse formato de contratação em leilões estimula o ingresso de novos geradores e consumidores e orienta a expansão do sistema de forma eficiente, sinalizando economicamente onde priorizar investimentos em reforço ou construção de novos ativos.

Para garantir qualidade e controle de custos em um ambiente de monopólio, a ANEEL adota, além do mecanismo de receita-teto, o conceito de yardstick competition – definido por Shleifer (1985) como a comparação de desempenho de empresas similares para estabelecer metas de eficiência e tarifas – para induzir eficiência na operação, manutenção e em investimentos adicionais ao longo do contrato.

2.1.4 CONTRATOS ASSOCIADOS AO SISTEMA DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Neste contexto, o negócio de transmissão de energia elétrica no Brasil apoia-se em um arcabouço jurídico e contratual bem estruturado, fundamentado nas normas da ANEEL, nos procedimentos de rede e em contratos de concessão celebrados entre as transmissoras e o poder concedente. Além dessas concessões, destaca-se a contratação associada ao sistema de transmissão, conduzida pelo ONS, que engloba o Contrato de Prestação do Serviço de Transmissão (CPST) — firmado com as concessionárias para regular as condições técnicas e comerciais da prestação de serviços — e o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST) — ajustado com os usuários mediante parecer de acesso, assegurando a viabilidade técnica do uso da Rede Básica. Esses instrumentos definem não apenas o fornecimento e a utilização do serviço, mas também os mecanismos de suporte, como a gestão de serviços ancilares e garantias financeiras, essenciais para a segurança e confiabilidade da operação.

Complementarmente, a contratação associada inclui os Contratos de Suporte à Administração, responsáveis pelas garantias financeiras (Contrato de Constituição de Garantia, Carta-Fiança Bancária e Contrato de Administração de Conta de Terceiros), que asseguram o pagamento dos Encargos de Uso do Sistema de Transmissão. Já o Contrato de Conexão (CCT) e o Contrato de Compartilhamento de Instalações (CCI), envolvendo diretamente usuários ou transmissoras entre si, o ONS atua em caráter de interveniente para garantir conformidade legal e técnica. Dessa forma, o conjunto de contratos regulados e de suporte compõe um modelo de

governança capaz de sustentar a gestão e a sustentabilidade do mercado de transmissão elétrica brasileiro.

2.1.4.1 CONTRATO DE CONCESSÃO

Por sua vez, o contrato de concessão de transmissão de energia elétrica configura-se como um instrumento regulatório e operacional fundamental para a implantação e exploração das instalações de transmissão, inserido na política setorial de energia com vistas a garantir a segurança e a continuidade do sistema elétrico brasileiro. Seus objetivos centrais consistem em assegurar a qualidade e a eficiência na transmissão de energia, definindo de forma precisa os parâmetros técnicos e operacionais que devem ser observados pelos concessionários e pelo ONS. Nesse sentido, o contrato estabelece a “configuração básica” das instalações, incluindo topologia das linhas de transmissão, traçados, subestações e demais equipamentos complementares, além de fixar normas de engenharia, critérios de dimensionamento e desempenho que atendam aos requisitos de confiabilidade, manutenção e operação contínua previstos na regulamentação da ANEEL.

No âmbito econômico e regulatório, a alocação de riscos entre o poder concedente e os operadores define cláusulas específicas, como a excludente de responsabilidade, que isenta a transmissora de descontos e penalidades em casos fortuitos ou de força maior.

A aceitação de eventual isenção apresenta a distinção entre riscos ordinários, sob responsabilidade da transmissora, e extraordinários, demonstrando o papel essencial do contrato na gestão de contingências e na resolução de conflitos, sempre sob o crivo da agência reguladora. Os atuais contratos de concessão dispõem de forma genérica que a concessionária não será responsabilizada por indisponibilidades decorrentes de eventos caracterizados como caso fortuito ou força maior, veja-se:

“As indisponibilidades da prestação do serviço decorrentes de sabotagem, terrorismo e catástrofes consideradas calamidades públicas, bem como as causadas por caso fortuito ou força maior, nos termos do Código Civil Brasileiro, reconhecidas pela ANEEL, não estão sujeitas à aplicação de penalidades previstas neste TERMO ADITIVO” (2º Termo Aditivo ao CC nº 058/2001 – Eletronorte)

“As indisponibilidades da prestação do serviço decorrentes de sabotagem, terrorismo e catástrofes consideradas

calamidades públicas, bem como as causadas por caso fortuito ou força maior, nos termos do Código Civil Brasileiro, não estão sujeitas à aplicação de penalidades previstas neste CONTRATO” (CC 019/2011 – Chesf) (grifo nosso)

Ademais, válido registrar que a Câmara dos Deputados apreciou no dia 07.05.2025 o Projeto de Lei 7063/17, que reformula a Lei de Concessões Públicas. De acordo com a Submenda Substitutiva ao Projeto de Lei nº 2.892/11, tanto as concessões quanto as permissões de serviço público deixarão de ser operações exclusivamente “por conta e risco” das concessionárias, exigindo-se uma repartição objetiva de riscos entre poder concedente e concessionária que contemple caso fortuito, força maior, fato do príncipe e área econômica extraordinária, com repartição de riscos definida pelo poder concedente em edital e aplicável inclusive a eventos de força maior supervenientes à contratação. O Projeto retornou ao Senado Federal para apreciação das modificações, o que representa um marco regulatório de grande relevância para o setor.

Trata-se de proposta legislativa que atende a recomendações de boas práticas de gestão contratual do Manual de Concessões do Banco Mundial (World Bank, 2016), segundo o qual cada evento de risco deve ser claramente alocado à parte contratual com melhor capacidade de gerir sua ocorrência ou seus efeitos.

2.2 EXCLUDENTE DE RESPONSABILIDADE

A Lei nº 8.987/95 estabelece os critérios fundamentais para a prestação de serviço, nos termos do seu artigo 6º. Este artigo, que é frequentemente incorporado nos contratos de concessão, define o conceito de “serviço adequado”. Essa definição reúne vários atributos estritamente fundamentais, os quais asseguram o atendimento dos critérios de regularidade, continuidade, eficiência, segurança, atualidade, abrangência, cortesia na sua prestação e modicidade das tarifas.

No âmbito constitucional, o artigo 37, § 6º, da Carta Magna brasileira adota uma abordagem específica quanto à responsabilidade do Estado. Esta perspectiva, conhecida como Teoria do Risco Administrativo, estabelece que a imputação objetiva ao Estado depende da demonstração de um nexo causal entre a ação do agente público e o dano ocorrido, independente de dolo ou culpa. Contudo, sob essa abordagem doutrinária, são admitidas excludentes que

afastam a responsabilização do Estado, como o caso fortuito, a força maior, a culpa exclusiva da vítima e a imputação de culpa a terceiro.

Dessa forma, as concessionárias agem em nome próprio, sob sua conta e risco, mas como delegatárias do serviço público atuam em nome do Estado, submetendo-se ao mesmo regime de responsabilidade civil estabelecido no texto constitucional, ou seja, a objetiva, fundamentada na Teoria do Risco Administrativo, eis que particulares em colaboração com o Estado.

Logo, o serviço público é exercido por conta e risco do contratado, mas não significa que o concessionário assumiu o risco integral das ações que não estão sob sua competência de atuação e controle, conforme prescrevem os textos legais.

Em contraste com a Teoria do Risco Integral, que não reconhece nenhuma excludente de responsabilidade, a Teoria do Risco Administrativo estabelece limites para a imputabilidade. Sob esta última perspectiva, nem o poder público nem as entidades que atuam em seu nome serão automaticamente responsabilizados por todos os danos que possam ocorrer.

Segundo o parágrafo único do artigo 393 do Código Civil, a ocorrência de caso fortuito ou força maior resulta de um evento imprevisível e inevitável, cujas consequências não poderiam ser evitadas ou impedidas¹.

No tocante à regulamentação setorial, a antiga Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007 previa que:

“quando o desligamento de uma FT for qualificado pela concessionária de transmissão como decorrente de caso fortuito ou força maior ou de situações de sabotagem, terrorismo, calamidade pública, de emergência e por motivo de segurança de terceiros, que interfiram na prestação do serviço, ela poderá requerer ao ONS a desconsideração do período correspondente”². (grifo nosso)

¹ Parágrafo único, do artigo 393 do Código Civil: “caso fortuito ou de força maior verifica-se no fato necessário, cujos efeitos não era possível evitar ou impedir”.

² FUNÇÃO TRANSMISSÃO - FT: “Conjunto de instalações funcionalmente dependentes, considerado de forma solidária para fins de apuração da prestação de serviços de transmissão, compreendendo o equipamento principal e os complementares, conforme disposto no Anexo I da Seção 4.1 do Módulo 4 das Regras de Transmissão.” Redação dada pelo Anexo I, Módulo 1, da REN nº 905/2020.

Entretanto, a Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016, publicada após a Audiência Pública nº 027/2014, que culminou com a revogação da Resolução Normativa ANEEL nº 270/2007, excluiu a referência expressa aos ditos eventos como justificativa para a exclusão da PVI. Contudo, preservou a faculdade de suspensão dos períodos de indisponibilidades em contextos caracterizados por caso fortuito ou força maior.

Já a Resolução Normativa nº 906/2020, atualmente em vigor, revogou a Resolução Normativa ANEEL nº 729/2016 e inseriu o Módulo 4 – Prestação dos Serviços – no Anexo IV da Resolução Normativa ANEEL nº 905/2020, referente às Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica. O regulamento em análise mantém a disposição de que o ONS pode optar por não contabilizar o desligamento de uma Função Transmissão (FT) decorrente de caso fortuito ou força maior, isentando o agente da aplicação da PVI.

Entretanto, verifica-se que, na prática, a negativa de isenção na maioria dos casos concretos não tem sido revertida após os requerimentos administrativos das transmissoras perante a ANEEL, conforme será demonstrado.

2.3 EVENTOS EXTREMOS

O levantamento dos metadados resultou no mapeamento de 21 causas³ que fundamentaram os pedidos de isenção da PVI por parte das transmissoras, todos baseados em situações alegadas (pelas concessionárias) de caso fortuito e força maior, conforme tabela 1 abaixo:

Tabela 1 – Origem dos Requerimentos		
Origem do Requerimento	Quantidade processos	3Percentual
Terceiro - Sabotagem	9	19,15%
Condições atmosféricas adversas	6	12,77%
Queda de balão	5	10,64%

³ A classificação das causas (origem dos requerimentos) foi extraída das leituras dos processos administrativos.

Falha do disjuntor	3	6,38%
Vegetação	3	6,38%
Controle de reativo	2	4,26%
Falhas por vícios ocultos nesses materiais e equipamentos	2	4,26%
Descarga atmosférica	2	4,26%
Furto	2	4,26%
Poluição	2	4,26%
Desligamento automático	1	2,13%
Disparo de arma de fogo	1	2,13%
Controle de reativo e regulamentação superveniente	1	2,13%
Gás inflamável	1	2,13%
Incêndio e chuva	1	2,13%
Queda de balão tripulado	1	2,13%
Queimada	1	2,13%
Tempo manutenção	1	2,13%
Terceiro - instalação de estacas metálicas	1	2,13%
Terceiro - rede de distribuição	1	2,13%
Terceiro - seccionamento e proprietário do ativo	1	2,13%
Total	47	100,00%

Fonte: Elaborado pela autora.

A alegação de causa de sabotagem foi a origem com a maior quantidade de requerimentos (9 processos equivalente à 19,15%), seguida de condições atmosféricas adversas (6 processos equivalentes à 12,77%).

Diante da crescente ocorrência de eventos climáticos extremos, cabe destacar a Consulta Pública ANEEL nº 32/2024, cuja finalidade é obter subsídios para aprimorar o arcabouço regulatório associado ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão, e relevante ao setor elétrico.

Eventos extremos são ocorrências atípicas, fora do padrão usual de variabilidade de um sistema específico. Eles se encontram nas extremidades da distribuição estatística de uma variável, como temperatura, precipitação, ventos, ondas, entre outras.

A complexidade de associar desastres naturais a causas excludentes de responsabilidade civil e a necessidade de reparação dos danos catastróficos, conforme prevê a Constituição da República Federativa do Brasil de 1988, levou Silva e Souza e Alvim (2016) à investigação da relação entre desastres e Direito, os deveres de proteção ambiental do Estado, e a possibilidade de imputação da responsabilidade civil ao Estado por descumprimento de seus deveres na gestão de riscos. Os resultados dos autores indicam que a responsabilização civil é justificada pela faceta socioambiental e decorre, sobretudo, do art. 225, § 1º, da Constituição Federal.

Nos autos do processo administrativo nº 48500.006485/2021, com vasta documentação comprobatória, a medida cautelar para suspensão do desconto da PVI, no montante de R\$ 39 milhões (trinta e nove milhões de reais), foi negada à Norte Brasil Transmissora de Energia (NBTE) sob alegação de ausência do perigo na demora (*periculum in mora*) e da fumaça do bem direito (*fumus boni iuris*), conforme o Despacho ANEEL nº 1.124/2022 (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL], 2022).

No referido processo, relatou-se que, nos dias 13 e 19 de outubro de 2020, ocorreram na região sul do Estado do Mato Grosso um evento climático extremo – tempestades intensas, tornados e fortes rajadas de ventos e descargas atmosféricas – que derrubaram uma torre de transmissão. Posteriormente, em 03 e 05 de outubro de 2021, novas ocorrências atípicas causaram danos em diversas torres e indisponibilidade da linha de transmissão. Laudos meteorológicos emitidos pelas empresas Storm e ClimaTempo estimaram rajadas de vento entre 10 e 60 metros de altura, com velocidades de até 160 km/h a 10 metros do solo e mais de 220 km/h no topo das torres

A antiga Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão – SRT, atual Superintendência de Regulação dos Serviços de Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica – STD decorrente de reestruturação da ANEEL, ao indeferir o mérito do pleito, por meio do Despacho nº 16/2023, entendeu que as linhas de transmissão, por suas características construtivas e operacionais, estão sujeitas a falhas

devido a intempéries da natureza, como ventos fortes, chuvas torrenciais, erosões e deslizamentos de terra, aspectos esses potencializados em um empreendimento contando com 4.439 estruturas, sendo 95% delas estaiadas, conforme destacado a seguir:

“19. Ainda na etapa de projeto, já havia a preocupação com a velocidade do vento de tormentas elétricas, onde se definiu para esse tipo de evento **velocidades acima de 160 km/h.**

‘4.3.3 Tendo em vista os elevados períodos de retorno adotados para as linhas de transmissão em estudo, resolveu-se definir a velocidade do vento para a hipótese de Tormentas Elétricas como sendo 15% superior à velocidade do vento de rajada de projeto, ou seja:

$V_{Tor_A} = 164,3 \text{ km/h} = 45,6 \text{ m/s}$

$V_{Tor_B} = 177,3 \text{ km/h} = 49,2 \text{ m/s}$

$V_{Tor_C} = 195,5 \text{ km/h} = 54,3 \text{ m/s}$

20. Sem saber precisar o momento exato da queda das torres, dado que o ativo estava desligado para a realização de obras, **e sem dados de intensidade das rajadas de vento registrados por estações meteorológicas num raio de 350 km do local da queda da estrutura, os laudos confeccionados através de imagens satélites das condições climáticas em dias próximos aos eventos não possuem resolução adequada e não são conclusivos**, contendo incertezas que impedem qualquer avaliação a respeito de condição climática extrema.”
(grifo nosso)

Alegou, também, que na etapa de projeto básico para a definição das velocidades do vento a serem utilizadas no projeto da LT, a transmissora já possuía ciência que o empreendimento estaria em região com grau de incerteza em relação aos regimes eólicos de elevada intensidade nas regiões atravessadas.

