

PONTIFÍCIA UNIVERSIDADE CATÓLICA DE SÃO PAULO
FACULDADE DE DIREITO

Roberto Meirelles Rodrigues de Miranda

O dever de ressarcimento do poder público aos geradores de energia elétrica em casos de
curtailment em usinas renováveis

SÃO PAULO

2025

Roberto Meirelles Rodrigues de Miranda

O dever de ressarcimento do poder público aos geradores de energia elétrica em casos de
curtailment em usinas renováveis

Trabalho de Conclusão de Curso apresentado à
faculdade de Direito da Pontifícia Universidade
Católica de São Paulo, como requisito parical à
finalização da graduação, sob a orientação do Prof.
Dr. Jacintho Silveira Dias de Arruda Câmara

SÃO PAULO

2025

AGRADECIMENTOS

À minha família, por ser meu conforto, ainda que distante, e por ter me sustentado, emocional e financeiramente, durante o período da graduação. Aos meus amigos e amigas de sala, pelo auxílio conjunto nos estudos e trabalhos e pela alegria recíproca nas conquistas pessoais. À faculdade, pelo corpo docente que me proporcionou uma formação excelente, além de ter uma estrutura para além da vida acadêmica – o esporte e a atlética – que me presenteou com companhias que serão para vida. Aos meus colegas de trabalho que me ensinaram o gosto de aprender sobre o setor elétrico e auxiliaram com a troca de conhecimentos para a elaboração desta monografia. E, especialmente, à minha irmã, Gabriela, por ser minha guia e segurança, e pelo incentivo nos meus desejos.

RESUMO

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) vivencia uma profunda transição impulsionada pela massiva inserção de fontes de energia renovável variável (FERVs), como eólica e solar, que, embora vitais para a descarbonização da matriz, impõem desafios técnicos e regulatórios ao Sistema Interligado Nacional (SIN). Este trabalho de conclusão de curso analisa o dever de ressarcimento do Poder Público aos agentes de geração de energia elétrica em face do *curtailment*, que consiste na ordem compulsória do Operador Nacional do Sistema (ONS) para a redução da produção de geração, o que promove prejuízos financeiros aos geradores. O problema se agrava devido à sobreoferta regional e à falha no planejamento da expansão da transmissão, o que leva o ONS a impor cortes de geração por razões de Confiabilidade (CNF) e Energética (ENE), os quais não preveem direito de compensação financeira pela regulamentação, as Resoluções Normativas da ANEEL nº 1.030/2022 e nº 1.073/2023, diferentemente das restrições por Indisponibilidade Externa (REL). O estudo investiga os fundamentos jurídicos da responsabilidade objetiva do Estado, defendendo que o *curtailment*, por ser um ato lícito praticado em prol da segurança sistêmica, mas que impõe um sacrifício patrimonial especial e anormal aos geradores, configura uma violação ao princípio constitucional da isonomia. A ausência de ressarcimento integral das perdas, tanto dano emergente e quanto lucros cessantes, compromete o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos dos geradores e a segurança jurídica do investimento em FERVs, exigindo que o ônus dessa segurança sistêmica seja repartido por toda a coletividade, e não absorvido apenas pelo agente prejudicado.

Palavras-chave: Setor Elétrico Brasileiro; energia renovável; ressarcimento; Poder Público; *curtailment*; prejuízos financeiros; responsabilidade objetiva.

ABSTRACT

The Brazilian Electricity Sector (SEB) is undergoing a profound transition driven by the massive introduction of variable renewable energy sources (FERVs), such as wind and solar, which, although vital for the decarbonization of the matrix, pose technical and regulatory challenges to the National Interconnected System (SIN). This final course project analyzes the government's duty to compensate electricity generation agents in the face of curtailment, which consists of a compulsory order by the National System Operator (ONS) to reduce generation production, causing financial losses to generators. The problem is exacerbated by regional oversupply and failure to plan for transmission expansion, which leads the ONS to impose generation cuts for reasons of Reliability (CNF) and Energy (ENE), which do not provide for the right to financial compensation under the regulations, ANEEL Normative Resolutions No. 1,030/2022 and No. 1,073/2023, unlike restrictions due to External Unavailability (REL). The study investigates the legal basis for the State's strict liability, arguing that curtailment, as a lawful act performed in the interest of systemic security but which imposes a special and abnormal financial sacrifice on generators, constitutes a violation of the constitutional principle of equality. The absence of full compensation for losses, both actual damages and lost profits, compromises the economic and financial balance of generators' contracts and the legal certainty of investment in FERVs, requiring that the burden of this systemic security be shared by the entire community and not absorbed solely by the injured party.

Keywords: Brazilian Electric Power Sector; renewable energy; compensation; Government; curtailment; financial losses; strict liability.

SUMÁRIO

1. Introdução.....	7
2. Fundamentos do setor elétrico brasileiro e a ascensão das fontes renováveis.....	8
2.1. Histórico e estrutura do setor elétrico brasileiro.....	8
2.1.1. Fases de desenvolvimento.....	8
2.2. Estrutura institucional.....	10
2.2.1. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE.....	10
2.2.2. Ministério de Minas e Energia – MME.....	11
2.2.3. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE.....	11
2.2.4. Empresa de Pesquisa Energética – EPE.....	11
2.2.5. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.....	12
2.2.6. Operador Nacional do Sistema – ONS.....	12
2.2.6.1. Agentes de transmissão.....	13
2.2.7. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.....	14
2.2.7.1. Agentes da CCEE.....	14
2.2.7.1.1. Agente de geração.....	14
2.2.7.1.2. Agentes de distribuição.....	15
2.2.7.1.3. Agentes de comercialização.....	16
2.3. Mercados de contratação.....	17
2.3.1. Ambiente de Contratação Regulado – ACR.....	17
2.3.2. Ambiente de Contratação Livre – ACL.....	18
2.4. A ascensão das Fontes Renováveis Variáveis (FERVs) e os fatores de conflito.....	18
2.4.1. Crescimento exponencial e concentração geográfica.....	19
2.4.2. Gargalos estruturais e a Curva do Pato.....	19
2.4.3. O risco regulatório: fim dos incentivos e a tensão no SIN.....	20
3. O fenômeno do <i>curtailment</i> e seus impactos econômicos.....	21
3.1. Conceito e hipóteses de ocorrência do <i>curtailment</i>	21
3.1.1. Definição.....	21
3.1.2. Causas técnicas.....	23
3.2. O <i>curtailment</i> no contexto regulatório e a ANEEL.....	25
3.2.1. Regulamentação específica.....	25
3.2.2. Objetivo da norma.....	26

3.3. Impactos financeiros para os geradores.....	26
3.3.1. Redução da receita e rentabilidade.	27
3.3.2. Impacto no Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.....	27
3.3.3. Custos operacionais e de contratos.....	28
3.4. Ressarcimento dos geradores por ESS.....	28
4. O regime jurídico do ressarcimento por ato lícito do Estado.....	30
4.1. Indenização versus ressarcimento e o dever do Poder Público.....	31
4.2. Responsabilidade objetiva e subjetiva do Estado.....	32
4.3. Responsabilidade civil do Estado.....	34
4.3.1. Fato antijurídico.....	35
4.3.2. Ato ilícito <i>versus</i> Ato lícito.....	35
4.3.3. Dano e dano indenizável.....	36
4.3.4. Responsabilidade por ato ilícito <i>versus</i> Responsabilidade por ato lícito.....	37
4.4. Responsabilidade administrativa do Estado: teoria e fundamentos.....	39
4.4.1. A caracterização do dano na ótica do <i>curtailment</i>	39
4.4.2. O dever de ressarcimento como garantia de investimento.....	39
5. Considerações finais.....	40
6. Referências bibliográficas.....	42

1. Introdução

O setor elétrico brasileiro, peça fundamental para o desenvolvimento do país, tem vivenciado uma profunda transformação impulsionada pela crescente inserção de fontes de energia renovável, em especial a eólica e a solar fotovoltaica. Essa expansão visa a diversificação da matriz energética, historicamente dependente da hidroeletricidade, e alinha-se aos imperativos de sustentabilidade global (SANTOS, 2015; BORGES, 2021). No entanto, a natureza variável dessas Fontes de Energia Renovável Variável (FERVs) impõe novos desafios operacionais ao Sistema Interligado Nacional (SIN) (BARBARESCO, 2025; FONTES, 2024).

Deste cenário surge o fenômeno central deste estudo que é o *curtailment*, o qual diz respeito à redução da geração de energia por usinas renováveis, seja por restrições operacionais da rede de transmissão ou distribuição, ou por questões de segurança sistêmica (FONTES, 2024). Tal prática, embora por vezes essencial à estabilidade do sistema, acarreta consequências econômicas diretas aos agentes de geração, configurando uma limitação do exercício do seu direito de produzir energia e impactando a rentabilidade dos empreendimentos (BARBARESCO, 2025).