Neste processo específico, o Procurador-Chefe da Procuradoria Federal junto à ANEEL, por meio do Despacho nº 01196/2023/PFANEEL/PGF/AGU, de 31/08/2023, deixou de aprovar a conclusão do Parecer nº 00254/2023/PFANEEL/PGF/AGU, ao seguinte argumento:

“13. Assim, o que compete à Procuradoria Federal é propor a fixação de tese jurídica, para este e para outros casos que possivelmente virão na sequência: **eventos climáticos extremos, caso provoquem a interrupção do serviço, podem ser reconhecidos como fortuito externo, cabendo a verificação caso a caso de sua ocorrência e o nexo de causalidade com a interrupção do serviço.**

14. **Além disso, um ponto de aperfeiçoamento seria que a Aneel, caso possível, orientasse o setor regulado a respeito das provas necessárias à comprovação de eventos climáticos em linhas de transmissão.** Isto poderia desestimular a tentativa de demonstração de eventos que não são extraordinários, bem como facilitar a comprovação de eventos que são verdadeiramente extraordinários. (grifo nosso)

Dessa forma, conforme apontado por Fant et al. (2020), a confiabilidade do sistema de transmissão é um aspecto crítico. Embora os autores ressaltem as limitações na modelagem de certos eventos extremos (como inundações, ventos fortes e tempestades de gelo), o que sugere que requisitos probatórios precisos para todos os tipos de indisponibilidade ainda podem carecer de definição completa, eles indicam que as empresas devem ser incentivadas a investir em medidas de resiliência para minimizar o impacto de eventos climáticos. Por este motivo, destacam a importância de estratégias de adaptação proativas para reduzir os custos associados na infraestrutura e as penalizações decorrentes das interrupções de energia (Fant et al., 2020).

No tocante a mudança climática, o 6º Relatório (AR6) do IPCC – Intergovernmental Panel Climate Change (IPCC, 2023), oferece uma análise atualizada e aprofundada sobre as mudanças climáticas globais. Esse estudo confirma o papel determinante da ação humana no aquecimento planetário.

O documento revela um aumento de 1,1°C na temperatura média global em comparação com a era pré-industrial, advertindo que, sem medidas drásticas de redução de emissões, conter o aquecimento em 1,5°C ou 2°C será impossível. O relatório serve como um chamado à ação imediata para líderes políticos e sociedade, visando assegurar um futuro ambientalmente sustentável.

O AR6 do IPCC trata a energia elétrica como um componente central nas estratégias de mitigação das mudanças climáticas. O relatório enfatiza a urgência de transformar o setor elétrico global, movendo-se rapidamente para fontes renováveis e de baixo carbono, ao mesmo tempo em que se melhora a eficiência e se expande o acesso à eletricidade limpa. Estas recomendações são consideradas cruciais para alcançar as metas de redução de emissões e limitar o aquecimento global. Entretanto, imprescindível registrar o adequado

jargão utilizado no setor: “não há transição energética sem transmissão de energia”.

Em janeiro de 2021, o Instituto Acende Brasil (2021) publicou um estudo que traça as direções do mercado de energia elétrica para os próximos 30 anos e alerta para os desafios impostos pelas mudanças climáticas para o futuro energético do Brasil. A análise destaca, ainda, as repercussões do clima sobre o Plano Nacional de Energia 2050 (PNE 2050).

Esse documento adverte que as alterações do clima podem causar perdas econômicas para o segmento de energia nas próximas três décadas. Os impactos negativos incluem todas as fases da cadeia de produção, desde a geração até a distribuição.

A resiliência climática emergiu como um tema de crescente prioridade no setor elétrico brasileiro, particularmente no segmento de transmissão, impulsionada pelo aumento na frequência e severidade de eventos climáticos extremos. Conforme detalhado em recente estudo da EPE, a infraestrutura de transmissão, composta majoritariamente por linhas aéreas e subestações, apresenta vulnerabilidade significativa a fenômenos como descargas atmosféricas, queimadas, ventos fortes e chuvas intensas, que foram responsáveis por uma parcela considerável dos desligamentos na rede básica entre 2014 e 2023 - das 116 causas de desligamentos em Linhas de Transmissão, 4 fatores estão ligados a eventos climáticos, e são responsáveis por 43% do total de desligamentos entre 2014 e 2023, com destaque para descargas atmosféricas e queimadas, com base em dados do ONS (EPE, 2025).

Eventos recentes, como apagões e blecautes associados a tempestades severas, secas históricas e ondas de calor, evidenciam os impactos diretos das mudanças climáticas na operação do sistema, afetando a eficiência das linhas, sobrecarregando a rede e danificando estruturas. Essa realidade fez com que a ANEEL procedesse à abertura da Consulta Pública nº 032/2024, visando obter subsídios para aprimoramentos regulatórios associados ao aumento da resiliência do sistema de distribuição e de transmissão a eventos climáticos extremos, ainda sem resultado, refletindo a necessidade premente de adaptação da rede para garantir a segurança, a continuidade e a qualidade do suprimento de energia frente a um cenário climático em transformação.

Em 20 de maio de 2025, a ANEEL abriu a Tomada de Subsídios nº 007, com o objetivo de coletar contribuições para a definição do Mínimo Produto Viável do Guia Prático sobre Mudanças Climáticas e Transição Energética. Os desafios decorrentes das mudanças climáticas e da transição energética têm exigido uma nova postura dos reguladores de energia em todo o mundo. No Brasil, essa necessidade se repete em um contexto nacional que apresenta características singulares em relação a outros países, e a literatura internacional ainda não oferece referências claras sobre como integrar esses processos de transição às atividades regulatórias (AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA [ANEEL], 2025).

A materialização cada vez mais frequente de eventos climáticos severos estabelece uma correlação direta com a análise das excludentes de responsabilidade por indisponibilidade, como caso fortuito ou força maior, previstas nos contratos de concessão de forma genérica. O aumento da incidência desses fenômenos pode, potencialmente, elevar a frequência de pleitos de excludentes e de PVI por parte dos agentes de transmissão, gerando debates sobre a adequada alocação de riscos e a suficiência das medidas de adaptação implementadas.

Em seu estudo sobre transmissão e mudanças climáticas, a Empresa de Pesquisa Energética (EPE, 2025) recomenda a promoção de tecnologia e inovação, incluindo pesquisa em novas tecnologias de transmissão e armazenamento de energia, bem como ferramentas de monitoramento climático, além de especificação de equipamentos mais resistentes a eventos extremos. A EPE enfatiza, ainda, a necessidade de aprimorar as metodologias de planejamento e dimensionamento, incorporando dados e projeções climáticas que permitam identificar locais vulneráveis. Para fortalecer a infraestrutura e ampliar a capacidade de resposta, propõe-se o monitoramento sistemático de riscos, o mapeamento de componentes críticos e o desenvolvimento de planos de emergência. Por fim, destaca-se a importância de avançar na regulamentação ao revisar critérios de confiabilidade, incentivar medidas de adaptação e estabelecer padrões para o enfrentamento de eventos extremos, de modo a equilibrar custos e benefícios para a sociedade.

Esse debate sobre resiliência climática transcende a análise pontual de indisponibilidades, conectando-se à revisão de incentivos econômicos, ao aprimoramento dos indicadores de desempenho, à

comunicação estratégica com o poder público e à gestão proativa dos riscos climáticos, temas que se tornam centrais na definição das responsabilidades e obrigações das transmissoras frente aos desafios impostos pelas mudanças do clima e na busca por um sistema elétrico mais robusto e preparado para o futuro.

2.4 ISENÇÃO DE PARCELA VARIÁVEL POR INDISPONIBILIDADE - PVI

A Seção 4.3 do Módulo 4 das Regras dos Serviços de Transmissão, conforme estabelecido pela Resolução Normativa nº 905/2020, aborda a qualidade na prestação do serviço público de transmissão de energia elétrica. Esta seção regulamenta a disponibilidade e capacidade operativa das instalações sob responsabilidade das transmissoras que integram a Rede Básica, além das instalações de interligações internacionais conectadas a ela. O principal instrumento regulatório desta seção é a PVI, que atua como um mecanismo de incentivo para promover maior confiabilidade dos ativos. A PVI relaciona o desempenho das transmissoras à sua RAP, incentivando a manutenção de altos níveis de disponibilidade e eficiência operacional.

A aplicação da PVI é função do tempo de indisponibilidade dos equipamentos, levando em consideração o tipo de instalação, a criticidade da função desempenhada e o período em que ocorreu a indisponibilidade. O cálculo é minucioso, refletindo os impactos reais das falhas na operação do SIN. Além disso, a referida Seção 4.3 prevê isenções na aplicação da PVI para situações como casos fortuitos e de força maior, manutenções programadas previamente autorizadas ou restrições operativas determinadas pelo ONS. Essas exceções são cruciais para a análise das excludentes de responsabilidade regulatória, pois definem os casos em que a transmissora não será penalizada financeiramente por indisponibilidades.

A regulamentação também estabelece critérios especiais para casos específicos, como ativos recém energizados, projetos em período de comissionamento ou eventos que afetam múltiplos agentes. A seção detalha os procedimentos de liquidação da PVI, com o desconto correspondente sendo aplicado na RAP da transmissora, e os recursos redistribuídos entre os usuários do sistema. A análise desta seção revela a complexidade da gestão da disponibilidade no setor elétrico e fornece uma base normativa essencial para compreender os limites da

responsabilidade das transmissoras em contextos de falhas operacionais.

Neste contexto, a regulamentação segue a previsão constitucional e legal, ou seja, há previsão das excludentes de responsabilidade no Anexo II - Módulo 4, Seção 4.3, item 6.7 e seguintes, das Regras dos Serviços de Transmissão de Energia Elétrica, aprovado pela REN nº 906/2020, considerando determinadas franquias de tempo de indisponibilidade no desconto da PVI, bem como nos Procedimentos de Rede do ONS, Submódulo 6.7, item A1) subitem m, aprovado pela Resolução Normativa ANEEL – REN nº 903/2020.

Em situações em que uma linha de transmissão se encontra indisponível, em decorrência de caso fortuito ou força maior, reconhecido pelo ONS ou ANEEL, as normas acima vigentes determinam prazos específicos – denominados franquias – para que a falha seja solucionada. Esses intervalos são ajustados conforme a gravidade do incidente – seja ele um dano estrutural ou somente a queda do cabo – assim como o tipo de circuito envolvido, seja ele simples ou duplo. Dessa forma, a intenção é assegurar que as transmissoras atendam rapidamente às ocorrências, evitando interrupções prolongadas no fornecimento de energia e, consequentemente, descontos na PVI.

Referida franquia é respaldada não apenas pelas regras da agência reguladora, mas especialmente pelos contratos de concessão, os quais ainda vão além e dispõem que a concessionária não será responsabilizada por indisponibilidades decorrentes de eventos caracterizados como caso fortuito ou força maior.

2.5 ANÁLISE ECONÔMICA DO DIREITO

A análise do comportamento humano no âmbito do mercado é um pilar fundamental nos estudos econômicos, conforme aponta Fernandez (2013). As ações dos agentes econômicos são intrinsecamente ligadas às interações e trocas de recursos, sejam elas reguladas ou não por autoridades. Nesse contexto, Yeung (2017) argumenta que o foco da Economia reside nas consequências das decisões tomadas individualmente, e a aplicação desse conhecimento ao Direito é crucial para a criação de normas que visem maximizar o bem-social.

A Teoria Econômica tradicional parte do pressuposto de que os indivíduos tomam decisões racionais, baseadas na escassez de recursos, o que inevitavelmente leva a *tradeoffs* e custos de oportunidade, como ressalta Yeung (2017). Essas escolhas são impulsionadas por incentivos, que podem ser tanto de ordem financeira quanto de outras naturezas.

Os princípios econômicos se mostram valiosos na resolução de conflitos, onde as partes envolvidas, com interesses distintos, buscam soluções dentro dos limites estabelecidos pelas leis. Gico Jr. (2010) explica que a Economia aplicada ao Direito se dedica a examinar a interseção entre essas duas áreas, analisando as decisões humanas em face da escassez e as consequências jurídicas que delas decorrem.

A análise econômica do Direito, como apontam Meneguim e Bugarin (2017), oferece um suporte valioso na elaboração e avaliação de normas e políticas públicas, com o objetivo de promover a eficiência, o crescimento e a equidade, sempre com um olhar atento aos ganhos futuros. Botelho (2016) complementa essa visão, afirmando que a eficiência está intrinsecamente ligada à maximização de uma medida de valor.

No contexto brasileiro, Das Neves Gonçalves e Stelzer (2012) reforçam que a eficiência econômica se baseia na distribuição e no uso otimizado de recursos, visando o bem-estar social.

A eficácia econômica, por sua vez, é definida por Vellozo e Detoni (2019) como a relação entre os resultados obtidos e os resultados desejados. Hexsel e Henkin (2003), utilizando o conceito de Porter (1996), aplicam a eficácia operacional, que se concentra na capacidade de realizar atividades de forma eficiente, com foco na recuperação de receita e na redução de custos.

A minimização de custos ocorre quando as partes resolvem a demanda administrativamente, conforme explicam Correia e Mendes (2013). Esse cenário está em consonância com o Teorema de Coase (1960), que destaca a importância da cooperação para maximizar os ganhos sociais, conforme elucidado por Yeung (2017).

Porto (2015) afirma que um ambiente propício à eficiência ocorre quando os custos de transação são zero, incentivando a busca por soluções que maximizem a eficiência, com o objetivo de reduzir custos e melhorar os benefícios. Em outras palavras, o mercado é um espaço

onde os interesses convergem e a utilidade é obtida, como destaca Fernandez (2013). A aplicação da análise econômica ao Direito, conforme apontam Parreira e Benacchio (2012), visa aprimorar a efetividade jurídica, maximizar a riqueza e alocar recursos de forma eficiente, promovendo o bem-estar social.

Nas seções seguintes são apresentadas análises sobre recuperação e perdas de receitas pelas transmissoras no contencioso administrativo, que culminou com a elaboração de uma matriz de risco complexa, decorrente da indisponibilidade dos ativos de transmissão, com suas consequências para as partes e para a sociedade.



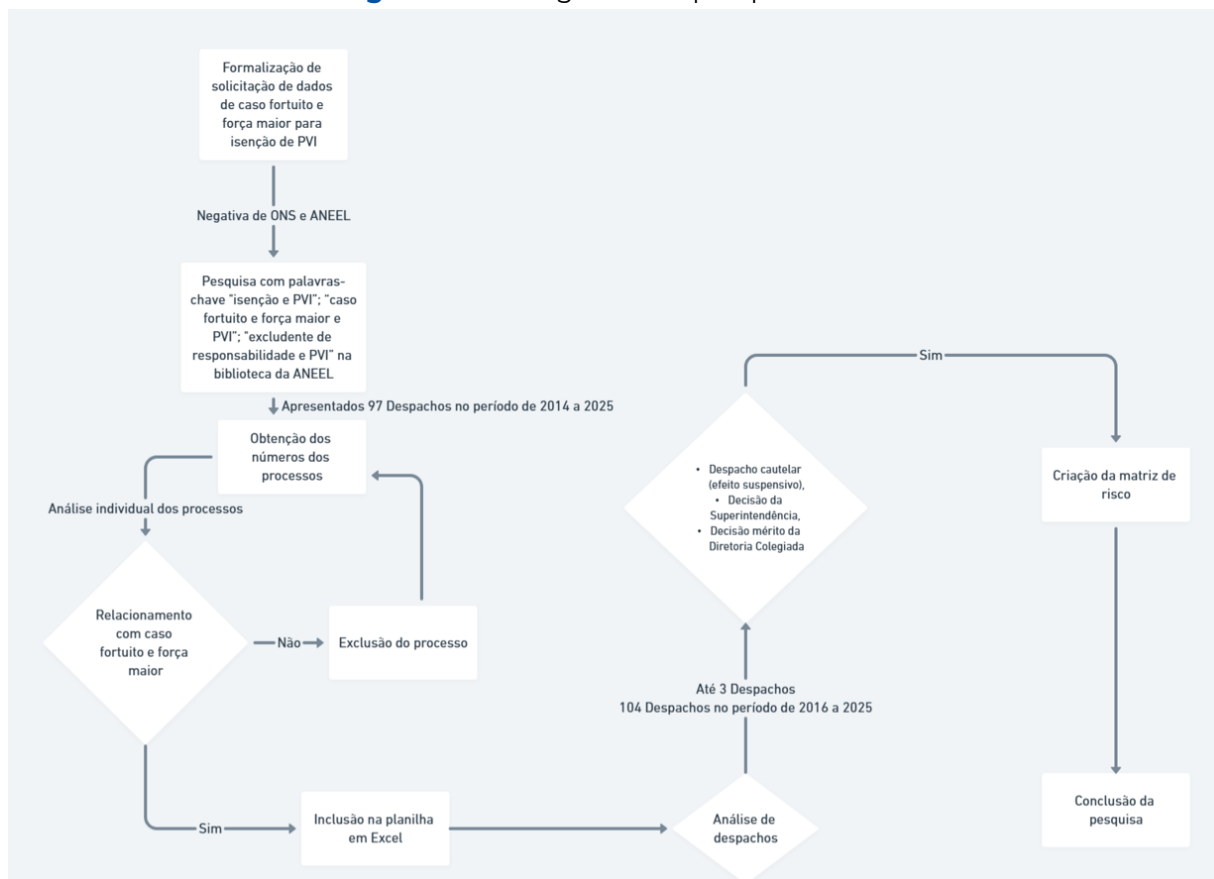
A abordagem da análise econômica do direito, conforme explicado por Gico Jr. (2010), adota uma perspectiva que integra os princípios econômicos na interpretação e aplicação das normas jurídicas, mas não se propõe a ditar os valores que devem nortear a sociedade. Ao invés disso, reconhece que cada problema específico exige a aplicação de métodos e técnicas adequados à sua situação concreta. Essa abordagem, no entanto, não ignora a realidade de que as partes envolvidas nem sempre possuem todo o conhecimento necessário para abordar o problema da maneira mais eficaz.

Para aplicar as metodologias de análise de forma eficaz, é fundamental partir da seleção criteriosa (redução) de variáveis relevantes, simplificando o problema em questão. Essa racionalização possibilita uma análise mais concentrada e precisa dos elementos fáticos, sem desconsiderar a importância de reavaliar os modelos teóricos e suas implicações. Dessa forma, fortalece-se o método científico que norteia as metodologias utilizadas.

Assim, nesta dissertação adotou-se a análise econômica do direito como arcabouço teórico-metodológico para aferir o sucesso dos requerimentos apresentados pelas transmissoras de energia perante a ANEEL. A pesquisa desenvolveu-se em três etapas sequenciais: (i) levantamento e análise documental de processos administrativos com pedidos de isenção de PVI por excludente de responsabilidade envolvendo caso fortuito e força maior (CFM), coletados no acervo público da agência no período de 2016 a 2025, com despachos publicados no Diário Oficial da União até 09.02.2025; (ii) mensuração do desempenho desses requerimentos; e (iii) elaboração de uma matriz de risco para alocação do risco regulatório. Para estruturar essa matriz, os riscos foram categorizados, conforme será apresentado nos resultados.

A presente investigação seguiu um rigoroso percurso metodológico, concebido em etapas sistemáticas para traduzir o problema de pesquisa em evidências empíricas concretas e conclusões consistentes. A estrutura do estudo foi guiada por um fluxograma que permitiu a progressão lógica da coleta à análise dos dados, conforme figura 2 a seguir:

Figura 2 – Fluxograma da pesquisa



Fonte: Elaborado pela autora.

O ponto de partida consistiu na fase de Coleta e Reconhecimento dos Processos Administrativos. Esta abrangeu a totalidade dos despachos da ANEEL, publicados no período de 2016 a 2025, que versavam sobre os pleitos de excludente de responsabilidade por caso fortuito e força maior relacionados à PVI. Como resultado dessa incursão inicial, foi compilado um universo de 104 documentos, os quais formaram o substrato para as etapas subsequentes.

Dando prosseguimento, a fase de Depuração e Refinamento dos Dados revelou-se de suma importância. Aqui, foram aplicados critérios seletivos e estritos com o intuito de isolar apenas os processos que já possuíam uma deliberação administrativa final e irrecorrível. Para assegurar a robustez das análises, foram sinalizados os casos com apreciação pendente ou que ainda aguardavam o escoamento de prazos recursais, o que culminou na formação de uma seleção documental de 47 processos com trânsito em julgado administrativo. Adicionalmente, procedeu-se à uniformização e categorização das causas primárias/origem dos eventos.

A etapa subsequente, a Compilação e Expurgo Detalhado dos Dados, concentrou-se na extração minuciosa de informações cruciais de cada um dos 47 processos previamente qualificados. Dentre os elementos coletados, destacam-se a causa-raiz do requerimento (ou seja, o motivo da indisponibilidade), o montante da PVI em questão e o veredito proferido pela ANEEL (abrangendo decisões favoráveis, desfavoráveis ou de provimento parcial). Vale ressaltar que esta fase igualmente contemplou o exame aprofundado dos argumentos e fundamentos expressos nos despachos e nos votos dos diretores, insumos indispensáveis para a análise qualitativa que se seguiu.

Na sequência, deu-se o Processamento e Homologação dos Dados Coletados. Ciente da imperativa necessidade de uniformidade, os valores monetários associados à PVI foram devidamente atualizados, adotando-se o IPCA de abril de 2025 como referência, o que assegurou a comparabilidade temporal dos montantes. Complementarmente, a taxonomia das causas originárias foi aperfeiçoada, e os processos que apresentavam correlação foram agrupados, visando à máxima coerência e robustez da base de dados.

Com a base de dados devidamente estruturada, deu-se início à Análise dos Dados, desdobrada em duas vertentes interligadas e mutuamente complementares:

- a) Análise Quantitativa:** Nesta sub-fase, foram sistematicamente gerados indicadores numéricos a partir dos dados processados. Isso incluiu a mensuração da frequência de cada categoria de origem de requerimento, o cálculo dos valores totais e médios da PVI afetada, e a determinação do percentual de êxito das transmissoras em seus pleitos. Para tal, foram empregadas ferramentas estatísticas descritivas, com o propósito de discernir padrões e tendências.
- b) Análise Qualitativa:** Em paralelo, os argumentos e as justificativas articuladas pela ANEEL em suas deliberações foram sujeitos a um escrutínio aprofundado. O propósito central era desvendar a lógica regulatória subjacente à alocação de risco em cada situação concreta, verificando se um determinado evento era interpretado como intrínseco à operação da transmissora ou se, de fato, se enquadrava como caso fortuito ou força maior. Esta vertente analítica culminou na concepção da matriz de risco proposta neste trabalho.

A finalização do processo metodológico foi a fase de Organização e Exposição dos Resultados. Os achados obtidos, tanto na sua dimensão quantitativa quanto qualitativa, foram meticulosamente arranjados em formatos visuais, como tabelas e figuras, a exemplo da Tabela 1, que apresenta a origem dos requerimentos, e da Tabela 5 disposta no item de resultados, que delineia a matriz de risco com a correspondente alocação de responsabilidades e seus reflexos financeiros. Essa estrutura de apresentação foi concebida para otimizar a clareza e a assimilação dos dados, além de prover subsídios robustos para as considerações finais e as sugestões voltadas ao aprimoramento da previsibilidade regulatória no setor.

3.1 BASE DE DADOS

No período indicado, foram identificados 104 Despachos na biblioteca da ANEEL envolvendo pleitos de isenção de PVI de diversas transmissoras, correspondentes a 49 processos administrativos, entretanto apenas 47 com trânsito em julgado administrativo até 09.02.2025, utilizados para testar a hipótese de que a alocação de risco recai predominantemente sobre as transmissoras.

O anexo A disponibilizado ao final deste estudo apresenta a base de dados utilizada na pesquisa, descrevendo para cada um dos 49 processos, o ano do requerimento, o número do despacho, a data de publicação no Diário Oficial da União (DOU), o número do processo, a origem do requerimento, o tipo de requerimento, o órgão da decisão, a empresa, o valor histórico da PVI, o valor atualizado da PVI, precedente (favorável ou desfavorável), a data de abertura do processo e o tempo até a decisão final.



4

RESULTADOS

Os metadados relacionados aos processos administrativos de pleitos de isenção de PVI perante a ANEEL apresentam contribuições valiosas sobre a alocação do risco regulatório resultante do êxito em contenciosos administrativos. Para proceder à análise desses processos e a elaboração da matriz de risco, algumas considerações preliminares são necessárias.

Em todos os anos da série apresentada, os percentuais de sucesso das transmissoras nos requerimentos objetos da pesquisa são maiores quando se considera a decisão do colegiado ao invés das Superintendências, o que parece justificar a interposição de recursos administrativos.

Todavia, esse índice revela que o normativo ainda possui potencial para aperfeiçoamento. Conforme demonstrado na Tabela 2, os dados apresentam, de forma detalhada, o número total de despachos registrados anualmente, acompanhados da quantidade de decisões favoráveis e dos percentuais correspondentes.

Tabela 2 – Quantidade de despachos referentes aos requerimentos de isenção de PVI por CFM

Diretor-Geral				Diretoria (cautelar)			Superintendências SRT/STD			Diretoria (mérito)		
Ano	Despachos	Favoráveis/Parcial Provisório	%	Despachos	Favoráveis/Parcial Provisório	%	Despachos	Favoráveis/Parcial Provisório	%	Despachos	Favoráveis/Parcial Provisório	%
2016	1	0	0%	2	0	0%	0	0	0%	0	0	0%
2017	0	0	0%	0	0	0%	3	0	0%	1	0	0%
2018	1	0	0%	2	0	0%	7	0	0%	3	0	0%
2019	1	0	0%	4	0	0%	6	0	0%	4	0	0%

2020	0	0	0%	1	0	0%	1	0	0%	2	0	0%
2021	0	0	0%	0	0	0%	6	0	0%	1	0	0%
2022	1	0	0%	6	0	0%	12	0	0%	10	5	50,00 %
2023	0	0	0%	3	0	0%	9	1	11,11%	13	3	23,08 %
2024	0	0	0%	0	0	0%	1	0	0%	2	0	0%
2025	0	0	0%	0	0	0%	1	0	0%	0	0	0%
Tota l	4	0	0%	18	0	0%	46	1	2,22%	36	8	22,22 %

Fonte: Elaborado pela autora.

Dessa forma, no que diz respeito à recomposição da RAP por meio de recursos, a Tabela 3 demonstra os valores médios recuperados quando se utilizam os instrumentos administrativos. Diante desse cenário, constata-se a reversão de aproximadamente R\$ 43,8 milhões, obtidos com a interposição de recurso pelas concessionárias de transmissão.

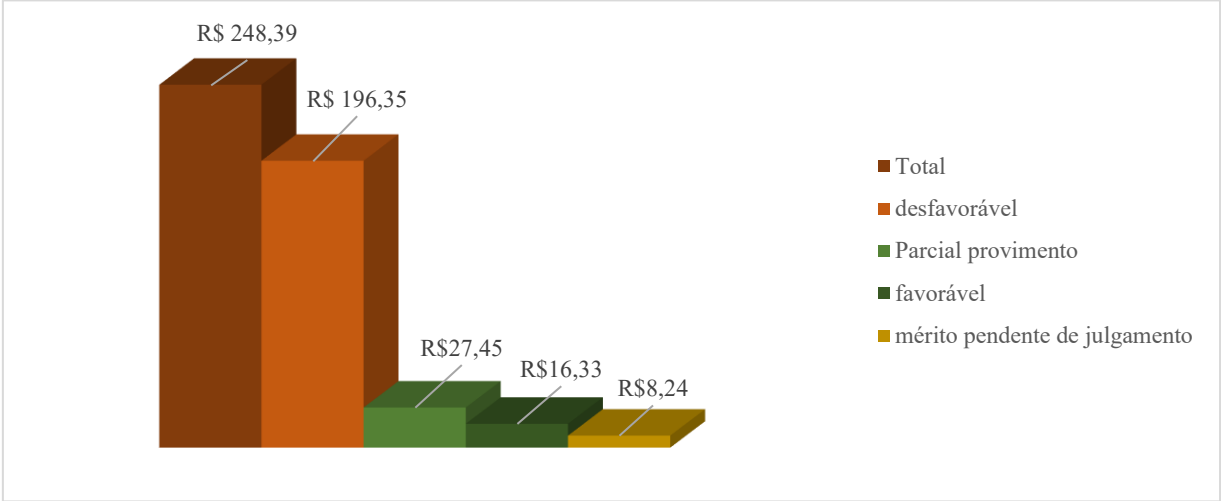
Tabela 3 – Valores de PVI atualizado		
Decisões	Valor Total	Valor Médio
favoráveis/parcial provimento	R\$ 43.795.350,06	R\$ 5.486.326,24
desfavoráveis	R\$ 196.351.090,49	R\$ 5.109.498,74

Nota: valores atualizados para a data de abril de 2025, conforme anexo A. Fonte: Elaborado pela autora.