Diante da complexidade regulatória do setor e da estruturação dos mercados de contratação — Ambiente de Contratação Regulado (ACR) e Ambiente de Contratação Livre (ACL) — (MAGALHÃES, 2009; LOPES, 2023), o presente trabalho se propõe a analisar o dever de ressarcimento do Poder Público aos geradores de energia elétrica nos casos de *curtailment* em usinas renováveis. O estudo busca, assim, investigar os fundamentos jurídicos da responsabilidade civil do Estado frente aos danos patrimoniais e lucros cessantes sofridos pelos geradores, uma vez que a determinação da redução de geração parte de agentes reguladores ou operadores do sistema (SANTOS, 2015).

Para alcançar esse objetivo, a pesquisa se desenvolverá em etapas que respeitam a organicidade temática. Inicialmente, serão apresentados os fundamentos do setor elétrico brasileiro, percorrendo seu histórico, as fases de desenvolvimento e a estrutura institucional que o rege, detalhando o papel de agentes cruciais como a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e o Operador Nacional do Sistema (ONS). Em seguida, será abordado o fenômeno do *curtailment*, buscando caracterizar seus impactos econômicos. Por fim, o foco será direcionado à análise do dever de ressarcimento do Poder Público, confrontando a ocorrência do *curtailment* com os pressupostos da responsabilidade civil do Estado no direito brasileiro.

2. Fundamentos do setor elétrico brasileiro e a ascensão das fontes renováveis

O setor de energia elétrica no Brasil é caracterizado por uma estrutura institucional complexa e por uma matriz energética única, predominantemente interligada e, historicamente, baseada em geração de hidrelétricas. Compreender essa arquitetura é essencial, pois o problema do *curtailment* não é apenas um evento técnico, mas sim a manifestação de um conflito de riscos inerente à transição de um sistema centralizado e despachável para um sistema diversificado e variável, pautado na legalidade e na supremacia do interesse público.

2.1. Histórico e estrutura do setor elétrico brasileiro

2.1.1. Fases de desenvolvimento

A trajetória do setor elétrico brasileiro pode ser dividida em grandes fases que refletem mudanças significativas na política e na estrutura de capital, culminando no Novo Modelo do Setor Elétrico.

A primeira grande fase, que compreende a primeira metade do século XX, é marcada pela criação de empresas – inclusive algumas ainda atuantes no mercado, como CPFL e CEMIG –, instalação das primeiras usinas e consolidação das leis do setor, tendo como principal marco o Código de Águas, promulgado por Getúlio Vargas, em 1934, que deu ao Estado o controle regulatório rigoroso sobre as concessões.

A segunda fase, que abarca as décadas de 50 a 80, tem como principal característica a consolidação e ascensão da participação do Estado no setor, isto é, o monopólio verticalizado estatal, de tal maneira que passou a assumir integralmente os riscos e os investimentos para garantir a expansão do suprimento. Nesse período houve grandes marcos, como a fundação da Central Elétrica de Furnas S.A., Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, Centrais Elétricas do Norte – ELETRONORTE, Centrais Elétricas do Sul – ELETROSUL, Empresas Nucleares Brasileiras S.A – NUCLEBRÁS.

Ademais, em 1984, a Usina Hidrelétrica Itaipu Binacional entrou em operação que, além de ter dado início à dedicação na exploração massiva e planejada do potencial hidrelétrico brasileiro, praticamente dobrou o potencial de geração do Brasil, visto que, naquele ano, a usina somou sozinha 14 megawatts ao sistema. Além disso, nos anos seguintes, também entrou em operação a Usina Termonuclear Brasileira – Angra I e foram criados o Programa Nacional de

Conservação de Energia Elétrica (PROCEL)¹ e a Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE)².

A terceira fase, com início na década de 90 e atualmente vigente – ainda que seja possível pensar numa possível quarta fase, dadas as recentes reformas que alteraram sobremaneira o setor, conforme será abordado –, impulsionada pelo Programa Nacional de Desestatização (PND)³ e pela urgente necessidade de atrair capital privado, esta fase buscou a desverticalização (*unbundling*) das atividades, separando geração, transmissão e distribuição, além de atribuir ao Estado um papel regulador do mercado.

A abertura legal do mercado de energia foi consolidada por leis como a Lei nº 8.987/95 (Lei de Concessões) e a Lei nº 9.074/95, que permitiram a entrada de capital privado nos segmentos de geração e distribuição e, sobretudo, criaram as bases para a livre comercialização de energia. Para gerir este novo ambiente, instituiu-se a regulação por agência, com a criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) em 1996, por meio da Lei nº 9.427/96, encarregada de regular e fiscalizar, e do Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) para a coordenação técnica da operação da transmissão de energia, conforme será melhor detalhado adiante.

Contudo, este modelo inicial demonstrou sua fragilidade com a Crise de 2001. A falta de planejamento de longo prazo, uma alocação de riscos desequilibrada e a excessiva dependência da fonte hidrelétrica levaram ao dramático racionamento de 2001, expondo a vulnerabilidade do sistema e resultando na paralisação do Mercado Atacadista de Energia.

Diante do colapso regulatório e operacional, o país avançou para uma reestruturação do mercado, também chamado de Novo Modelo do Setor Elétrico, com início por volta de 2004. Este novo arcabouço, estabelecido pela Lei nº 10.848/2004 e seus decretos, buscou corrigir as falhas anteriores, reintroduzindo a centralidade do planejamento estatal e uma nova lógica de

¹ O Procel é um programa do Governo Federal, criado em 1985 com o objetivo principal de promover a eficiência energética e combater o desperdício de energia elétrica no país. Coordenado pelo MME, o programa passou a ser executado pela Empresa Brasileira de Participações em Energia Nuclear e Binacional (ENBPar) a partir de julho de 2023, substituindo a Eletrobras na função de Secretaria Executiva.

² A Revisão Institucional do Setor Elétrico (REVISE), conduzida em 1988, representa um marco pioneiro na história do setor. Sob a influência de um contexto de pensamento liberal e da promulgação da Constituição Federal de 1988, a REVISE sinalizou a necessidade premente de injetar capital privado na infraestrutura elétrica, dando o impulso inicial às profundas reformas, desverticalizações e privatizações que se seguiram na década de 1990.

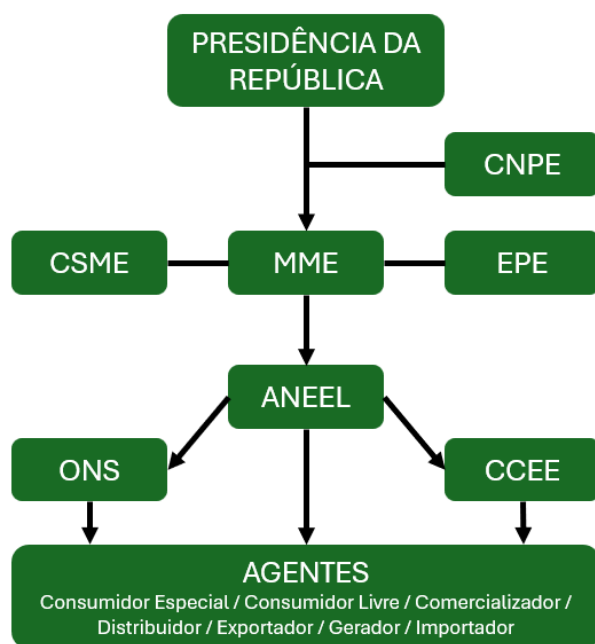
³ O Programa Nacional de Desestatização (PND) foi o principal motor da terceira fase de desenvolvimento do Setor Elétrico Brasileiro, com início na década de 90 e visando a atração de capital privado. Impulsionado pelo PND, o setor buscou a desverticalização (*unbundling*) das atividades, separando geração, transmissão e distribuição, e a transferência de ativos estatais para a iniciativa privada. Essa fase resultou na atribuição de um novo papel regulador ao Estado e na criação das bases para a livre comercialização de energia.

alocação de risco na contratação. Isso se manifestou no Planejamento Centralizado, com o fortalecimento do MME e a criação da Empresa de Pesquisa Energética (EPE) para realizar estudos de longo prazo. O foco passou a ser, no âmbito do Ambiente de Contratação Regulada (ACR), a contratação de energia de longo prazo por meio de leilões, mecanismo desenhado para garantir o equilíbrio econômico-financeiro dos investimentos e, por consequência, o suprimento do mercado cativo. Já no Ambiente de Contratação Livre (ACL), a participação dos agentes de geração para injetar energia no sistema recebeu incentivos, com a finalidade de também atrair investimentos e expandir a matriz elétrica brasileira.