Deve-se esclarecer que há 5 processos sem informação de valor da PVI⁴. Adicionalmente, há o montante de R\$ 8.246.856,45, referente a um processo com mérito pendente de julgamento. Portanto, o montante de R\$ 240.146.441,00 refere-se aos 41 processos remanescentes, conforme distribuição apresentada no figura 3 a seguir:

4 Os dados foram solicitados via LAI – Lei de Acesso à Informação, mas com resposta de impossibilidade de fornecimento, pois “a Aneel não possui de forma estruturada os valores de Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI, a apuração da PVI é realizada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico – ONS”

Figura 3 – Valor (R\$/Mi) por classificação de decisão



Fonte: Elaborado pela autora.

Quanto ao tempo de duração do processo administrativo, a Tabela 4 também apresenta o tempo comparativo decorrido até a decisão final do ONS, que possui prazo definido⁵, e do colegiado da ANEEL, com prazo impróprio, evidenciando uma discrepância temporal notória na resolução do conflito.

Tabela 4 – Tempo médio para decisão final		
Instituição	Decisões	Dias
ONS	decisões desfavoráveis	67

5 Item 7.1.1.6 da Rotina Operacional de Apuração de Eventos em Instalações do Sistema de Transmissão (RO-AO.BR.05): “7.1.1.6. Emitir parecer final a respeito dos relatórios técnicos e das informações adicionais solicitadas pelo ONS, a respeito dos eventos associados a períodos de indisponibilidade, períodos de restrição de capacidade operativa e cancelamentos de intervenções da Rede Básica bem como das consultas formais que o agente porventura envie ao ONS, **no prazo de até 45 (quarenta e cinco) dias** após o recebimento das informações. Caso haja necessidade de prazo adicional, o ONS informará o fato ao agente.” (grifo nosso)

Resposta do ONS: “O parecer final citado no item 7.1.1.6 pode acontecer em duas etapas do processo de apuração:

- (i) **durante a contestação no SATRA** (itens 7.2.1.1 e 7.2.1.2 da RO-AO.BR.05), ou
- (ii) **em até 90 dias após o fechamento da apuração mensal de serviços e encargos de Transmissão** (itens 7.2.1.3 da RO-AO.BR.05).

Atualmente, após a etapa ii, as contestações devem ser realizadas junto à ANEEL através de recurso administrativo. No entanto, está em implantação o processo de impugnação de decisão do ONS, conforme definido na REN nº 1.107/2024, que deverá passar a valer a partir de junho/25, para mais informações sobre esse processo sugiro consultar a resolução normativa citada.” (grifo nosso)

ANEEL	decisões desfavoráveis	447
	decisões favoráveis	415

Fonte: Elaborado pela autora.

A terceira etapa da metodologia consistiu na elaboração de uma matriz de risco, fundamentada nos precedentes administrativos analisados, com o objetivo de visualizar e categorizar a alocação dos riscos regulatórios. A **Tabela 5** sintetiza os resultados quantitativos obtidos do contencioso administrativo da ANEEL, apresentando uma visão consolidada dos principais fatores de risco identificados nos requerimentos de excludente de responsabilidade por PVI.

Cada fator de risco é associado ao tipo de alocação (Concessionário ou União/Consumidor), ao percentual de risco assumido pela parte mais desfavorável (indicando o sucesso ou insucesso do pleito do concessionário), à quantidade de processos relacionados e ao valor total atualizado (IPCA - 04/2025) dos impactos financeiros envolvidos.

A análise desses dados permite não apenas quantificar o ônus atribuído às transmissoras e, em menor grau, à União/consumidor, mas também identificar os eventos mais recorrentes e de maior impacto financeiro no período estudado, fornecendo uma base empírica crucial para a compreensão da distribuição dos custos de ineficiência e para a formulação de estratégias de gestão de riscos no setor de transmissão de energia elétrica.

Tabela 5 – Matriz de Risco com base nos precedentes analisados				
MATRIZ DE RISCO				
Fatores de Risco e precedente ANEEL	Tipo de Alocação (público ou privada)	% Risco	Quantidade de Processos	Soma do Valor atualizado (IPCA - 04/2025)
condições atmosféricas adversas			6	R\$ 74.653.596,23
desfavorável	Concessionário	100%	6	R\$ 74.653.596,23
controle de reativo			2	R\$ 11.454.773,77

desfavorável	Concessionário	100%	2	R\$ 11.454.773,77
controle de reativo e regulamentação superveniente			1	R\$ 4.073.715,06
desfavorável	Concessionário	100%	1	R\$ 4.073.715,06
descarga atmosférica			2	R\$ 1.118.815,24
desfavorável	Concessionário	100%	2	R\$ 1.118.815,24
desligamento automático			1	R\$ 42.016,13
favorável	União/consumidor	100%	1	R\$ 42.016,13
disparo de arma de fogo			1	R\$ 5.334.465,90
desfavorável	Concessionário	100%	1	R\$ 5.334.465,90
falha do disjuntor			3	R\$ 8.919.286,61
desfavorável	Concessionário	100%	3	R\$ 8.919.286,61
falhas por vícios ocultos nesses materiais e equipamentos			2	R\$ 0,00
desfavorável	Concessionário	100%	2	R\$ 0,00
Furto			2	R\$ 7.608.602,34
desfavorável	Concessionário	100%	2	R\$ 7.608.602,34
gás inflamável			1	R\$ 2.662.905,15
desfavorável	Concessionário	100%	1	R\$ 2.662.905,15
incêndio e chuva			1	R\$ 10.748.618,24
desfavorável	Concessionário	100%	1	R\$ 10.748.618,24
poluição			2	R\$ 13.830.253,97
desfavorável	Concessionário	100%	2	R\$ 13.830.253,97
queda de balão			5	R\$ 34.333.289,83
desfavorável para manter provimento parcial anterior	União/consumidor	40%	1	R\$ 27.355.454,67
favorável	União/consumidor	60%	3	R\$ 6.874.402,16

Parcial provimento	União/consumidor	40%	1	R\$ 103.433,00
queda de balão tripulado			1	R\$ 287.455,26
favorável	União/consumidor	100%	1	R\$ 287.455,26
queimada			1	R\$ 579.035,05
desfavorável	Concessionário	100%	1	R\$ 579.035,05
tempo manutenção			1	R\$ 308.024,18
desfavorável	Concessionário	100%	1	R\$ 308.024,18
Terceiro - instalação de estacas metálicas			1	R\$ 482.468,75
desfavorável	Concessionário	100%	1	R\$ 482.468,75
Terceiro - rede de distribuição			1	R\$ 629.893,84
desfavorável	Concessionário	100%	1	R\$ 629.893,84
Terceiro - Sabotagem			9	R\$ 52.735.962,18
desfavorável	Concessionário	89%	8	R\$ 48.199.221,66
favorável	União/consumidor	11%	1	R\$ 4.536.740,52
Terceiro - seccionamento e proprietário do ativo			1	R\$ 4.595.848,32
favorável	União/consumidor	100%	1	R\$ 4.595.848,32
vegetação			3	R\$ 5.747.414,50
desfavorável	Concessionário	100%	3	R\$ 5.747.414,50
Total Geral			47	R\$ 240.146.440,55

Fonte: Elaborado pela autora.

Complementarmente à quantificação apresentada, a **Tabela 6** detalha a categorização dos riscos e, mais significativamente, explora a argumentação da ANEEL em cada caso concreto. Essa tabela permite compreender os fundamentos regulatórios que subjazem à alocação de riscos evidenciada na Tabela 5.

Os fatores de risco foram agrupados em categorias como "Ambiental", "Regulatório", "Operacional" e "Manutenção", facilitando a compreensão da natureza dos eventos que geram pedidos de excludente de responsabilidade. Para cada fator, a tabela especifica o responsável pela ocorrência (Transmissora ou União/Consumidor) e, de forma aprofundada, apresenta a argumentação da ANEEL que justificou a decisão regulatória.

Ao explicitar as razões pelas quais a agência considerou um evento como "fortuito interno", "risco inerente ao setor" ou, excepcionalmente, "caso fortuito ou força maior" (CFM), esta seção da matriz de risco ilumina a racionalidade econômica e jurídica implícita nas decisões administrativas. Os precedentes processuais associados validam a análise, servindo como exemplos concretos da aplicação da interpretação regulatória, permitindo avaliar a previsibilidade e a consistência das decisões da ANEEL e, conseqüentemente, a alocação de riscos no mercado de transmissão de energia restrita ao tema pesquisado.

Tabela 6 – Tipos e Fatores de Risco com base nos precedentes analisados			
Risco	Responsável	Argumentação ANEEL - caso concreto	Precedentes
Ambiental			
condições atmosféricas adversas			
	Transmissora	A ANEEL considera que os desafios impostos por condições climáticas adversas são parte dos riscos enfrentados pelas operações de transmissão de energia elétrica. Mesmo quando os fenômenos climáticos são extremos, cabe às concessionárias a responsabilidade de estarem devidamente preparadas para lidar com essas situações. Isso implica na necessidade de implementação de estratégias de projeto, construção e manutenção que reduzam os impactos negativos desses eventos climáticos. No entendimento da ANEEL, as condições climáticas adversas são previsíveis e fazem parte da operação habitual das linhas de transmissão. Por	48500.004157/2016 48500.000215/2018 48500.006485/2021 48500.005596/2022 48500.000375/2022

		isso, as concessionárias devem estar equipadas para gerenciar esses riscos de forma eficaz. Entende que a PVI serve como um incentivo regulatório, e não como uma penalização. Sua aplicação, mesmo em face de adversidades, é crucial para promover a eficiência e o aprimoramento das infraestruturas envolvidas. Portanto, a ANEEL reitera que a responsabilidade por enfrentar eventos climáticos adversos recai sobre a concessionária, que deve adotar medidas proativas para minimizar os riscos e assegurar a continuidade do serviço.	
	União (consumidor)	O ONS aceitou a comprovação de que um caso concreto possuía características excepcionais, embora detalhes específicos desse caso não estejam disponíveis para o setor. Este precedente foi identificado em um processo da ANEEL, no qual a agência reguladora analisou a questão de franquia. No entendimento da ANEEL, uma ocorrência climática para que seja considerada como caso fortuito ou de força maior deve-se ficar bem caracterizado que o evento foi de magnitude muito acima do razoável ou proporcional, isto é, que não se tenha dúvidas de que o fato se assemelha a um desastre natural, com consequências devastadoras não apenas para o serviço de transmissão, mas também para outros serviços e para a população em geral. Entretanto, a ANEEL ainda não reconheceu nenhum caso concreto submetido a sua avaliação.	48500.004157 /2016
descarga atmosférica			
	Transmissora	A ANEEL reconhece que as descargas atmosféricas são fenômenos esperados e fazem parte dos desafios naturais enfrentados no setor de transmissão de energia elétrica. Embora sejam inevitáveis e ocorram de maneira	48500.00650 6/2017

		imprevisível, isso não isenta as concessionárias de suas obrigações. As empresas devem adotar medidas preventivas e corretivas adequadas para lidar com essas situações. A ANEEL considera que as concessionárias têm a responsabilidade de minimizar os impactos causados por descargas atmosféricas, já que estas são classificadas como um "fortuito interno" do setor. Portanto, é crucial que as transmissoras estejam devidamente preparadas para gerenciar esses riscos de forma eficiente, garantindo a continuidade e a segurança dos serviços prestados.	
incendio e chuva			
	Transmissora	De acordo com a ANEEL, conforme estipulado no inciso II do §1º do art. 16 da Resolução Normativa nº 729 de 2016 (atual SEÇÃO 4.3, subitem 6.7.2 do Anexo IV - Módulo 4 da Resolução Normativa nº 905/2020), um desligamento emergencial só está isento da aplicação da PVI se cumprir duas condições específicas: deve resultar de um caso fortuito ou força maior e deve ser realizado para proteger a segurança das instalações, do sistema ou de terceiros. No caso em questão, apesar do desligamento ter sido executado para assegurar a segurança, não foi demonstrado que ele se originou de um evento classificado como caso fortuito ou força maior. A ANEEL considera que a falha no equipamento da Subestação se insere nas responsabilidades da concessionária, sendo parte de suas obrigações a adoção de medidas para prevenir tais defeitos.	48500.002992/2019
poluição			
	Transmissora	A ANEEL enfatiza que as concessionárias de energia devem considerar cuidadosamente as condições ambientais ao planejar e projetar suas linhas de transmissão. Reclamações	48500.004408/2016 48500.005600/2022

		posteriores relacionadas a condições climáticas ou poluição não são admissíveis. Em essência, a ANEEL sublinha a importância de que as concessionárias implementem estratégias preventivas e corretivas eficazes para lidar com os riscos ambientais inerentes ao setor. Isso é fundamental para assegurar a continuidade e a qualidade do serviço de transmissão de energia, refletindo o compromisso das empresas com suas responsabilidades no gerenciamento de riscos associados a condições climáticas adversas e poluição.	
vegetação			
	Transmissora	A ANEEL considera que as interrupções nos serviços de transmissão devido ao contato com árvores são parte dos riscos inerentes ao setor, não eximindo a responsabilidade das concessionárias. A norma técnica (ABNT NBR) indica que a presença de vegetação representa um risco à segurança das instalações, reiterando a obrigação das concessionárias de gerenciar esses riscos de forma eficaz. As concessionárias de transmissão de energia devem manter um conhecimento detalhado sobre o traçado de suas linhas, as áreas de servidão e os proprietários das terras que suas linhas cruzam. Cabe a elas assegurar a segurança das instalações através de uma gestão proativa, que inclua uma interação construtiva com as comunidades locais, programas educativos voltados para a prevenção de incêndios, poda e remoção de árvores próximas às faixas de servidão, além do controle do tráfego de veículos de grande porte sob as linhas. Mesmo com a adoção dessas precauções, a ANEEL reconhece que as linhas de transmissão estão sujeitas a riscos inerentes. A agência observa que, à medida que a concessão se amplia, aumenta a probabilidade de o serviço ser afetado por fatores sociais e ambientais. Assim, é essencial que as concessionárias implementem	48500.006225 /2021 48500.000316 /2023

		estratégias para mitigar esses riscos, cientes de que algumas dificuldades poderão persistir ao longo do período de concessão.	
queimada			
	Transmissora	A ANEEL considera que as queimadas que impactam o sistema de transmissão de energia elétrica são riscos característicos e inerentes à operação desse setor. Dessa forma, esses eventos não se qualificam como casos fortuitos ou de força maior. A agência também enfatiza que as disposições introduzidas pela Resolução Normativa nº 729, de 2016 (ou supervenientes), são aplicáveis a desligamentos que ocorreram após a data de sua publicação. Isso implica que as concessionárias devem estar preparadas para gerenciar efetivamente esses riscos, garantindo a continuidade e a segurança do fornecimento de energia, mesmo diante dos desafios impostos por eventos como queimadas.	48500.006505/2017
Regulatório			
regulamentação superveniente			
	Transmissora	A ANEEL determina que as concessionárias são obrigadas a observar/cumprir as novas resoluções, mesmo que essas normas sejam estabelecidas após a assinatura dos contratos. Além disso, as receitas das concessionárias estão sujeitas a descontos caso haja indisponibilidade nas instalações, conforme estipulado nos contratos de concessão e nos editais de leilões. A agência reforça que a conformidade com as novas normas regulamentares é mandatória, independentemente da data de vigência do contrato original, assegurando que as práticas do setor evoluam de acordo com as atualizações regulatórias necessárias.	48500.003182/2017

Medida Cautelar - suspensão de desconto de PVI			
	Transmissora	Na análise preliminar referente ao pedido de medida cautelar, em todos os casos concretos, não foram identificadas irregularidades nos procedimentos adotados pelo ONS. A ANEEL esclarece que é importante destacar que, em relação às parcelas descontadas da Transmissora sob a forma de PVI, há a possibilidade de restituição dessas quantias a qualquer momento. Isso ocorre durante as Apurações Mensais de Serviços e Encargos conduzidas pelo ONS, o que assegura que não há caráter irreversível nos descontos aplicados.	48500.001661/2016 48500.004157/2016 48500.005316/2017 48500.001193/2019 48500.002340/2019 48500.002992/2019 48500.003411/2019 48500.006878/2019 48500.005924/2020 48500.006485/2021 48500.000363/2022 48500.000375/2022 48500.001803/2023 48500.006222/2023
Operacional			
controle de reativo			
	Transmissora	A ANEEL afirma que não há excludente de responsabilidade para as transmissoras em relação ao controle de reativo efetuado pelo ONS.e, quando se trata de indisponibilidade causada por falhas em equipamentos como chaves seccionadoras e disjuntores, a responsabilidade recai sobre a concessionária, justificando a aplicação da PVI em toda a Função de Transmissão (FT). A agência ressalta que as manobras necessárias para o controle de tensão são práticas normais e não devem expor os equipamentos a condições extremas.	48500.003182/2017 48500.000589/2018 48500.005316/2017

		Com isso em mente, o planejamento do programa de manutenção deve considerar essas condições operacionais padrão. A responsabilidade de implementar práticas de manutenção adequadas e regulares recai sobre o agente de transmissão. Diante desse cenário, a ANEEL conclui que a falta de manutenção apropriada e periódica impede que a ocorrência seja classificada como caso fortuito. A manutenção correta dos equipamentos é um dever do agente de transmissão, e qualquer falha que resulte dessa negligência não pode ser atribuída a eventos imprevistos.	
Manutenção			
Terceiro - rede de distribuição			
	Transmissora	A ANEEL reconhece que os sistemas de transmissão possuem uma vulnerabilidade inerente, sendo suscetíveis a falhas devido a fatores externos, incluindo ações de terceiros. No entanto, isso não exime os agentes de transmissão de suas responsabilidades, mesmo quando interrupções são causadas por terceiros. A agência sublinha a importância de que todas as partes envolvidas estejam cientes da sensibilidade das áreas em torno das subestações e adotem práticas eficazes para minimizar riscos e lidar com contingências. Recomenda-se a implementação de medidas preventivas, como a formalização de acordos de serviço, e de estratégias remediadoras, como a alocação eficiente de equipes de emergência. Em situações de danos, como no caso específico analisado, é fundamental que as empresas de transmissão busquem reparações sem transferir os custos ou o ônus decorrente para os usuários do serviço.	48500.005305/2022
Terceiro - instalação de			

estacas metálicas			
	Transmissora	A ANEEL, alinhada com a análise do ONS, ressalta que os sistemas de transmissão possuem uma falibilidade intrínseca, influenciada por fatores como condições ambientais, falhas humanas e ações de terceiros. Assim, interrupções resultantes de terceiros não isentam os agentes de transmissão de suas responsabilidades, pois tais eventos são considerados riscos inerentes ao setor. Em situações como furtos ou danos causados por terceiros, as concessionárias são incumbidas de adotar medidas preventivas, mitigadoras e remediadoras, tais como a implementação de cabos isolados e a elaboração de planos de contingência. A agência enfatiza que a segurança das instalações e a gestão das interações com autoridades constituem obrigações contratuais das concessionárias. Mesmo em face de ações de terceiros, como a instalação inadequada de guardrails, a responsabilidade permanece com a concessionária. Esta deve absorver as consequências dos riscos inerentes ao seu negócio, não sendo apropriado transferir esse ônus aos usuários do serviço. Conforme a ANEEL conclui, a concessionária tem a possibilidade de buscar reparações por meios administrativos ou judiciais, porém, não deve repassar os custos resultantes dessas ações aos consumidores.	48500.000060/2023
Terceiro - Sabotagem			
	União (consumidor)	Em um caso específico, a ANEEL concluiu que a indisponibilidade do serviço foi resultante de um ato de sabotagem, evidenciado pelo uso de um maçarico artesanal, montado com um botijão de gás caseiro. A Procuradoria Federal manifestou-se favorável ao recurso apresentado, classificando o incidente como um ato intencional de terceiros, que a concessionária não teria condições de prever ou evitar. Considerando as particularidades deste caso, bem como as diretrizes	48500.001193/2019

		estabelecidas pela Resolução Normativa vigente à época, pelo Código Civil e pelo Contrato de Concessão, a ANEEL julgou o evento como um caso fortuito ou de força maior. Dessa forma, justificou a isenção da aplicação do desconto de PVI, reconhecendo a impossibilidade de responsabilizar a concessionária por tal ocorrência imprevista.	
	Transmissora	A ANEEL sublinha que, na ausência de evidências conclusivas de sabotagem, não se pode isentar a transmissora de sua responsabilidade contratual, mantendo-se, assim, aplicável o desconto na receita. A segurança das instalações é uma obrigação inerente à transmissora. Esta deve implementar medidas preventivas eficazes para evitar interrupções provocadas por ações de terceiros, assegurando a continuidade e a confiabilidade do serviço prestado. A adoção dessas medidas é crucial para mitigar possíveis riscos e garantir o cumprimento das obrigações contratuais.	48500.005924 /2020 48500.00309 8/2021 48500.00040 2/2022 48500.000363 /2022 48500.00600 9/2022 48500.00048 3/2023
Terceiro - seccionamen to de proprietário do ativo			
	Outra Transmissora	O ONS identificou equivocadamente a responsabilidade pela Função de Transmissão (FT). A ANEEL esclareceu que a PVI deveria ter sido aplicada à Receita Anual Permitida (RAP) de outra transmissora. No caso específico, a FT havia iniciado suas operações comerciais durante o período de carência para a aplicação da PVI, conforme estipulado nas regras, especialmente no item 5.17 da Seção 4.3 do Módulo 4 das Regras de Transmissão. Diante disso, a Transmissora proprietária da FT, também, foi isentada da aplicação da PVI para a ocorrência, ressaltando a importância de uma atribuição precisa	48500.000410 /2023

		de responsabilidades entre as empresas envolvidas.	
Disparo de arma de fogo			
	Transmissora	A ANEEL considera que a aplicação da PVI é essencial para estimular a rápida recuperação dos serviços de transmissão. Essa medida visa evitar que as transmissoras recebam receita enquanto suas instalações estejam indisponíveis. Em suas análises, a ANEEL destacou que as justificativas de caso fortuito e força maior não foram devidamente comprovadas, levantando questões sobre a ausência de inspeções regulares e a adequação dos equipamentos, como a escolha de isoladores de vidro em vez de poliméricos. A agência concluiu que cabe às transmissoras a responsabilidade de prevenir interrupções que possam ser evitadas. O afastamento da PVI deve ser considerado apenas quando a indisponibilidade for claramente justificada pelas normas regulatórias, assegurando que as transmissoras mantenham um nível adequado de diligência na operação e manutenção de suas instalações.	48500.000526 /2019
Falha disjuntor			
	Transmissora	A ANEEL destaca que, mesmo diante de falhas em disjuntores, as transmissoras mantêm a responsabilidade de assegurar a qualidade e continuidade do serviço de transmissão. A agência defende a aplicação da PVI como uma ferramenta necessária para incentivar o rápido restabelecimento do serviço quando ocorrem falhas. A ANEEL enfatiza a importância de as transmissoras adotarem medidas preventivas e corretivas eficazes, como a realização de manutenção adequada e a escolha apropriada de equipamentos, para reduzir o risco de falhas. A responsabilidade das transmissoras não é exonerada por fatores externos, e a PVI	48500.00206 0/2021 48500.00042 6/2022

		deve ser aplicada conforme estabelecido nas normas regulatórias, salvo em situações em que a indisponibilidade esteja claramente caracterizada e justificada dentro das exceções previstas.	
Falhas por vícios ocultos em materiais e equipamentos			
	Transmissora	A ANEEL afirma que a gestão dos materiais e equipamentos utilizados nas instalações de transmissão é uma responsabilidade inerente às transmissoras. A agência destaca que as concessionárias são responsáveis por quaisquer interrupções que resultem de falhas nesses materiais, incluindo possíveis vícios ocultos. Essa responsabilidade abrange a escolha, implantação, operação e manutenção adequadas dos equipamentos, com o objetivo de assegurar a continuidade e a qualidade do serviço prestado. Em casos de interrupções, as concessionárias devem ser responsabilizadas, salvo quando as situações se enquadram nas exceções previstas pelas normas regulatórias. Dessa forma, a ANEEL reforça a importância de uma gestão eficaz e proativa dos recursos utilizados pelas transmissoras para mitigar riscos e garantir um serviço confiável aos consumidores.	48500.002340/2019
Gás inflamável			
	Transmissora	Ao analisar a regulamentação vigente e o histórico de sua construção, a ANEEL conclui que não é pertinente o afastamento da PVI, pois as isenções previstas nos dispositivos 5.9 e 5.14 da Seção 4.3 das Regras de Transmissão, se aplicam quando ocorre a falha e substituição de equipamento do tipo reator para a FT – Controle de Reativo. No caso analisado, ocorreu a substituição do equipamento do tipo	48500.002993/2023

		transformador na FT – Controle de Reativo. Logo, a substituição desse equipamento não faz jus às isenções previstas na regulamentação. A ANEEL sublinha que a norma foi elaborada com a participação ativa da sociedade, já incorporando um total de 19 formas distintas de isenções. Diante disso, a agência afirma que não há justificativa para a criação de exceções adicionais sem que haja uma instrução apropriada e um debate aberto com a sociedade. Isso assegura que quaisquer modificações nas regras sejam pautadas pela transparência e pelo consenso entre os envolvidos, garantindo a integridade e a eficácia das normas regulatórias estabelecidas.	
tempo manutenção			
	Transmissora	A ANEEL ressalta que é responsabilidade da concessionária realizar uma avaliação precisa do tempo necessário para a manutenção de suas instalações. Os reparos e o tempo necessário para sua execução são considerados fortuitos internos, uma vez que constituem riscos inerentes ao negócio de transmissão de energia. Dessa forma, a correta estimativa do tempo necessário para a realização da manutenção é uma obrigação da transmissora. Caso haja falhas na estimativa desse período, tal situação justifica a aplicação de descontos, conforme estabelecido pelas normas regulatórias. Essa abordagem assegura que as concessionárias permaneçam diligentes em suas operações, garantindo a continuidade e a eficiência dos serviços prestados.	48500.001661/ 2016
queda de balão (tripulado ou não)			
	União (consumidor)	A ANEEL reconhece que os desligamentos de Função de Transmissão (FT) devido à queda de balões em ativos de transmissão são	48500.006325/ /2020 48500.006595/ /2021

		classificados como riscos extraordinários. A agência entende que, atualmente, não há medidas concretas e efetivas que as concessionárias possam adotar para prevenir ou impedir que balões alcancem as instalações elétricas, resultando em desligamentos. Por essa razão, tais eventos são considerados excludentes de responsabilidade, e a ANEEL aprova o pedido de isenção da aplicação PVI para ocorrências relacionadas a quedas de balões. Além disso, a ANEEL enfatiza que a responsabilidade por prevenir e combater esse tipo de ação recai sobre as autoridades governamentais. Isso se deve ao fato de que a soltura de balões constitui um ato criminoso, frequentemente realizado em locais distantes das instalações das concessionárias. Dessa forma, a ANEEL isenta as concessionárias de responsabilidade por esses eventos, considerando-os fora do controle das empresas.	48500.00380 8/2021 48500.000759 /2021 48500.003965 /2021 48500.005520 /2022
Furto			
	Transmissora	A ANEEL sustenta que a responsabilidade por interrupções no serviço de transmissão de energia elétrica, mesmo quando decorrentes de furtos, é de responsabilidade da concessionária. A agência considera que tais eventos são riscos inerentes ao setor e não podem ser considerados como casos fortuitos ou de força maior. A ANEEL enfatiza que as concessionárias devem adotar medidas preventivas e corretivas eficazes para mitigar esses riscos, incluindo a manutenção e segurança adequadas das instalações. A responsabilidade pelas consequências desses eventos deve ser assumida pela prestadora do serviço, que deve garantir a continuidade e a qualidade do fornecimento de energia. Além disso, a ANEEL destaca a importância de manter incentivos que promovam a operação adequada das instalações. Isso assegura que as concessionárias cumpram suas obrigações contratuais e regulamentares, sem se esquivarem de	48500.003411/ 2019

		suas responsabilidades, contribuindo para um sistema de transmissão mais robusto e confiável.	
--	--	---	--

Fonte: Elaborado pela autora.



5

5

CONCLUSÃO

Este estudo realiza análise aprofundada dos requerimentos de isenção de PVI apresentados pelas transmissoras de energia elétrica à ANEEL, especificamente aqueles relacionados a eventos de caso fortuito e força maior. Para tanto, adotou-se a análise econômica do direito como arcabouço teórico-metodológico central, visando aferir o "sucesso" desses requerimentos e compreender a alocação de risco regulatório no setor. A metodologia desdobrou-se em três etapas: um exaustivo levantamento e análise documental de processos administrativos da ANEEL no período de 2016 a 2025; a mensuração quantitativa do desempenho desses requerimentos; e a subsequente elaboração de uma matriz de risco que sintetiza a alocação de responsabilidades.

A aplicação da análise econômica do direito revelou-se um instrumento poderoso para transcender a mera análise jurídica e incorporar as implicações econômicas das decisões regulatórias da ANEEL. Os resultados obtidos demonstraram que a alocação de risco regulatório recai predominantemente sobre as transmissoras.