2.2. Estrutura institucional

A governança do setor elétrico brasileiro é complexa, dividida entre formulação de políticas, planejamento, regulação e operação, sendo organizada da seguinte maneira:

Figura 1 – Organograma do Sistema Elétrico Brasileiro



Fonte: Autor.

2.2.1. Conselho Nacional de Política Energética – CNPE

O CNPE é o órgão de assessoramento superior do Presidente da República e atua na formulação de políticas e diretrizes nacionais de energia. Sua função transcende a esfera da eletricidade, abrangendo petróleo, gás e biocombustíveis. Sua importância para o tema deste trabalho reside na definição da matriz energética ideal, incluindo a determinação de metas para

a participação de fontes renováveis, como a eólica e a solar. É o CNPE que, em última instância, chancela as estratégias que culminam na sobreoferta e, conseqüentemente, no *curtailment*

2.2.2. Ministério de Minas e Energia – MME

O Ministério de Minas e Energia (MME) atua como o órgão setorial de cúpula, responsável por materializar as políticas de governo definidas pelo CNPE. Suas responsabilidades podem ser caracterizadas por duas principais. No campo do planejamento e outorga, o MME elabora instrumentos essenciais como o Plano Decenal de Expansão (PDE) e o Programa de Expansão da Transmissão (PET), os quais têm o objetivo de identificar gargalos futuros e as obras necessárias para a infraestrutura do setor. Além disso, o MME é quem outorga as concessões e autorizações para a instalação de novos empreendimentos de geração e transmissão.

No âmbito da discussão aqui trazida, vale ainda mencionar que o Ministério também detém a responsabilidade primária pelo planejamento da expansão da transmissão. Assim, a assincronia observada entre a rápida instalação de usinas geradoras renováveis e a lenta implantação das linhas de transmissão necessárias para o escoamento dessa energia é, tecnicamente, uma falha de planejamento do MME. Essa falha se manifesta operacionalmente no setor como o *curtailment*, evidenciado pelos cortes de geração por Razão de Indisponibilidade Externa (REL) e Razão de Confiabilidade (CNF).

2.2.3. Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE

Criado em 2004, o CMSE é o órgão de acompanhamento e segurança do suprimento. É responsável por monitorar continuamente o desempenho do Sistema Interligado Nacional (SIN), avaliar a segurança eletroenergética e identificar os riscos de desabastecimento ou instabilidade. Em caso de risco iminente, propõe medidas preventivas ou corretivas ao MME. O CMSE atua na supervisão da estabilidade que o Operador Nacional de Sistemas (ONS) é incumbido de manter.

2.2.4. Empresa de Pesquisa Energética – EPE

A EPE, agência de inteligência e planejamento vinculada ao MME, é a responsável por fornecer os estudos e dados técnicos que fundamentam as decisões de longo prazo do setor. No âmbito de suas atividades, a EPE realiza estudos de viabilidade, incluindo inventários técnicos e ambientais de projetos de geração e transmissão. Além disso, a agência auxilia na elaboração

das projeções essenciais para o planejamento no âmbito do PDE, que projeta o crescimento da demanda e detalha a expansão necessária da matriz elétrica, incluindo os volumes de FERVs.

A precisão e a tempestividade dos modelos de projeção de crescimento da EPE são vitais, pois são eles que informam o MME sobre a expansão necessária da rede de transmissão. Conseqüentemente, a falha em dimensionar corretamente essa expansão acarreta gargalos estruturais, configurando uma contribuição direta do risco de planejamento que se manifesta, posteriormente, como *curtailment* no sistema.

2.2.5. Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), instituída pela Lei nº 9.427/1996⁴, constitui o pilar da segurança jurídica e regulatória do setor elétrico, sendo a agência responsável tanto pela regulação e fiscalização quanto pela crucial alocação de risco. Em suas funções de regulação, a ANEEL estabelece tarifas, define a qualidade dos serviços e fiscaliza o cumprimento dos contratos de concessão e as regras operacionais do ONS e da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE).

É importante ressaltar a função da ANEEL quanto à alocação formal do risco de *curtailment*, tendo em vista que é ela quem define o regime de ressarcimento pela restrição de operação quando por REL, também chamada de *constrained-off*, por meio de suas Resoluções Normativas, notadamente a REN nº 1.030/2022 e a REN nº 1.073/2023. Ao editar essas normas, a ANEEL delimita o escopo do debate jurídico referente ao tema, estabelecendo as hipóteses de *curtailment*, conforme será melhor elaborado no capítulo seguinte.

2.2.6. Operador Nacional do Sistema – ONS

O ONS, criado pela Lei nº 9.648/98 e sob a fiscalização direta da ANEEL, é a entidade técnica e operacional do SIN, tanto é quem tem competência para emitir os Pareceres de Acesso que dão o direito de conectar à Rede Básica e às Demais Instalações de Transmissão (DITs). Embora constituído como pessoa jurídica de direito privado, o ONS exerce a função pública essencial de coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão em tempo real. Sua responsabilidade primária é manter o equilíbrio dinâmico entre geração e carga, zelando pelos limites operacionais do sistema, considerando os critérios de frequência, tensão

⁴ Institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências.

e estabilidade, de modo a garantir a segurança sistêmica e a otimização eletroenergética, em estrita observância aos Procedimentos de Rede⁵.

Com a finalidade de executar as atividades de sua competência, o ONS deve gerenciar os limites físicos impostos pelos agentes de transmissão que detém e mantém a Rede Básica, sendo esta composta pelas instalações de transmissão integrantes do SIN, e as DITs. Uma vez que a remuneração das transmissoras é fixa e regulada pela ANEEL, a capacidade física e a confiabilidade de seus ativos tornam-se fatores limitantes que o ONS é obrigado a considerar, sendo o ponto de estrangulamento que, frequentemente, o força a determinar as restrições de operação, sendo estas feitas diretamente do ONS ao agente gerador específico.

2.2.6.1. Agentes de transmissão

As transmissoras são concessionárias de serviço público essenciais, responsáveis pela operação e manutenção da Rede Básica e das DITs. No setor elétrico, a transmissão é caracterizada como um monopólio natural, e, por isso, sua remuneração é fixa e estritamente regulada pela ANEEL, não dependendo do volume de energia transportada. Esse modelo define que a capacidade física e a confiabilidade dos seus ativos são os limites operacionais que o sistema deve respeitar. É justamente em função destes limites de segurança baseados na frequência e na tensão, além de, sobretudo, da capacidade física de transmissão.

A relação das transmissoras com os demais agentes do setor elétrico é mediada por contratos que garantem o acesso à Rede Básica e a liquidação dos custos de transporte. Tanto os geradores quanto as distribuidoras e os consumidores livres, incluindo os especiais, são obrigados a celebrar o Contrato de Uso do Sistema de Transmissão (CUST), formalizando o direito de acesso e uso da rede de transmissão, isto é, para fins de recebimento físico da energia. O gerador, em particular, também necessita do Contrato de Conexão ao Sistema de Transmissão (CCT) para formalizar os aspectos técnicos de sua ligação à rede. Os agentes que acessam a Rede Básica pagam a Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST), que é um custo regulado e necessário para o transporte da energia. Por outro lado, os comercializadores não estão sujeitos à celebração desses contratos, pois não possuem ativos de geração ou de consumo, atuando apenas na esfera contratual de compra e venda de energia no mercado.

⁵ Os Procedimentos de Rede consistem nas regras e diretrizes técnicas estabelecidas pelo ONS, com a finalidade de coordenar e controlar a operação das instalações de geração e transmissão em tempo real. O ONS deve zelar pelos limites operacionais do SIN em estrita observância a esses procedimentos, que definem os critérios de frequência, tensão e estabilidade para garantir a segurança sistêmica e a otimização eletroenergética. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/procedimentos-de-rede/vigentes>

2.2.7. Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

A CCEE, criada pela Lei nº 10.848/2004⁶ – que também dispõe sobre a comercialização de energia elétrica, sendo um marco regulatório relevante –, atua como a gestora dos contratos de compra e venda de energia firmados do mercado de energia e possui a responsabilidade central de registrar as transações realizadas pelos agentes, a fim de garantir que a quantidade energia gerada fisicamente injetada no SIN seja liquidada contratualmente.

Essa função se materializa no cálculo do Preço de Liquidação de Diferenças (PLD), que representa o preço marginal da energia no Mercado de Curto Prazo (MCP)⁷, utilizado para contabilizar as diferenças entre a energia contratada e a energia efetivamente gerada ou consumida pelos agentes. Em outras palavras, o que ocorre é que a energia gerada fisicamente nem sempre é liquidada nos contratos, isso em razão de um agente gerador ou um consumidor não gerar e consumir, respectivamente, a quantidade de energia contratada. Assim, seja qual for o caso, o gerador ou consumidor deverá liquidar o excedente ou o déficit no MCP, o qual é regulado pelo PLD.