Ao mensurar o desempenho dos requerimentos, constatou-se que o percentual geral de sucesso das transmissoras em obter decisões favoráveis ou parcialmente favoráveis foi de 19,15%, referente a 09 (nove) processos (Anexo A). Em termos financeiros, embora as decisões favoráveis tenham gerado um retorno agregado de R\$ 43.795.350,06, as perdas totais decorrentes dos processos desfavoráveis alcançaram R\$ 196.351.090,49 (Tabela 3), superando em mais de quatro vezes os ganhos. Essa disparidade quantifica o ônus financeiro significativo para as transmissoras e reforça a centralização do risco, o que, sob a ótica da análise econômica do direito, pode gerar externalidades negativas para o setor, como o aumento do prêmio de risco regulatório e, consequentemente, a oneração dos preços finais em leilões.

A análise do tempo médio dos processos também revelou uma discrepância notória: enquanto as decisões do ONS levam em média 67 dias, as do colegiado da ANEEL estendem-se para 415 dias em casos favoráveis e 447 dias em desfavoráveis (Tabela 4). Essa morosidade contribui para o "custo social" do contencioso administrativo. A recente

publicação da Resolução Normativa nº 1.107/2024, que entrou em vigor em junho de 2025 e permitirá a impugnação direta de decisões do ONS ao colegiado da ANEEL, é um passo que corrobora a necessidade de aprimoramento do processo administrativo, e este estudo oferece subsídios para que tais mudanças resultem em ganhos reais de eficiência e celeridade.

A matriz de risco desenvolvida (Tabela 5) quantificou a alocação desses riscos, destacando que fatores como "condições atmosféricas adversas" e "sabotagem de terceiros" representam os maiores impactos financeiros. Aprofundando essa análise, a Tabela 6 detalhou a argumentação da ANEEL para cada tipo e fator de risco, categorizando-os em Ambientais, Regulatórios, Operacionais e de Manutenção. Essa abordagem qualitativa demonstrou que a agência reguladora, na maioria dos casos, considera os eventos como "fortuito interno" ou "risco inerente ao setor", mesmo diante de situações que as transmissoras classificam como caso fortuito ou força maior. A ausência de critérios formais objetivos e a discricionariedade na interpretação dos eventos pela ANEEL geram incertezas e impactam diretamente a previsibilidade e a consistência das decisões regulatórias, elementos cruciais para a eficiência alocativa de riscos.

Essa constatação ressoa fortemente com o debate legislativo atual sobre a modernização do marco de concessões, evidenciado pela apreciação do Projeto de Lei nº 7063/17 pela Câmara dos Deputados em 07.05.2025. De acordo com a Subemenda Substitutiva ao Projeto de Lei nº 2.892/11 busca-se uma profunda reformulação da Lei de Concessões Públicas, propondo uma repartição de riscos mais equilibrada e objetiva entre poder concedente e concessionário, inclusive para caso fortuito e força maior, com regras pré-definidas em edital. A metodologia para essa repartição de riscos seria predefinida em edital e aplicável mesmo a eventos supervenientes à contratação. Embora o Projeto de Lei ainda esteja em tramitação, tendo retornado ao Senado Federal para novas apreciações, sua existência e conteúdo reforçam a relevância crítica deste tema, alinhando-se à busca por maior equilíbrio e previsibilidade que este estudo preconiza como fundamental para o setor.

Portanto, a presente pesquisa oferece contribuições relevantes tanto no campo teórico quanto no prático. Do ponto de vista teórico, o estudo demonstra a aplicabilidade empírica da análise econômica do direito na avaliação de decisões regulatórias em mercados específicos,

preenchendo uma lacuna na literatura ao mover a análise econômica do direito de um plano predominantemente conceitual para uma análise concreta e quantificável.

Além disso, ao confirmar empiricamente a predominância da alocação de risco nas transmissoras, enriquece o debate sobre a alocação de riscos em contratos de concessão de infraestrutura, particularmente em contextos de eventos extremos e excludentes de responsabilidade, fornecendo um modelo estruturado para a compreensão da complexidade do risco regulatório no setor elétrico brasileiro.

No âmbito prático, os achados desta dissertação possuem implicações significativas para os principais stakeholders. Para a ANEEL, a matriz de risco e a análise da argumentação regulatória podem subsidiar a definição de critérios mais objetivos para a classificação de indisponibilidades e o cálculo da PVI, aprimorando o processo administrativo e fomentando maior transparência e previsibilidade decisória, especialmente considerando a centralização do risco observada.

Para as transmissoras, o estudo oferece um entendimento mais claro dos riscos regulatórios, auxiliando na formulação de estratégias de participação em leilões, no planejamento de investimentos em resiliência e na gestão proativa de eventos adversos, minimizando perdas financeiras e operacionais, ao mesmo tempo em que fornece evidências para eventual pleito por uma alocação de risco mais equitativa.

Para o consumidor, a otimização da alocação de riscos e a maior eficiência regulatória podem, em longo prazo, refletir-se em tarifas mais justas e na melhoria da qualidade e confiabilidade do serviço de transmissão de energia.

Apesar das contribuições, é importante reconhecer as limitações inerentes a este estudo. A dependência de dados públicos da ANEEL, não estruturados para pesquisa, impôs desafios metodológicos na coleta e tratamento das informações. O escopo da pesquisa foi restrito aos pedidos de isenção de PVI por caso fortuito e força maior, não abrangendo outras hipóteses de excludente de responsabilidade, o que pode limitar a generalização dos resultados para o conjunto total de litígios administrativos.

Com base nas lacunas e nos achados deste trabalho, diversas direções para futuras pesquisas podem ser propostas:

- a) Análise Pós-Resolução Normativa ANEEL nº 1.107/2024:** Investigar empiricamente o impacto do normativo na duração dos processos administrativos e nos percentuais de sucesso das transmissoras a partir de junho de 2025.
- b) Mecanismos de Compartilhamento de Risco:** Aprofundar o estudo sobre a viabilidade de implementação de mecanismos de compartilhamento de risco (e.g., seguros regulatórios ou fundos específicos) que possam mitigar os custos sociais do contencioso administrativo, em contraponto à atual concentração de risco nas transmissoras.
- c) Eventos Climáticos Extremos:** Realizar uma análise mais granular da relação entre o aumento da frequência e intensidade de eventos climáticos extremos e a necessidade de critérios regulatórios diferenciados para excludentes de responsabilidade, buscando uma alocação de risco mais eficiente e equitativa em face das novas realidades climáticas.
- d) Modelos Preditivos:** Desenvolver modelos preditivos mais sofisticados para a probabilidade de sucesso dos requerimentos, incorporando variáveis técnicas e operacionais que não puderam ser plenamente exploradas neste estudo.
- e) Impacto no Custo de Capital:** Investigar a correlação entre a alocação de risco regulatório e o custo de capital das transmissoras, analisando como a incerteza regulatória afeta as decisões de investimento no setor.
- f) Comparativo Setorial/Internacional:** Estender a análise comparativa para outros setores regulados no Brasil ou para experiências internacionais na gestão de riscos em concessões de infraestrutura, com foco em modelos de alocação de risco.

Em suma, esta dissertação demonstrou a forma como os riscos são alocados em processos de excludente de responsabilidade, com uma predominância do risco sobre as transmissoras. A matriz de risco desenvolvida não apenas quantifica essa alocação, mas também evidencia a argumentação subjacente da ANEEL, abrindo caminho para um diálogo mais informado e baseado em evidências. É imperativo que o arcabouço regulatório continue a evoluir para equilibrar de forma mais eficaz os incentivos, os riscos e as

responsabilidades entre os agentes, garantindo um sistema de transmissão de energia robusto, resiliente e eficiente para o futuro do Brasil.



REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA. **World Energy Outlook 2024**. Paris: IEA, 2024. Disponível em: <<https://www.iea.org/reports/world-energy-outlook-2024>>. Acesso em: 18 nov. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Consulta Processual**. Disponível em: <https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/pesquisa.asp>>. Acesso em: 19 jun. 2025.

_____. **Despacho nº 1.124/2022-SFF/ANEEL**, de 26 abr. 2022. Nega a concessão da medida cautelar pleiteada pela Norte Brasil Transmissora de Energia - NBTE com intuito de suspender a aplicação da Parcela Variável por Indisponibilidade - PVI decorrente dos eventos que atingiram a Linha de Transmissão Porto Velho - Araraquara 2 C3 e C4, no período citado. Brasília, DF, 12 mai. 2022. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/Resultado/ListarLegislacao?guid=42f7a5050d52fea46a4d>>. Acesso em: 22 jun. 2024.

_____. **Informações Técnicas: contratos de concessão**. Disponível em: <<https://antigo.aneel.gov.br/contratos-de-transmissao>>. Acesso em: 12 fev. 2024.

_____. **Nota Técnica nº 268/2025-STE**, de 14 maio 2025: Tomada de Subsídios nº 007/2025: Obter subsídios para o Mínimo Produto Viável do Guia Prático sobre Mudanças Climáticas e Transição Energética. Brasília, DF: ANEEL, 2025. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/web/quest/tomadas-de-subsidios?p_auth=VtYRsnFY&p_p_id=participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet&p_p_lifecycle=1&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_count=1&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_ideParticipacaoPublica=3939&participacaopublica_WAR_participacaopublicaportlet_javax.portlet.action=visualizarParticipacaoPublica>. Acesso em: 19 mai. 2025.

_____. **Resolução Homologatória nº 3.216, de 2023**. Brasília, DF, 2023. Disponível em: <<https://biblioteca.aneel.gov.br/Resultado/ListarLegislacao?guid=44fda70b51d51dc1a862>>. Acesso em: 21 jun. 2025.

_____. **Participação Social: tomada de subsídios.** Disponível em: <https://antigo.aneel.gov.br/web/guest/tomadas-de-subsidios>>. Acesso em: 09 abr. 2024.

_____. **Biblioteca Virtual: busca avançada.** Disponível em: <https://biblioteca.aneel.gov.br/Busca/Avancada>>. Acesso em: de 01 nov. 2023 a 15 ago. 2024.

_____. **Processo eletrônico: consulta processual – pesquisa pública.** Disponível em: <https://sei.aneel.gov.br/sei/modulos/pesquisa/md_pesq_processo_pesquisar.php?acao_externa=protocolo_pesquisar&acao_origem_externa=protocolo_pesquisar&id_orgao_acesso_externo=0> Acesso em: de 01 nov. 2023 a 20 jun. 2025.

_____. **Processo eletrônico: consulta processual – pesquisa pública.** Disponível em: <<https://sicnet2.aneel.gov.br/sicnetweb/pesquisa.asp>>. Acesso em: de 01 nov. 2023 a 20 jun. 2025.

BRASIL. **Constituição da República Federativa do Brasil de 1988.** Diário Oficial da União, Brasília, 5 out. 1988. Disponível em: <http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/constituicao/constituicao.htm>. Acesso em: 06 jul. 2024.

_____. Ministério de Minas e Energia; Empresa de Pesquisa Energética. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2030: revisão pós-consulta pública.** Brasília: MME/EPE, 2021. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-490/PDE%202030_RevisaoPosCP_rv2.pdf> Acesso em: 19 mai. 2025.

_____. **Legislação Infralegal.** Diário Oficial da União. Disponível em: <<https://www4.planalto.gov.br/legislacao/portal-legis/legislacao-1>>. Acesso em: de 02 fev. a 15 mar. 2024.

CALDEIRA, Thiago Costa Monteiro. **Regulação Econômica e Financeira da Transmissão I.** [S. l.]: Instituto ABRATE, 2025. Acesso em: 22 jul. 2025

CARVALHO, Mateus. **Manual de Direito Administrativo.** 6ª ed. Salvador: Juspodivm, 2019.

DAS NEVES GONÇALVES, Everton; STELZER, Joana. **Eficiência e direito: pecado ou virtude; uma incursão pela análise econômica do direito.** Revista Jurídica, v. 1, n. 28, p. 77-122, 2012. Disponível em: <<https://revista.unicuritiba.edu.br/index.php/RevJur/article/view/412/317>>. Acesso em: 15 mar. 2025

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **E-book 2020: séries históricas de investimentos em energia elétrica (2010-2020)**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-700/Ebook%202020.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2025.

_____. **Plano Nacional de Energia 2050**. Rio de Janeiro: EPE, 2020. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-nacional-de-energia-pne>>. Acesso em: 19 mai. 2025.

_____. **Plano Decenal de Expansão de Energia 2034**. Rio de Janeiro: EPE, 2024a. Disponível em: https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/sntep/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia/pde-2034/relatorio_aprovado/pde2034_aprovado.pdf/view>. Acesso em: 19 mai. 2025.

_____. **Programa de Expansão da Transmissão (PET) / Plano de Expansão de Longo Prazo (PELP) Ciclo 2024 – 2º Semestre**. Rio de Janeiro: EPE, 2024b. Disponível em: <<https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/programa-de-expansao-da-transmissao-pet-plano-de-expansao-de-longo-prazo-pelp-ciclo-2024-2-semester>>. Acesso em: 19 mai. 2025.

_____. **Transmissão e mudanças climáticas. Rio de Janeiro: EPE, 2025**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-852/topico-736/Transmiss%C3%A3o%20e%20Mudan%C3%A7as%20Clim%C3%A1ticas%202020.pdf>. Acesso em: 19 mai. 2025.

FANT, C., Boehlert, B., Strzepek, K., Larsen, P., White, A., Gulati, S., Li, Y., & Martinich, J. (2020). **Climate change impacts and costs to U.S. electricity transmission and distribution infrastructure**. *Energy*, 195. Disponível em: <https://www.researchgate.net/publication/338380033_Climate_change_impacts_and_costs_to_US_electricity_transmission_and_distribution_infrastructure> Acesso em: 02 ago. 2024.

FERNANDEZ, Leandro. **Metodologia da Pesquisa e a Análise Econômica Do Direito: fundamentos de uma abordagem consequencialista da investigação jurídica**. Direito UNIFACS–Debate Virtual-Qualis A2 em Direito, n. 156, 2013. Disponível em: <

<https://revistas.unifacs.br/index.php/redu/article/viewFile/2659/1919>>.
Acesso em: 12 jan. 2025.

GICO JR, Ivo T. **Metodologia e epistemologia da análise econômica do direito**. Economic Analysis of Law Review, v. 1, n. 1, p. 7-33, 2010.

Disponível em: <

https://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1504004>. Acesso em: 08 fev. 2025.

GIL, A. C. **Métodos e técnicas de pesquisa social**. 6. ed. São Paulo: Atlas, 2008. Disponível em: < <https://ayanrafael.com/wp-content/uploads/2011/08/gil-a-c-mc3a9todos-e-tc3a9cnicas-de-pesquisa-social.pdf> >. Acesso em: 02 ago. 2024.

HEXSEL, Astor Eugênio; HENKIN, Hélio. **Os conceitos de eficácia operacional e estratégia propostos por Porter: fundamentos econômicos e análise crítica**. R.Adm, São Paulo, v 38, n 3, p 254-259, jul./ago./set. 2003. Disponível em:< <http://rausp.usp.br/wp-content/uploads/files/V3803254.pdf> >. Acesso em: 15 fev. 2025.

INSTITUTO ACENDE BRASIL. **WP 25: Perspectivas para o mercado de energia elétrica brasileiro: direções para os próximos 30 anos**. São Paulo: Instituto Acende Brasil, jan. 2021. Disponível em: < https://acendebrasil.com.br/wp-content/uploads/2021/03/WP25_FINAL-WEB.pdf >. Acesso em: 20 abr. 2024.

IPCC. **Climate Change 2023: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Sixth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change** [Core Writing Team, H. Lee and J. Romero (eds.)]. IPCC, Geneva, Switzerland, 2023. 184 p. Disponível em: <https://www.ipcc.ch/report/ar6/syr/downloads/report/IPCC_AR6_SYR_LongerReport.pdf> Acesso em: 10 mai. 2024.

LENZA, Pedro. **Direito Constitucional Esquematizado**. 23 ed. São Paulo: Saraiva Educação, 2019.

MENEGUIN, Fernando Boarato; BUGARIN, Tomás TS. **O dilema entre a eficiência de curto e de longo prazo no ordenamento jurídico e o impacto no crescimento econômico**. Direito Público, v. 13, n. 74, 2017. Disponível em: < <https://econpolrg.com/wp-content/uploads/2016/07/eprg-wp-2016-68.pdf> >. Acesso em: 16 jan. 2025.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA; EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA; OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano de Outorgas de Transmissão de Energia Elétrica – POTEE**.

Brasília: MME; EPE; ONS, 2024.

Disponível em: < <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/mme-publica-plano-de-outorgas-de-transmissao-de-energia-eletrica-2024> >. Acesso em: 19 jun. 2025.

_____. **Conheça as instituições do setor elétrico brasileiro e as competências de cada uma.** Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/conheca-as-instituicoes-do-setor-eletrico-brasileiro-e-as-competencias-de-cada-uma> >. Acesso em: 04 mai. 2025.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano da Operação Elétrica de Médio Prazo do SIN – PAR/PEL 2024.** Sumário Executivo, Ciclo 2025-2029. Brasília: ONS, 2024. Disponível em: < <https://www.ons.org.br/paginas/energia-no-futuro/suprimimento-eletrico/parpel2024/sumario-executivo/index.html#mensagemDoDiretor> >. Acesso em: 19 mai. 2025.

_____. **Procedimentos de Rede.** Disponível em: < <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes> >. Acesso em: 18 fev. 2024.

_____. **O Sistema em números.** Disponível em: < <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros> >. Acesso em: 19 jun. 2025.

PARREIRA, Liziane; BENACCHIO, Marcelo. **Da análise econômica do Direito para a análise jurídica da Economia: a concretização da sustentabilidade.** Prisma Jurídico, v. 11, n. 1, p. 179-206, 2012. Disponível em: < <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=93426128010> >. Acesso em: 28 fev. 2025.

PORTO, Antônio José Maristrelllo. **Análise Econômica do Direito.** Texto e casos geradores. Apostila. FGV Direito RJ. 2015. Disponível em: < https://direitorio.fgv.br/sites/direitorio.fgv.br/files/u100/analise_economica_do_direito_2015-2.pdf >. Acesso em: 10 fev. 2025.

SHLEIFER, Andrei. **A Theory of Yardstick Competition.** RAND Journal of Economics, v. 16, n. 3, p. 319–327, out. 1985. Disponível em: < [https://www.periodicos-capes.gov-br/ez279.periodicos.capes.gov.br/index.php/acervo/buscaador.html?task=detalhes&source=all&id=W2145277151](https://www.periodicos-capes.gov.br/ez279.periodicos.capes.gov.br/index.php/acervo/buscaador.html?task=detalhes&source=all&id=W2145277151) >. Acesso em: 19 mai. 2025.

SILVA E SOUZA, Carlos Eduardo; ALVIM, Victor Lucas. **A responsabilidade civil pelos danos oriundos de desastres naturais no estado socioambiental de direito.** Cadernos do Programa de Pós-Graduação em Direito – PPGDir./UFRGS, Porto Alegre, v. 11, n. 2, 31 dez. 2016. Disponível em:

<<https://seer.ufrgs.br/index.php/ppgdir/article/view/66146/39951>>.
Acesso em: 27 mar. 2025.

WORLD BANK GROUP. **Public-Private Partnership Resource Center**.
Disponível em: <<https://ppp.worldbank.org/public-private-partnership/library/allocating-risks-public-private-partnerships>>.
Acesso em: 19 jun. 2025.

YEUNG, Luciana Luk-Tai. **Análise Econômica do Direito do Trabalho e da Reforma Trabalhista (Lei nº 13.467/2017)**. Um Dossiê Sobre Análise Econômica do Direito. Journal of Institutional Studies (2017). Revista Estudos Institucionais, Vol. 3, 2, 2017. Disponível em: <<https://www.estudosinstitucionais.com/REI/article/view/227/157>>.
Acesso em: 12 dez. 2024.

A photograph of a modern office interior, overlaid with a semi-transparent blue filter. The office features large windows, people working at desks, and a lounge area with hexagonal ottomans. The text 'APÊNDICES' is prominently displayed in the center.

APÊNDICES

APÊNDICES

APÊNDICES

ANEXO A

Processos de isenção de PVI por CFM no período de 2016 a 2025													
	Ano	Despacho	DOU	Processo	Origem do Requirimento	Tipo	Decisão Órgão	Empresa	Valor Histórico	Valor atualizado (IPCA - 04/2025)	Precedenente	Data da abertura do processo	Tempo até decisão final (dias)
1	2017	2.897	15/09/2017	4850.0.001.661/2016	tempo manutenção	Recurso Superintendência	Diretoria Mérito	Ctee p	R\$ 205.435,95	R\$ 308.024,18	desfavorável	18/03/2016	546
2	2017	1.373	19/05/2017	4850.0.001.661/2016	tempo manutenção	Recurso ONS	SRT	Ctee p	valor no despacho vinculado		desfavorável		
3	2016	2.505	29/09/2016	4850.0.001.661/2016	tempo manutenção	Medida Cautelar	Diretoria Cautelar	Ctee p	valor no despacho vinculado		desfavorável		
4	2016	679	01.04.2016	4850.0.001.661/2016	tempo manutenção	efeito suspenso	Diretoria Geral	Ctee p	valor no despacho vinculado		desfavorável		
5	2019	207	07/02/2019	4850.0.000.589/2018	contrôle de reativo	Recurso Superintendência	Diretoria Mérito	CPTE	R\$ 7.005.432,25	R\$ 9.962.088,20	desfavorável	31/01/2018	372

						ndên cia							
6	2018	1.141	24/05/2018	4850 0.000 589/2 018	contr ole de reativ o	Recu rso ONS	SRT	CPTE	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
7	2018	683	04/04/2018	4850 0.000 589/2 018	contr ole de reativ o	Medi da Caut elar	Diret oria caute lar	CPTE	valor no desp acho vincu lado		perd a de objet o		
8	2018	933	27/04/2018	4850 0.003 182/2 017	contr ole de reativ o e regul amen tação super venie nte	Recu rso Supe rinten dên cia	Diret oria mérit o	Norte de Trans missã o de Ener gia S.A. – Ente	R\$ 2.771. 751,35	R\$ 4.073. 715,0 6	desfa voráv el	22/06/2017	309
9	2017	4.252	20/12/2017	4850 0.003 182/2 017	contr ole de reativ o e regul amen tação super venie nte	Recu rso ONS	SRT	Norte de Trans missã o de Ener gia S.A. – Ente	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
10	2018	1.127	28/05/2018	4850 0.003 182/2 017	contr ole de reativ o e regul amen tação super	pedid o de recon sider ação	Diret or- Geral	Norte de Trans missã o de Ener gia S.A. – Ente	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		

					veniente									
11	2018	2.098	27/09/2018	48500.000215/2018	condições atmosféricas adversas	Recurso Superintendência	Diretoria mérito	ISA CTEEP	R\$ 1.557.920,19	R\$ 2.241.893,42	desfavorável	09/01/2018	261	
12	2018	347	27/02/2018	48500.000215/2018	condições atmosféricas adversas	Recurso SRT	SRT	ISA CTEEP	valor no despacho vinculado		desfavorável			
13	2018	2.369	19/10/2018	48500.005107/2018	vegetação	Recurso SRT	SRT	TSBE	NA	NA	desfavorável	01/10/2018	18	
14	2018	737	10/04/2018	48500.006506/2017	descarga atmosférica	Recurso Superintendência	Diretoria mérito	ISA CTEEP	R\$ 127.738,82	R\$ 187.741,07	desfavorável	26/12/2017	105	
15	2018	59	12/01/2018	48500.006506/2017	descarga atmosférica	Recurso SRT	SRT	ISA CTEEP	valor no despacho vinculado		desfavorável			
16	2020	310	18/02/2020	48500.004157/2016	condições atmosféricas adversas	Recurso Superintendência	Diretoria mérito	ISA CTEEP	R\$ 1.400.000,00	R\$ 1.910.777,24	desfavorável	18/08/2016	1279	
17	2018	830	17/04/2018	48500.004157/2016	condições atmosféricas	Recurso SRT	SRT	ISA CTEEP	valor no despacho		desfavorável			

					adver sas				vincu lado				
18	2016	2.577	30/09/ 2016	4850 0.004 157/2 016	condi ções atmo sféric as adver sas	Medi da Caut elar	Diret oria caute lar	ISA CTEE P	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
19	2019	2.268	22/08/ 2019	4850 0.006 505/2 017	quei mada	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	ISA CTEE P	R\$ 415.71 7,27	R\$ 579.0 35,05	desfa voráv el	26/12/ 2017	604
20	2018	13	05/01/ 2018	4850 0.006 505/2 017	quei mada	Recu rso ONS	SRT	ISA CTEE P	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
21	2019	743	26/03/ 2019	4850 0.005 316/2 017	contr ole de reativ o	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	Norte de Trans missã o de Ener gia S.A. – Ente	R\$ 1.054. 183,2 6	R\$ 1.492. 685,5 7	desfa voráv el	03/10/ 2017	539
22	2018	895	23/04/ 2018	4850 0.005 316/2 017	contr ole de reativ o	Recu rso ONS	SRT	Norte de Trans missã o de Ener gia S.A. – Ente	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
23	2018	497	15/03/ 2018	4850 0.005 316/2 017	contr ole de reativ o	Medi da Caut elar	Diret oria caute lar	Norte de Trans missã o de Ener	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		

								gia S.A. – Ente					
24	2019	288	13/02/ 2019	4850 0.004 408/2 016	polui ção	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	EATE	R\$ 2.401. 989,0 0	R\$ 3.415. 753,0 1	desfa voráv el	05/09 /2016	891
25	2017	59	12/01/ 2017	4850 0.004 408/2 016	polui ção	Recu rso ONS	STD	EATE	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
26	2019	1.224	02/05 /2019	4850 0.000 635/2 019	desca rga atmo sféric a	Recu rso ONS	SRT	ISA CTEE P	R\$ 666.2 62,34	R\$ 931.0 74,17	desfa voráv el	06/02 /2019	85
27	2022	657	21/03/ 2022	4850 0.002 340/2 019	falha s por vícios ocult os nesse s mate riais e equip amen tos	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	IE Gara nhun s	NA	NA	desfa voráv el	08/05 /2019	1048
28	2019	3.334	02.12. 2019	4850 0.002 340/2 019	falha s por vícios ocult os nesse s mate riais e equip amen tos	Recu rso ONS	SRT	IE Gara nhun s	NA		desfa voráv el		

29	2019	1.381	28/05/2019	4850.0002340/2019	falhas por vícios ocultos nesse material e equipamentos	Medida Cautelar	Diretoria Cautelar	IE Garanhuns	NA		desfavorável		
30	2020	239	11/02/2020	4850.0002992/2019	incêndio e chuva	Recurso Superintendência	Diretoria Mérito	BMT E	R\$ 7.875.363,60	R\$ 10.748.618,24	desfavorável	19/06/2019	237
31	2019	3.380	09.12.2019	4850.0002992/2019	incêndio e chuva	Recurso SRT	SRT	BMT E	valor no despacho vinculado		desfavorável		
32	2019	1.907	12/07/2019	4850.0002992/2019	incêndio e chuva	Medida Cautelar	Diretoria Cautelar	BMT E	valor no despacho vinculado		desfavorável		
33	2022	984	26/04/2022	4850.0006325/2020	queda de balão	Recurso Superintendência	Diretoria Mérito	ISA CTEEP	R\$ 5.612.430,74	R\$ 6.466.043,29	favorável	16/12/2020	496
34	2020	3.640	23.12.2020	4850.0006325/2020	queda de balão	Recurso SRT	SRT	ISA CTEEP	valor no despacho vinculado		desfavorável		
35	2023	226	06/02/2023	4850.0003	queda de balão	Recurso Superintendência	Diretoria	ISA CTEEP	R\$ 92.514,21	R\$ 103.433,00	Parcial provi	13/08/2021	542