No contexto do tema deste trabalho, a CCEE é vital, pois ela operacionaliza o ressarcimento do *curtailment* causado por REL através do Encargo de Serviço do Sistema (ESS), conforme as regras estabelecidas pela ANEEL, o instrumento financeiro pelo qual a compensação ao gerador é efetivamente materializada, quando aplicável nos termos da legislação atualmente vigente.

2.2.7.1. Agentes da CCEE

O Mercado de Energia é um mercado de agentes, e as regras da CCEE definem a alocação de risco contratual e financeiro.

2.2.7.1.1. Agente de geração

⁶ Art. 4º Fica autorizada a criação da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, sob autorização do Poder Concedente e regulação e fiscalização pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, com a finalidade de viabilizar a comercialização de energia elétrica de que trata esta Lei.

⁷ O PLD representa o preço *spot* do MCP. O cálculo do PLD é realizado com base no custo marginal da produção de curto prazo no sistema. Esse preço não é determinado pelas expectativas dos agentes de mercado (oferta e demanda), mas sim por um despacho centralizado e otimizado das usinas, que visa minimizar os custos de operação do sistema. Inclui-se neste cálculo a quantidade de energia hidrelétrica necessária utilizada para manter o equilíbrio do sistema, tendo em vista a forte base hídrica da matriz elétrica brasileira. Todavia, a incerteza hidrológica faz o PLD ser altamente volátil, mas com limites de piso e teto, sendo tipicamente baixo em longos períodos e elevado em curtos períodos, refletindo as condições de despacho e a disponibilidade de recursos.

O agente de geração é o responsável pela produção de energia elétrica e por fornecer o lastro físico ao sistema, sendo o detentor dos ativos, além de ter que vender contratualmente a energia. Ademais, o papel do gerador, que pode ser classificado como concessionário, Produtor Independente de Energia (PIE) ou autoprodutor, é pautado pela garantia física outorgada, que serve como o limite de sua capacidade de comercialização (SAUER, 2002).

A expansão da capacidade de geração no Brasil, marcada pela Transição Energética, transformou o perfil deste agente. Historicamente, o gerador era sinônimo de grandes empreendimentos hidráulicos, cujo risco principal era o hidrológico, ou seja, seca ou pouca quantidade. Com a adoção de políticas de incentivo, como o Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia (PROINFA)⁸ e os leilões de fontes alternativas, houve uma maciça entrada de FERVs, notadamente eólica e solar (FADIGAS, 2025).

Nesse sentido, a energia eólica, em particular, é uma das fontes renováveis mais promissoras, mas sua natureza intermitente implica que a geração é incontrolável e depende diretamente da velocidade e da direção dos ventos, desafiando a previsibilidade e a operação do sistema (FADIGAS, 2025). Da mesma forma, a energia solar fotovoltaica transforma a luz solar em eletricidade por meio do efeito fotovoltaico em células semicondutoras de silício (OLIVEIRA et al., 2025). Embora o recurso solar seja relativamente previsível, sua geração é restrita ao período diurno e altamente concentrada, culminando na Curva do Pato, conforme adiante elaborado, e sobreoferta em horários específicos (BARBARESCO, 2025).

A função do gerador de FERVs, neste contexto de *curtailment*, é vital e de alto risco. Primeiro, o gerador é quem sofre o sacrifício patrimonial primário causado pela ordem de restrição operacional do ONS (BARBARESCO, 2025). Segundo, o dano se materializa na obrigação de liquidar a energia não injetada no SIN, devendo liquidar no MCP uma quantidade não calculada. Terceiro, o gerador tem sido o principal vetor da expansão matriz renovável, e a sustentabilidade de seus investimentos está diretamente ligada à recuperação de capital frente a esses sacrifícios extraordinários (FONTES, 2024).

2.2.7.1.2. Agentes de distribuição

⁸ O PROINFA é um programa do Governo Federal criado para aumentar a participação de empreendimentos de geração de energia elétrica a partir de fontes renováveis, como eólica, Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) e termelétricas que utilizam biomassa como combustível. O programa garante aos participantes o benefício da contratação de energia pela ELETROBRÁS por um prazo de 20 anos. O PROINFA é classificado como um encargo setorial e o seu custo, no caso dos consumidores do Ambiente de Contratação Livre (ACL), é cobrado por meio das Tarifas de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão (TUSD e TUST).

Os agentes de distribuição são as empresas concessionárias que detêm o monopólio geográfico e suprem o mercado cativo, prestando o serviço público de fornecimento aos consumidores finais (OLIVEIRA et al., 2024), através de uma infraestrutura de distribuição conectada ao SIN, para fins de recebimento da energia injetada no sistema, e da compra e venda de energia firmada com o gerador.

No modelo institucional, a distribuidora atua estritamente no ACR, sendo legalmente obrigada a contratar 100% da sua demanda por meio de leilões (LOPES, 2023). Isto significa dizer que a distribuidora não possui liberdade de escolha do fornecedor, o que minimiza seu risco de suprimento.

Do ponto de vista técnico, a distribuidora é o elo final do sistema, recebendo a energia de alta tensão e reduzindo-a para o consumo (OLIVEIRA et al., 2024). O dever constitucional da distribuidora é manter o serviço adequado, contínuo e com modicidade tarifária (MELLO, 2012).

No esquema de ressarcimento por *curtailment*, a distribuidora é uma das principais pagadoras do Encargo de Serviço do Sistema (ESS), sendo a fonte de recursos para compensar os geradores, um custo que, em última análise, é repassado ao consumidor cativo.

2.2.7.1.3. Agentes de comercialização

O agente de comercialização atua como o intermediário do mercado. Esta categoria inclui os comercializadores, que compram e vendem energia, e os consumidores livres/especiais, que demandam energia, de modo que atuam predominantemente no ACL, onde a premissa é a livre negociação de preços e volumes (LOPES, 2023).

Para o comercializador, o risco de *curtailment* não é operacional, haja vista que ele não tem a usina, mas sim contratual e financeiro. Sua exposição está diretamente ligada aos Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) firmados com geradores e consumidores. A fim de esclarecer, se um comercializador compra de um gerador que sofre *curtailment*, ele falha na entrega de energia ao consumidor e precisa liquidar a diferença no MCP ao PLD, tendo em vista que uma das funções do comercializador é agregar flexibilidade, gerenciar o risco e encontrar o melhor preço para seus clientes (LOPES, 2023).

Nesse sentido, a recente expansão do ACL para consumidores de alta tensão⁹ reforça a relevância deste agente como um vetor de eficiência e competitividade, embora sua atuação esteja restrita ao ambiente competitivo, sem o respaldo do serviço público (SAUER, 2002).

2.3. Mercados de contratação

O Novo Modelo do Setor Elétrico, estabelecido após a crise de 2001, definiu a coexistência de dois ambientes distintos para a contratação de energia elétrica, com o propósito de balancear a segurança do suprimento para o consumidor cativo com a eficiência e a flexibilidade da livre negociação (MAGALHÃES, 2009). Essa distinção fundamental na comercialização serve, essencialmente, para otimizar a alocação do risco de suprimento e de investimento no setor (SANTOS, 2015).

2.3.1. Ambiente de Contratação Regulado – ACR

O ACR constitui o segmento de mercado estruturado com a finalidade precípua de garantir a prestação do serviço público de energia elétrica. Sua atuação dedica-se exclusivamente ao atendimento dos consumidores cativos, ou seja, aqueles que não possuem a prerrogativa legal de escolher livremente seu fornecedor de energia (MAGALHÃES, 2009).

A contratação, neste ambiente, é caracterizada pela centralização e compulsoriedade, sendo operacionalizada por intermédio de leilões públicos de longo prazo, tipicamente denominados A-3, A-5¹⁰, e outros, com horizontes temporais que frequentemente se estendem por quinze a trinta anos (SANTOS, 2015). O propósito fundamental desses certames é assegurar o suprimento futuro a um preço justo e competitivo, em estrita observância ao princípio constitucional da modicidade tarifária (BORGES, 2021), sendo, normalmente, a menor tarifa o critério de escolha primordial nos leilões do ACR, com a finalidade de cobrar menos dos consumidores.

⁹ A abertura para a inclusão de mais agentes como consumidores livres no ACL é um processo de flexibilização que começou a ser estabelecido na década de 1990. Inicialmente, o mercado livre era restrito a consumidores com carga superior a 10 MW e tensão acima de 69 kV. Posteriormente, este limite foi reduzido para 3 MW, e a categoria de Consumidor Especial foi criada, permitindo a migração de consumidores com carga acima de 500 kW, desde que adquirissem energia de fontes incentivadas. A expansão mais recente, e significativa, foi viabilizada pela Portaria MME nº 50/2022, que permitiu que qualquer unidade consumidora atendida em alta tensão (Grupo A) migrasse para o ACL, independentemente do seu nível de demanda contratada. Essa medida impulsiona a competição e visa aumentar a eficiência e previsibilidade para os consumidores.

¹⁰ Os leilões de geração são o principal mecanismo para a contratação de energia no ACR, visando garantir o suprimento do mercado cativo. Coordenados pela CCEE sob diretrizes do MME e ANEEL, eles contratam energia nova, normalmente mediante A-5 e A-3, com 5 e 3 anos de antecedência, respectivamente, e energia existente (A-1), utilizando a menor tarifa como critério de seleção da melhor proposta, em observância à modicidade tarifária.

Os instrumentos contratuais resultantes são padronizados e denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR). Para o gerador que tem sua operação regida pelo ACR, a ocorrência de *curtailment* sem a devida compensação, ou com compensação considerada incompleta, atinge diretamente o equilíbrio econômico-financeiro da outorga, visto que o empreendimento foi desenvolvido e financiado com base em uma garantia física outorgada e integralmente contratada, o que implica em um alto custo de oportunidade da restrição operacional (BARBARESCO, 2025).

2.3.2. Ambiente de Contratação Livre – ACL

Em contraposição ao regime do ACR, o ACL é demarcado pelo princípio da livre negociação entre as partes (LOPES, 2023). Este mercado engloba geradores, comercializadores e uma categoria em expansão de consumidores, notadamente os consumidores livres e especiais (LOPES, 2023). A recente expansão regulatória do ACL tem facilitado a migração de consumidores de alta tensão (Grupo A), os quais adquirem a prerrogativa de negociar bilateralmente o preço, o prazo e o volume da energia elétrica (MAGALHÃES, 2009). Tal dinâmica promove maior eficiência, competitividade e previsibilidade para os consumidores.

Os principais instrumentos contratuais utilizados neste mercado são os Contratos de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE) ou *Power Purchase Agreements* (PPAs), cujas cláusulas são livremente pactuadas entre as partes (MAGALHÃES, 2009). No ACL, a alocação do risco de *curtailment* é definida pelas disposições contratuais dos referidos instrumentos. Quando o gerador assume o risco de produção, a restrição compulsória da operação, imposta pelo ONS, o obriga a efetuar a aquisição da energia não entregue no MCP, pelo PLD (BARBARESCO, 2025). Tal exposição ao PLD, reitera-se, gera um risco financeiro considerável, especialmente em um cenário de preços de curto prazo historicamente altos em períodos de escassez hídrica ou baixo despacho de térmicas (MORETTI, 2024).

2.4. A ascensão das Fontes Renováveis Variáveis e os fatores de conflito

A rápida e maciça inserção das FERVs, com destaque para a eólica e a solar, estabeleceu-se como o principal fator catalisador para a concretização e a intensificação do problema do *curtailment* no SIN (FONTES, 2024). Embora esta transição seja crucial para o cumprimento das metas de descarbonização e para a diversificação da matriz energética, ela impõe desafios técnicos e tensões regulatórias substanciais à infraestrutura de transmissão e à coordenação operacional.

2.4.1. Crescimento exponencial e concentração geográfica

O setor de energia renovável no Brasil tem sido marcado por um crescimento exponencial, especialmente na última década, impulsionado por incentivos regulatórios e pela acentuada redução dos custos das tecnologias eólica e solar (BARBARESCO, 2025). A título de ilustração, a capacidade instalada de usinas solares centralizadas e distribuídas apresentou um notável crescimento de aproximadamente 363% e a energia eólica expandiu-se em 86% no período entre 2019 e 2023 (FONTES, 2024). A Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)¹¹ também seguiu essa tendência de expansão, ultrapassando 26 GW de potência instalada até o ano de 2023 (FONTES, 2024).

Entretanto, o que agrava a questão do *curtailment* é a concentração geográfica dessa nova capacidade de geração. A maioria da expansão eólica e solar está localizada em regiões dotadas de recursos ideais para a produção, notadamente a região Nordeste, em estados como Bahia e Rio Grande do Norte (MORETTI, 2024). Embora essa concentração seja tecnicamente eficiente para a produção, ela exerce uma pressão crítica sobre a capacidade da infraestrutura de transmissão, tornando o escoamento da energia o principal fator limitante, fator este que, consoante à REN 1.030/2022, não prevê a possibilidade de compensação financeira aos geradores.

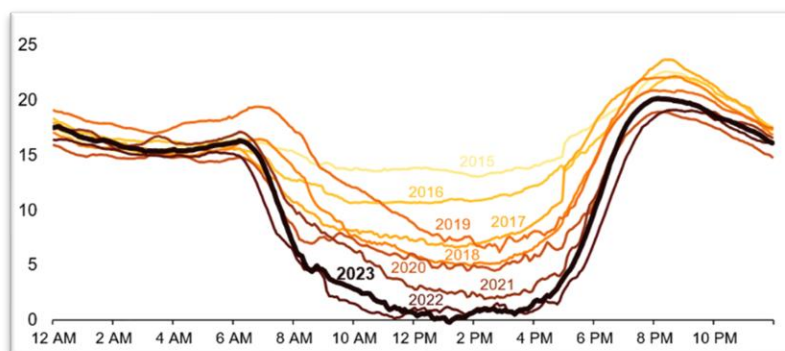
2.4.2. Gargalos estruturais e a Curva do Pato

A causa fundamental dos gargalos estruturais que resultam no *curtailment* reside no descompasso entre a velocidade de instalação da capacidade de geração e a lentidão no reforço e na expansão da infraestrutura de transmissão (BARBARESCO, 2025). Enquanto a construção de um empreendimento eólico ou solar pode ser finalizada em um período de um a dois anos, a implantação de linhas de transmissão de alta tensão e subestações de grande porte, devido à complexidade de licenciamento ambiental, desapropriações e execução de obras, demanda um horizonte temporal de quatro a seis anos (BARBARESCO, 2025). Esse lapso temporal de planejamento, inerente ao ciclo de atuação do MME e da EPE, culmina em uma sobreoferta regional que excede a capacidade de escoamento da Rede Básica, sobretudo nos eixos de interconexão mais críticos, como o Nordeste-Sudeste (FONTES, 2024).

¹¹ A MMGD refere-se à geração de energia elétrica em pequena escala, predominantemente por meio de sistemas fotovoltaicos instalados em telhados de residências e estabelecimentos comerciais e industriais. A expansão desta causa uma redução significativa na carga líquida percebida pelo sistema e contribuindo para o excesso de oferta, o que pode levar à necessidade de *curtailment* na geração centralizada.

Um fenômeno técnico derivado dessa expansão, especialmente da geração solar, é o surgimento da Curva do Pato (*Duck Curve*). Essa curva ilustra o perfil de carga líquida (demanda total menos geração solar) que apresenta uma forte depressão no horário de pico solar (meio-dia), devido à massiva injeção de energia fotovoltaica. Ao entardecer, com a rápida diminuição da irradiação solar, a geração despencando, forçando uma rampa de subida extremamente íngreme de outras fontes despacháveis, como as hidrelétricas ou térmicas, para suprir a demanda. O excedente de geração diurna que não pode ser absorvido pela carga local, representado pela parte inferior da curva, é uma causa direta da restrição de operação por Razão Energética (ENE), sendo uma manifestação clara de que o sistema de transmissão e a flexibilidade operacional não conseguem gerenciar o volume de energia gerado (BARBARESCO, 2025; MORETTI, 2024).

Figura 2 – Curva do Pato



Fonte: Poder 360¹².

2.4.3. O risco regulatório: fim dos incentivos e a tensão no SIN

O arcabouço regulatório contribuiu significativamente para o risco de *curtailment* e para a tensão no SIN, principalmente por meio de alterações nas políticas de incentivos. A Lei nº 14.120/2021 estabeleceu o fim gradual dos descontos na Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) para novos empreendimentos incentivados (LOPES, 2023). A remoção desse subsídio, que constituía um fator de sustentabilidade econômica para muitos projetos de FERVs, em conjunto com a persistência do risco operacional de *curtailment* sem compensação integral, transfere aos investidores privados a responsabilidade pela absorção de perdas substanciais de receita (LOPES, 2023). O cerne do problema jurídico-econômico reside no fato de que o *curtailment*, embora seja um ato lícito executado pelo ONS e tecnicamente

¹² Disponível em <https://www.poder360.com.br/opiniao/as-termicas-sao-o-suporte-para-a-confiabilidade-do-sistema-eletrico/>

imprescindível para a segurança sistêmica, acarreta um sacrifício patrimonial especial e desproporcional aos geradores (BARBARESCO, 2025).