				965/2021		rinte ndên cia	mérit o				ment o		
36	2021	2.618	30/08/2021	48500.003965/2021	queda de balão	Recu rso ONS	SRT	ISA CTEEP	valor no despacho vinculado		desfa voráv el		
37	2021	2.956	23/09/2021	48500.004608/2021	Furto	Recu rso ONS	SRT	ISA CTEEP	R\$ 252.327,66	R\$ 312.467,10	desfa voráv el	16/09/2021	7
38	2022	3.445	05/12/2022	48500.000526/2019	dispa ro de arma de fogo	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	TAES A	R\$ 4.716.942,46	R\$ 5.334.465,90	desfa voráv el	30/01/2019	1405
39	2019	361	08/02/2019	48500.000526/2019	dispa ro de arma de fogo	Recu rso ONS	SRT	TAES A	valor no despacho vinculado		desfa voráv el		
40	2022	2.277	29/08/2022	48500.001193/2019	Terce ro - Sabotagem	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	Interli gaçã o Elétrica Norte e Nord este S.A. (IENNE)	R\$ 3.997.690,30	R\$ 4.536.740,52	favor ável	12/03/2019	1266
41	2019	2.719	03/10/2019	48500.001193/2019	Terce ro - Sabotagem	Recu rso ONS	SRT	Interli gaçã o Elétrica Norte e Nord	valor no despacho vinculado		desfa voráv el		

								este S.A. (IENNE)					
42	2019	864	01/04/2019	48500.001193/2019	Terceiro - Sabotagem	Medida Cautelar	Diretoria Cautelar	Interligação Elétrica Norte e Nordeste S.A. (IENNE)	valor no despacho vinculado		desfavorável		
43	2022	880	01/04/2022	48500.006878/2019	falhas por vícios ocultos nos materiais e equipamentos	Recurso	SRT	Chesf	NA	NA	desfavorável	17/12/2019	836
44	2020	244	11/02/2020	48500.006878/2019	falhas por vícios ocultos nos materiais e equipamentos	Medida Cautelar	Diretoria Cautelar	Chesf	NA		desfavorável		
45	2019	3.656	24/12/2019	48500.006878/2019	falhas por vícios ocultos nos	efeito suspenso	Diretor-Geral	Chesf	NA		desfavorável		

					s mate riais e equip amen tos								
46	2021	139	04/02/2021	4850 0.003 411/2019	furto	Recu rso Supe rinten dên cia	Diret oria mérit o	Para naíba Trans misso ra de Ener gia S.A.	R\$ 5.589. 501,73	R\$ 7.296. 135,24	desfa voráv el	12/07/ 2019	573
47	2019	3.335	02/12/2019	4850 0.003 411/2019	furto	Recu rso ONS	SRT	Para naíba Trans misso ra de Ener gia S.A.	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
48	2019	2.130	15/08/2019	4850 0.003 411/2019	furto	Medi da Caut elar	Diret oria caute lar	Para naíba Trans misso ra de Ener gia S.A.	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
49	2022	2.279	29/08/2022	4850 0.000 759/2021	qued a de balão tripul ado	Recu rso Supe rinten dên cia	Diret oria mérit o	ISA CTEE P	R\$ 253.3 00,16	R\$ 287.4 55,26	favor ável	23/02/ 2021	552
50	2021	982	12/04/2021	4850 0.000 759/2021	qued a de balão tripul ado	Recu rso ONS	SRT	ISA CTEE P	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el	23/02/ 2021	
51	2022	994	19/04/2022	4850 0.006	veget ação	Recu rso Supe	Diret oria	TAES A	R\$ 4.526. 516,57	R\$ 5.214.	desfa voráv el	09/12/ 2021	131

				225/2021		rinte ndên cia	mérit o			968,96			
52	2021	4.041	17/12/2021	4850 0.006 225/2021	veget ação	Recu rso ONS	SRT	TAES A	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
53	2023	1.249	16/05/2023	4850 0.000 363/2022	Terce iro - Sabot agem	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	Chesf	R\$ 1.038. 358,95	R\$ 1.136.1 91,25	desfa voráv el	20/01/ 2022	481
54	2022	1.447	31/05/2022	4850 0.000 363/2022	Terce iro - Sabot agem	Recu rso ONS	SRT	Chesf	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
55	2022	360	11/02/2022	4850 0.000 363/2022	Terce iro - Sabot agem	Medi da Caut elar	Diret oria caute lar	Chesf	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
56	2022	2.588	19/09/2022	4850 0.000 402/2022	Terce iro - Sabot agem	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	TAES A	R\$ 7.287. 000,00	R\$ 8.299. 456,24	desfa voráv el	21/01/ 2022	241
57	2022	408	10/02/2022	4850 0.000 402/2022	Terce iro - Sabot agem	Recu rso ONS	SRT	TAES A	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
58	2022	1.059	29/04/2022	4850 0.006 595/2021	qued a de balão	Recu rso Supe rinte	Diret oria mérit o	Furn as	R\$ 228.4 70,98	R\$ 263.21 9,86	favor ável	31/12/ 2021	119

						ndên cia							
59	2022	109	17/01/ 2022	4850 0.006 595/2 021	qued a de balão	Recu rso ONS	STD	Furn as	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
60	2023	4.613	06/12/ 2023	4850 0.000 426/2 022	falha do disju ntor	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	SISTE MA DE TRAN SMIS SÃO NOR DEST E S.A. - STN	R\$ 7.930. 539,3 5	R\$ 8.567. 509,2 3	desfa voráv el	25/01/ 2022	680
61	2022	2.328	24/08/ 2022	4850 0.000 426/2 022	falha do disju ntor	Recu rso ONS	SRT	SISTE MA DE TRAN SMIS SÃO NOR DEST E S.A. - STN	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
62	2022	1.123	12/05/ 2022	4850 0.000 426/2 022	falha do disju ntor	Medi da Caut elar	Diret oria caute lar	SISTE MA DE TRAN SMIS SÃO NOR DEST E S.A. - STN	valor no desp acho vincu lado		perd a de obje to		
63	2022	1.427	08/06/ 2022	4850 0.003 808/2 021	qued a de balão	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	TAES A	R\$ 127.91 2,31	R\$ 145.13 9,01	favor ável	05/08/ 2021	307

64	2021	2.401	10/08/2021	48500.003808/2021	queda de balão	Recursos	SRT	TAESA	valor no despacho vinculado		desfavorável		
65	2022	1.436	30/05/2022	48500.005305/2022	Terceiro - rede de distribuição	Recursos	SRT	ISACTEEP	R\$ 552.534,14	R\$ 629.893,84	desfavorável	19/05/2022	11
66	2023	1.099	02/05/2023	48500.005924/2020	Terceiro - Sabotagem	Recursos Superintendência	Diretoria mérito	Chesf	R\$ 649.192,17	R\$ 710.357,88	desfavorável	19/11/2020	894
67	2022	1.450	31/05/2022	48500.005924/2020	Terceiro - Sabotagem	Recursos	SRT	Chesf	valor no despacho vinculado		desfavorável		
68	2022	893	13/04/2022	48500.005924/2020	Terceiro - Sabotagem	Medida Cautelar	Diretoria cautelar	Chesf	valor no despacho vinculado		desfavorável		
69	2022	2.718	05/10/2022	48500.005596/2022	condições atmosféricas adversas	Recursos Superintendência	Diretoria mérito	TRIÂNGULO MINEIRO TRANSMISORA S.A. - TMT	R\$ 3.204.725,11	R\$ 3.660.606,88	desfavorável	06/06/2022	121
70	2022	1.697	27/06/2022	48500.005596/2022	condições atmosféricas	Recursos	SRT	TRIÂNGULO MINEIRO	valor no despacho		desfavorável		

					as adver sas			IRO TRAN SMIS SORA S.A. - TMT	vincu lado				
71	2022	393	15/02/ 2023	4850 0.005 596/2 022	condi ções atmo sféricas adver sas	pedid o de recon sider ação	Diret or- Geral	TRIÂ NGU LO MINE IRO TRAN SMIS SORA S.A. - TMT	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
72	2023	4.614	06/12/ 2023	4850 0.002 060/2 021	falha do disju ntor	Recu rso Supe rinten dência	Diret oria mérit o	Cemi g - GT	NA	NA	desfa voráv el	03/05 /2021	947
73	2021	1.410	20.05. 2021	4850 0.002 060/2 021	falha do disju ntor	Recu rso ONS	SRT	Cemi g - GT	NA		desfa voráv el		
74	2023	288	16/02/ 2023	4850 0.005 600/2 022	polui ção	Recu rso Supe rinten dência	Diret oria mérit o	ETEP	R\$ 9.315.1 05,54	R\$ 10.414 .500,9 6	desfa voráv el	06/06 /2022	255
75	2022	2.387	01/09 /2022	4850 0.005 600/2 022	polui ção	Recu rso ONS	SRT	ETEP	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
76	2023	1.317	23/05 /2023	4850 0.006 009/2 022	Terce iro - Sabot agem	Recu rso Supe rinten dência	Diret oria mérit o	Mata de Santa Gene bra Trans	R\$ 20.00 0.000 ,00	R\$ 21.88 4.363, 74	desfa voráv el	28/06 /2022	329

								missã o S.A					
77	2022	2.529	12/09/ 2022	4850 0.006 009/2 022	Terce iro - Sabot agem	Recu rso ONS	SRT	Mata de Santa Gene bra Trans missã o S.A	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
78	2023	3.074	06/09/ 2023	4850 0.003 098/2 021	Terce iro - Sabot agem	Recu rso Supe rinte ndên cia	Diret oria mérit o	Trans misso ra José Maria de Mace do de Eletri cidad e S.A. - JMM	R\$ 6.268. 325,8 6	R\$ 6.824. 751,3 0	desfa voráv el	25/06 /2021	803
79	2022	2.555	14/09/ 2022	4850 0.003 098/2 021	Terce iro - Sabot agem	Recu rso ONS	SRT	Trans misso ra José Maria de Mace do de Eletri cidad e S.A. - JMM	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
80	2022	1.125	12/05/ 2022	4850 0.003 098/2 021	Terce iro - Sabot agem	Medi da Caut elar	Diret oria caute lar	Trans misso ra José Maria de Mace do de Eletri cidad	valor no desp acho vincu lado		perd a de objeto		

								e S.A. - JMM					
81	2023	3.909	31/10/ 2023	4850 0.006 485/2 021	condi ções atmo sféric as adver sas	Recu rso Supe rinten dên cia	Diret oria mérit o	NBTE	R\$ 39.37 9.262, 98	R\$ 42.76 3.665, 41	desfa voráv el	27/12/ 2021	673
82	2023	16	05/01/ 2023	4850 0.006 485/2 021	condi ções atmo sféric as adver sas	Recu rso ONS	SRT	NBTE	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
83	2022	1.124	12/05/ 2022	4850 0.006 485/2 021	condi ções atmo sféric as adver sas	Medi da Caut elar	Diret oria caute lar	NBTE	valor no desp acho vincu lado		desfa voráv el		
84	2023	94	16/01/ 2023	4850 0.000 060/2 023	Terce iro - instal ação de estac as metál icas	Recu rso ONS	SRT	ISA CTEE P	R\$ 429.2 62,55	R\$ 482.4 68,75	desfa voráv el	05/01/ 2023	11
85	2023	1.191	10/05/ 2023	4850 0.005 520/2 022	qued a de balão	Recu rso Supe rinten dên cia	Diret oria mérit o	Mata de Santa Gene bra Trans missã o S.A	R\$ 25.00 0.000 ,00	R\$ 27.35 5.454, 67	desfa voráv el para mant er provi ment o parci al anteri or	31/05/ 2022	344

86	2023	164	07/02/2023	48500.005520/2022	queda de balão	Recurso ONS	SRT	Mata de Santa Genebra Transmissão S.A	valor no despacho vinculado		Parcial provimento	31/05/2022	
87	2023	1.467	06/06/2023	48500.000483/2023	Terceiro - Sabotagem	Recurso Superintendência	Diretoria mérito	Copel GeT	R\$ 1.963.115,69	R\$ 2.143.149,25	desfavorável	26/01/2023	131
88	2023	302	07/02/2023	48500.000483/2023	Terceiro - Sabotagem	Recurso ONS	SRT	Copel GeT	valor no despacho vinculado		desfavorável		
89	2023	363	27/02/2023	48500.000410/2023	Terceiro - seccionamento e proprietário do ativo	Recurso ONS	Diretoria mérito	MGE Transmissão de Energia S.A	R\$ 4.110.692,61	R\$ 4.595.848,32	favorável	24/01/2023	34
90	2024	3.600	29/11/2024	48500.001803/2023	condições atmosféricas adversas	Recurso ONS	SRT	Chesf	R\$ 12.154.634,57	R\$ 12.569.575,99	desfavorável	13/04/2023	596
91	2023	1.196	10/05/2023	48500.001803/2023	condições atmosféricas adversas	Medida Cautelar	Diretoria cautelar	Chesf	valor no despacho vinculado		desfavorável		

92	2023	1.466	02/06/2023	48500.000375/2022	condições atmosféricas adversas	Recurso Superintendência	Diretoria mérito	Chesf	R\$ 10.540.434,34	R\$ 11.507.077,29	desfavorável	21/01/2022	497
93	2022	2.388	01/09/2022	48500.000375/2022	condições atmosféricas adversas	Recurso SRT	SRT	Chesf	valor no despacho vinculado		desfavorável		
94	2022	892	13/04/2022	48500.000375/2022	condições atmosféricas adversas	Medida Cautelar	Diretoria cautelar	Chesf	valor no despacho vinculado		desfavorável		
95	2023	1.707	12/06/2023	48500.001567/2023	desligamento automático	Recurso SRT	SRT	Equatorial Transmissora 4 SPE S.A. – Equatorial	R\$ 38.486,60	R\$ 42.016,13	favorável	29/03/2023	75
96	2023	1.770	15/06/2023	48500.002550/2023	Terceiro - Sabotagem	Recurso SRT	SRT	Ribeirão Preto Transmissora de Energia S.A. – RPTE	R\$ 634.273,39	R\$ 692.441,38	desfavorável	18/05/2023	28
97	2023	1.991	26/06/2023	48500.003271/2023	falha do disjuntor	Recurso SRT	SRT	Vale do São Bartolomeu	R\$ 322.226,60	R\$ 351.777,38	desfavorável	19/06/2023	7

								Transmissora de Energia S.A. - VSB					
98	2024	3.404	18/11/2024	48500.002993/2023	gás inflamaável	Recurso Superintendência	Diretoria Mérito	EDP Transmissão Goiás S.A. – EDP Goiás	R\$ 2.574.998,47	R\$ 2.662.905,15	desfavorável	30/05/2023	538
99	2023	2.012	27.06.2023	48500.002993/2023	gás inflamaável	Recurso ONS	STD	EDP Transmissão Goiás S.A. – EDP Goiás	valor no despacho vinculado		desfavorável		
100	2023	2.616	07/08/2023	48500.003441/2023	condições atmosféricas adversas	Medida Cautelar	Diretoria Cautelar	Paraíba Transmissora de Energia S.A.	R\$ 7.557.100,49	R\$ 8.246.856,45	mérito pendente de julgamento		
101	2023	4.558	06/12/2023	48500.006222/2023	Terceiro - Sabotagem	Medida Cautelar	Diretoria Cautelar	Chesf	R\$ 6.024.621,41	R\$ 6.508.510,62	desfavorável	16/11/2023	20
102	2024	1.332	03/05/2024	48500.000316/2023	vegetação	Recurso Superintendência	Diretoria Mérito	CEEE -T	R\$ 504.544,71	R\$ 532.445,54	desfavorável	18/01/2023	471
103	2023	186	26/01/2023	48500.000316/2023	vegetação	Recurso ONS	SRT	CEEE -T	valor no despacho		desfavorável		

									vincu lado				
104	2025	2	13/01/ 2025	4850 0.904 134/2 024	subst ituçã o transf orma dor	Recu rso ONS	STD	Interli gaçã o Elétric a Ivaí S.A. – IE Ivaí	bloqu eado	NA	desfa voráv el	bloqu eado	

Fonte: Elaborado pela autora.



idn

idp

A ESCOLHA QUE
TRANSFORMA
O SEU CONHECIMENTO