3. O fenômeno do *curtailment* e seus impactos econômicos

O *curtailment* emergiu de um desafio operacional residual para um problema estrutural e financeiro que ameaça a continuidade da atratividade dos investimentos FERVs no Brasil (ONS, 2025). Longe de ser um evento acidental, a restrição compulsória da geração é um ato lícito e necessário do Estado para garantir a segurança SIN, mas que impõe um sacrifício patrimonial cada vez mais oneroso aos agentes do setor, sobretudo aos geradores e aos consumidores finais (BARBARESCO, 2025).

O motivo principal da discussão sobre os cortes reside na materialidade das perdas, ou seja, o volume de energia não aproveitada no SIN devido às restrições de despacho que cresceram de forma expressiva nos últimos anos. Exemplo disso se demonstra no volume total de *curtailment* no SIN que atingiu a marca de 12.911 GWh, em 2024 (ONS, 2025), o que demonstra que o fenômeno se consolidou como uma das principais fragilidades do atual modelo de expansão do setor elétrico.

3.1. Conceito e hipóteses de ocorrência do *curtailment*

A compreensão do *curtailment* demanda a distinção entre a necessidade técnica da intervenção e a classificação regulatória da sua motivação, que é o que determina a alocação de risco e a possibilidade de compensação.

3.1.1. Definição

O termo *curtailment* é tecnicamente traduzido na regulação brasileira como restrição de operação por *constrained-off*. A Resolução Normativa ANEEL nº 1.030, de 2022¹³, consolidada e alterada pela REN nº 1.073, de 2023, define-o como a redução da produção de energia por centrais geradoras, eólicas ou fotovoltaicas, decorrente de uma ordem imperativa do Operador

¹³ Art. 13. Para efeitos deste Título, eventos de restrição de operação por Constrained-off são definidos como a redução da produção de energia por usinas eólicas despachadas centralizadamente ou usinas/conjuntos de usinas eólicas considerados na programação, decorrente de comando do ONS, que tenham sido originados externamente às instalações das respectivas usinas.

§ 1º Considera-se instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas, as instalações de transmissão classificadas como Rede Básica e Demais Instalações de Transmissão – DITs no âmbito da distribuição.

§ 2º Não se considera instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas aquelas de uso exclusivo ou compartilhado do gerador, sob sua gestão ou de terceiros.

Nacional do Sistema Elétrico, cuja causa deve ser originada externamente às instalações da usina (ANEEL, 2022; ANEEL, 2023). Esta definição estabelece o marco jurídico do problema, pois o ato de não gerar é uma intervenção determinada pelo ONS, entidade regulada pela ANEEL, e executada em nome da segurança sistêmica e da supremacia do interesse público. A determinação de que a causa seja externa, isto é, localizada na Rede Básica ou nas DITs, é o que, em tese, desonera o gerador da responsabilidade e abre o caminho para o debate sobre o ressarcimento (BARBARESCO, 2025).

Recentemente, foi aprovada nas duas Casas Legislativas a Medida Provisória 1.304/2025¹⁴ – no momento de desenvolvimento deste trabalho, a MP está sob análise do Presidente de República para sanção ou veto –, a qual trouxe relevantes alterações no setor. Uma delas, importante precedente para uma reestruturação do setor, é referente ao direito dos geradores fotovoltaicos e eólicos com Parecer de Acesso do ONS de ser ressarcido dos valores de *curtailment* por razões de indisponibilidade e de confiabilidade, conforme se observa:

Art. 1º-B. O titular de usina com outorga de geração de energia eólica ou solar fotovoltaica conectada ao SIN fará jus, mediante termo de compromisso firmado com o Poder Concedente, a compensação destinada à cobertura dos custos relativos à indisponibilidade externa e ao atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica da operação, desde 1º de setembro de 2023 e até a entrada em vigor deste dispositivo.

[...] § 3º O ONS deverá apurar, nos termos deste artigo, os montantes dos cortes de geração a serem compensados e enviá-los à CCEE.

§ 4º A CCEE deverá calcular os ressarcimentos, com atualização dos valores pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), apurado e divulgado pela Fundação Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), ou do índice que vier a substituí-lo, desde a data do evento de corte de geração até a data de seu efetivo pagamento.

§ 5º Os valores correspondentes aos ressarcimentos devidos e ainda não liquidados, inclusive, se necessário, de períodos futuros, por agentes de geração eólica e solar fotovoltaica em Contratos de Energia de Reserva (CER) e em Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR), na modalidade disponibilidade, serão destinados, nos termos de regulamentação do Poder Concedente, ao pagamento da compensação de que trata este artigo

Esta MP, no *caput* do artigo 1º-B, traz uma inovação quanto à garantia dos geradores de fazerem jus à compensação pelo *curtailment* por razões de confiabilidade no sistema,

¹⁴ Moderniza o marco regulatório do setor elétrico para promover a modicidade tarifária e a segurança energética, estabelece as diretrizes para a regulamentação da atividade de armazenamento de energia elétrica, prevê medidas para facilitar a comercialização do gás natural da União, cria incentivo para sistemas de armazenamento de energia em baterias, altera a Lei nº 8.429, de 2 de junho de 1992, a Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, a Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, a Lei nº 9.433, de 8 de janeiro de 1997, a Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, a Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, a Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, a Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, a Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004, a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, a 11.488, de 15 de junho de 2007, a Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a Lei nº 12.304, de 2 de agosto de 2010, a Lei nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010, a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, a Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2015, a Lei nº 14.182, de 12 de julho de 2021, a Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022, a Lei nº 14.990, de 27 de setembro de 2024, a Lei nº 15.190, de 8 de agosto de 2025, e Lei nº 15.235, de 8 de outubro de 2025, e dá outras providências.

hipótese que, atualmente, pelas Resoluções Normativas da ANEEL, não há previsão. Ademais, a MP utiliza, corretamente, o termo “ressarcimento”, nos parágrafos 4º e 5º do mesmo artigo, o que não se verifica na atual regulamentação do tema, para designar o valor a ser calculado pelo prejuízo financeiro dos geradores decorrente de um ato lícito do ONS.

3.1.2. Causas técnicas

O ONS classifica as restrições operativas em três categorias fundamentais, sendo esta a métrica que define a alocação do custo financeiro do *curtailment*¹⁵. A forma pela qual o operador o faz é mediante notificação via o sistema SINAPSE com uma ordem compulsória para que usinas geradoras, nominalmente notificadas, diminuam ou interrompam a produção de energia. A ordem é emitida e executada em tempo real, mesmo quando há disponibilidade de recurso primário – a fonte de geração da usina – e capacidade na usina para gerar mais.

A primeira delas, o *curtailment* por Razão de Indisponibilidade Externa (REL), também conhecida somente por *constrained-off*, é o tipo mais direto e menos controverso, ocorrendo quando a restrição é causada por falhas, manutenções ou indisponibilidades em ativos de transmissão externos à usina. Exemplos incluem o desligamento forçado de uma linha de transmissão ou a manutenção programada de um transformador que limita o escoamento físico. Esta é a única categoria que, pela legislação vigente à época deste estudo, isto é, ainda não considerando a sanção da MP 1.304/2025, confere ao gerador o direito à compensação financeira via Encargos de Serviços do Sistema (ESS)¹⁶.

Vale o destaque que a determinação pelo ONS de interrupção da geração por REL não gera automaticamente o direito do gerador em receber a compensação pelo prejuízo financeiro suportado. A REN 1.030/2022 estabelece que, para as usinas eólicas, o ONS é o responsável por calcular a restrição, de tal forma que somente é aplicável o ressarcimento caso a restrição

¹⁵ Art. 14. O ONS deverá classificar os eventos de restrição de operação por Constrained-off de usinas ou conjuntos de usinas eólicas de acordo com sua motivação em:

I - Razão de indisponibilidade externa: motivados por indisponibilidades em instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13.

II - Razão de atendimento a requisitos de confiabilidade elétrica: motivados por razões de confiabilidade elétrica dos equipamentos pertencentes a instalações externas às respectivas usinas ou conjuntos de usinas conforme definições do art. 13 e que não tenham origem em indisponibilidades dos respectivos equipamentos.

III - Razão energética: motivados pela impossibilidade de alocação de geração de energia na carga.

¹⁶ O ESS se destina à recuperação dos custos incorridos pelos geradores na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema. Ademais, inclui o pagamento aos geradores dos custos com restrições de operação, prestação de serviços auxiliares e segurança energética, sendo rateado entre os agentes de consumo. Toda a regulação tarifária visa a observar o princípio constitucional da modicidade tarifária, que busca o menor custo possível da energia para o consumidor.

exceda os limites temporais mínimos estabelecidos de 78 horas/ano, conforme se verifica na redação da REN 1.030/2022:

Art. 15. O ONS deverá calcular a referência de geração de energia decorrente de evento de restrição de operação por Constrained-off das usinas ou conjuntos de usinas eólioeleétricas, classificado como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, a par da curva de produtividade da usina eólioeleétrica, que relaciona a potência de saída da usina e a velocidade do vento.

Art. 16. Os pagamentos dos montantes financeiros relativos aos eventos de restrição de operação por Constrained-off das usinas ou conjunto de usinas eólioeleétricas, classificados como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, serão realizados por meio de Encargo de Serviço de Sistema – ESS pela CCEE de acordo com os seguintes critérios:

[...] § 2º O pagamento de ESS é devido somente nas situações em que a soma dos tempos, acumulados desde o início do ano civil, de restrição de operação por Constrained-off da respectiva usina ou conjunto de usinas eólioeleétricas, classificada como razão de indisponibilidade externa, conforme inciso I do art. 14, superar 78h (setenta e oito horas).

Nesse mesmo sentido, nos termos da REN 1.073/2023, a restrição para as centrais fotovoltaicas só é compensada caso a REL supere 30,5 horas/ano. Veja-se:

Art. 20-D Os pagamentos dos montantes financeiros relativos aos eventos de restrição de operação por constrained-off das Centrais Geradoras Fotovoltaicas ou conjunto de Centrais Geradoras Fotovoltaicas, classificados como razão de indisponibilidade externa, conforme o inciso I do art. 20-B, serão realizados por meio de Encargo de Serviço do Sistema – ESS pela CCEE de acordo com os seguintes critérios:

[...] § 2º O pagamento de ESS é devido somente nas situações em que a soma dos tempos, acumulados desde o início do ano civil, de restrição de operação por constrained-off da respectiva Central Geradora Fotovoltaica ou conjunto de Centrais Geradoras Fotovoltaicas, classificada como razão de indisponibilidade externa, conforme o inciso I do art. 20-B, superar 30 horas e 30 minutos.

A segunda, a Restrição por Requisitos de Confiabilidade Elétrica do Sistema (CNF), é uma medida preventiva aplicada pelo ONS para manter as margens de segurança e a estabilidade do SIN (ONS, 2025). Essa restrição não é causada por uma falha, mas sim pela necessidade de evitar que, em caso de uma contingência, o sistema entre em colapso. A CNF manifesta-se por restrições dinâmicas, como a discrepância entre o desempenho real das FERVs e seus modelos de simulação, o que forçou o ONS a adotar um modelo mais conservador e restritivo após o blecaute de agosto de 2023 (ONS, 2023; ONS, 2025), e por restrições estáticas, para evitar o atingimento de limites térmicos ou de tensão em equipamentos da Rede Básica em cenários de contingência (OLIVEIRA et al., 2024). Juridicamente, a CNF é classicamente classificada como um risco de negócio e não é compensada (ANEEL, 2022), o que intensifica o problema financeiro para os geradores (FONTES, 2024), mas que, se aprovada a Medida Provisória 1.304/2025, também será uma hipótese de *curtailment* com direito de ressarcimento ao gerador.

A terceira, a Restrição por Razão Energética (ENE), ocorre por excesso de oferta de geração em relação à demanda líquida do SIN, mesmo que a transmissão e a confiabilidade estejam preservadas. Isso significa que o volume de energia gerada excede a capacidade de transmissão do sistema, forçando o corte da produção (ONS, 2025). A ENE é um sintoma da falha de planejamento na expansão da infraestrutura e da falta de flexibilidade para absorver a intermitência das fontes (BARBARESCO, 2025). O conjunto da (i) abertura do mercado e dos incentivos à instalação de fontes renováveis de geração – o que promoveu um aumento significativo de parques eólicos e solares –; e (ii) a expansão massiva da MMGD, majoritariamente solar, que reduz a carga líquida do SIN drasticamente durante o dia, criando o fenômeno do ora mencionado Curva do Pato (U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, 2024; SILVA, 2023), força o corte da produção centralizada por ENE para manter o equilíbrio (ONS, 2024; BARBARESCO, 2025). As projeções feitas pelo ONS é que a ENE se torne o fator dominante de *curtailment* nos próximos anos, superando os cortes por CNF, o que intensifica o problema financeiro para os geradores (ONS, 2025).

3.2. O *curtailment* no contexto regulatório e a ANEEL

A ANEEL, como principal agente regulador, é a responsável por traduzir o evento físico de restrição de operação em normas de conduta e alocação de custo. Seu papel é crucial, atuando como árbitro entre o interesse individual do agente gerador e o imperativo de segurança de um sistema elétrico de porte continental, sob a perspectiva do interesse público. A agência estabelece o marco legal que define o que é considerado risco de negócio do empreendedor (não compensável) e o que é risco do sistema (potencialmente compensável).

3.2.1. Regulamentação específica

O tratamento regulatório do *curtailment* para usinas eólicas e solares é consolidado na REN ANEEL nº 1.030/2022, alterada pela REN nº 1.073/2023 (ANEEL, 2022; ANEEL, 2023), que estabelecem critérios específicos para a compensação em casos de REL, baseados na curva de produtividade da usina e no limite de horas de restrição acumuladas. Para as usinas eólicas, o ressarcimento é devido em casos de REL, se a restrição acumulada exceder 78 horas/ano (ANEEL, 2022), e para as usinas fotovoltaicas, a compensação é devida em casos de REL, se a restrição acumulada exceder 30 horas e 30 minutos/ano (ANEEL, 2023). A energia não gerada em ambos os casos é calculada com base na curva de produtividade da usina (vento *versus* potência ou irradiação *versus* potência) (ANEEL, 2022; ANEEL, 2023).

3.2.2. Objetivo da norma

O objetivo primário da regulamentação é equilibrar a segurança sistêmica com a viabilidade econômica do investimento em renováveis. A norma legitima o ato lícito do ONS de restringir a geração quando necessário, garantindo que o interesse coletivo – sob a perspectiva de manter a estabilidade do SIN – prevaleça sobre o interesse individual do gerador sob o viés de resultar na produção máxima (BARBARESCO, 2025). Ao mesmo tempo, ao compensar perdas causadas por falhas da rede de transmissão (REL), a norma sinaliza a proteção do Estado contra riscos não inerentes à tecnologia da usina, mantendo a confiança dos investidores no equilíbrio econômico-financeiro dos projetos.

Contudo, a decisão de não compensar CNF e ENE é o cerne do conflito. Se o *curtailment* for causado por falha no planejamento da transmissão, isso é, se a gestão do MME e da EPE não viabilizar os meios para a implantação de transmissoras, e não pela falta de recurso primário, o ônus imposto ao gerador deve ser revisto sob a ótica da responsabilidade objetiva do Estado por ato lícito, exigindo o ressarcimento do sacrifício especial (BARBARESCO, 2025).

Em paralelo, visando a mitigação dos danos, as empresas buscam soluções regulatórias, como a criação de mecanismos que permitam o rateio do custo da restrição com a MMGD e a Geração Distribuída, que atualmente não estão sujeitas à ordem de corte, mas contribuem para o excesso de oferta (ONS, 2025).

Neste diapasão, a EPE, em seus estudos, tem buscado soluções para o *curtailment* mediante usinas híbridas (eólica + solar) e armazenamento por baterias (BESS). A Empresa identificou que a combinação de fontes em um mesmo ponto de conexão, ou seja, usinas associadas, pode reduzir a restrição por ENE ao otimizar o uso da capacidade de transmissão, aproveitando a complementaridade horária da geração (EPE, 2017; EPE, 2019). No entanto, essas soluções ainda enfrentam barreiras regulatórias e de custo, mas podem representar uma alternativa para a gestão do risco energético (ROCHA, 2022; DENHOLM; MAI, 2018).

3.3. Impactos financeiros para os geradores

O impacto financeiro do *curtailment* transcende a simples perda de MWh, atingindo o custo de oportunidade, a rentabilidade contratual e a previsibilidade do fluxo de caixa do empreendimento.

3.3.1. Redução da receita e rentabilidade

A restrição de geração resulta em uma perda dupla de receita. Primeiro, o gerador perde a receita da venda da energia que foi cortada, seja em um CCEAR ou um Contrato de Compra e Venda de Energia (CCVEE) no ACL. Segundo, ele ainda deve arcar com os custos fixos da operação (O&M, serviço da dívida) e com os encargos de uso da rede (TUST/TUSD) sobre a capacidade instalada, mesmo sem ter injetado a energia correspondente.

Sobre este ponto, significa dizer que o ônus imposto ao agente de geração de FERVs decorre de uma tripla incidência de custos que não são mitigados pelo *curtailment*. Primeiramente, o gerador deve honrar os custos fixos (OPEX e CAPEX) do empreendimento – por exemplo serviços de dívida no âmbito de financiamento do investimento e os gastos de operação e manutenção, os quais são devidos independentemente da produção de energia (ROCHA, 2022). Em segundo lugar, o gerador continua obrigado a pagar os encargos regulatórios de uso da rede, notadamente a TUST e/ou a TUSD, que incidem sobre a capacidade instalada/contratada da usina, e não sobre o volume de energia efetivamente injetado. Por fim, há o custo de oportunidade e de liquidação, isso significa que ao sofrer o corte, o gerador falha na entrega da energia previamente vendida por CCEAR e/ou CCVEE e é obrigado a comprar o volume faltante no MCP, liquidando-o ao PLD. Este último custo transforma a restrição operacional em uma exposição financeira direta e volátil, agravando a perda de receita (MORETTI, 2024).

Em 2024, a restrição de geração causou prejuízos de quase R\$ 1 bilhão apenas para empresas associadas da ABSolar e ABEEólica (RODRIGUES, 2024), demonstrando que essa perda de receita não compensada, nos casos de confiabilidade e de razão energética – e por indisponibilidade, quando não preenchidos os requisitos das Resoluções Normativas 1.030/2022 e 1.073/2023 –, diminui a taxa de retorno do projeto e compromete o seu equilíbrio econômico-financeiro (FONTES, 2024). A ausência de compensação para a maior parte dos cortes leva o gerador a absorver o custo integral dessa exposição (HENRIOT, 2015), além de ter sua rentabilidade afetada pelo volume de energia que o gerador deve comprar no Mercado de Curto Prazo (MCP) (MORETTI, 2024).

3.3.2. Impacto no Preço de Liquidação das Diferenças – PLD

O PLD é o preço horário que quantifica o dano financeiro do *curtailment*. A volatilidade do PLD é um risco inerente ao sistema, mas o problema é agravado pelo risco de descolamento (PLD Split) entre os submercados, especialmente entre Nordeste (NE) e Sudeste/Centro-Oeste

(SE/CO) (ONS, 2023a)¹⁷. Geradores com ativos no Nordeste, mas que vendem contratos no qual o preço de referência é o PLD Sudeste, sendo uma prática comum no mercado, sofrem um custo de oportunidade significativo, pois liquidam sua produção (déficit) a um preço baixo (PLD NE) enquanto sua venda em tese deveria seguir um preço mais alto. Esse efeito é uma das principais fontes de exposição financeira dos grandes players de geração (MORETTI, 2024).

3.3.3. Custos operacionais e de contratos

O *curtailment* gera custos operacionais e riscos contratuais adicionais que o gerador deve gerir. O não cumprimento das obrigações de entrega de energia prevista nos CCEARs ou CCVEEs pode acionar multas e penalidades contratuais, exigindo que o gerador negocie ativamente com o comprador. A alocação do risco no CCVEE é crucial: se o risco for do gerador, ele absorve integralmente a penalidade. Além disso, a manutenção de custos fixos de operação (O&M, serviço da dívida) continua, mesmo com a redução da produção, o que dilui a receita e pressiona o EEF.

Para mitigar as perdas por *curtailment*, o armazenamento por baterias (BESS) surge como um vetor de flexibilidade, permitindo absorver o excesso de energia em momentos de sobreoferta e injetá-la quando a demanda é alta, reduzindo o *curtailment* (EPE, 2017; ONS, 2025). As usinas híbridas (eólica + solar) também são vistas como uma estratégia para otimizar o uso do sistema de transmissão e reduzir o risco de ENE, aproveitando a complementaridade das fontes (EPE, 2019; MORETTI, 2024). A Resposta da Demanda também se consolida como uma ferramenta eficaz para evitar o *curtailment* por ENE, ao permitir que o ONS module o consumo em vez de cortar a geração (SOUTO, 2024).

3.4. Ressarcimento dos geradores por ESS

A estrutura do sistema elétrico, mediante a regulação da ANEEL, prevê a possibilidade de compensar o gerador, por meio da modicidade tarifária dos contratos das distribuidoras. A cadeia de custos do sistema do ACR transfere, em última instância, os ônus do *curtailment* para os consumidores cativos. Isso em razão do setor elétrico se interligar da seguinte maneira.

¹⁷ O Preço de Liquidação das Diferenças (PLD) de submercado é o preço spot do Mercado de Curto Prazo (MCP) calculado de forma diferenciada entre as regiões do Sistema Interligado Nacional (SIN). O PLD de cada submercado (Norte, Nordeste, Sudeste/Centro-Oeste e Sul) reflete a existência de restrições no sistema de transmissão entre essas áreas de mercado. Quando há gargalos ou limitações na capacidade de intercâmbio de energia entre os submercados, pode ocorrer o fenômeno de descolamento de preços (PLD Split), onde o PLD pode ser diferente entre as regiões, afetando a exposição financeira dos agentes, especialmente aqueles com ativos no Nordeste.

Num primeiro plano, o agente gerador e a distribuidora firmam os contratos necessários para que haja a comercialização da energia – sendo esta relação regulada pela CCEE, posto que trata-se de uma energia contratual – e a entrega física de fato entre o ponto de geração com a rede de distribuição – relação esta regulada pela ANEEL que define as regras e tarifas para o uso da infraestrutura. No que tange à comercialização, os dois agentes firmam a compra e venda de energia mediante Contrato de Comercialização de Energia Elétrica no Ambiente Regulado (CCEAR), cuja função é formalizar a transação da energia gerada. A celebração desses contratos é obrigatória para as distribuidoras, que devem adquirir energia por meio de leilões ACR. Desta forma, o CCEAR garante à distribuidora a segurança no suprimento e assegura a receita ao gerador que venceu os leilões.

Em paralelo, no âmbito físico da entrega da energia, o gerador firma o Contrato de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD) que garante o direito ao acesso e ao uso da rede da distribuidora, permitindo ao gerador injetar e transportar sua energia. Neste contexto, o Montante de Uso do Sistema de Distribuição (MUSD) representa o valor de potência, medido em megawatts (MW), que o gerador contrata com a distribuidora, estabelecendo o limite máximo de injeção que ele pode realizar no sistema. O pagamento por esse uso é feito através da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD), que é um custo para o agente de geração. Complementarmente, o Contrato de Conexão ao Sistema de Distribuição (CCD) estabelece as condições técnicas para a conexão física das instalações de geração à rede da distribuidora. A finalidade do CCD é garantir que a conexão e o início da injeção de energia na rede sigam os padrões de segurança e as normas da ANEEL.

Num segundo plano, tem-se a relação da distribuidora com as comercializadoras e/ou com os consumidores finais do mercado regulado, isto é, majoritariamente a população. Esta fundamenta-se sob a ótica e natureza jurídica de direito público, em razão de se tratar da prestação de serviço público de energia¹⁸. Nesta relação é firmado o Contrato de Fornecimento ou Prestação de Serviço, que garante ao consumidor cativo a prestação do serviço público de energia elétrica de forma adequada e contínua. A distribuidora detém o monopólio geográfico, e os consumidores cativos – que envolve o setor residencial, comercial e industrial de pequeno porte que não se qualificam para o Mercado Livre (ACL) – são obrigados a ser supridos exclusivamente por ela. O pagamento pelo fornecimento de energia elétrica é feito por meio de

¹⁸ Art. 21. Compete à União:

[...] XII - explorar, diretamente ou mediante autorização, concessão ou permissão:

[...] b) os serviços e instalações de energia elétrica e o aproveitamento energético dos cursos de água, em articulação com os Estados onde se situam os potenciais hidroenergéticos;

tarifas reguladas, que são definidas pela ANEEL. A tarifa que o consumidor paga é composta pelo custo da energia em si, a Tarifa de Energia, e pelo custo de uso da rede de distribuição, a TUSD.

Além disso, a Tarifa de Energia engloba diversos encargos setoriais, como a CDE e o PROINFA, e tributos, que são repassados ao consumidor final. Dentre esses encargos está o Encargo de Serviço do Sistema (ESS), que se destina à recuperação dos custos incorridos pelos geradores na manutenção da confiabilidade e da estabilidade do sistema. O ESS inclui o pagamento aos geradores dos custos com restrições de operação, prestação de serviços ancilares e segurança energética, sendo rateado entre os agentes de consumo. Toda a regulação tarifária visa a observar o princípio constitucional da modicidade tarifária, que busca o menor custo possível da energia para o consumidor.

Neste ponto, percebe-se que o mecanismo de ressarcimento previsto pelas Resoluções Normativas da ANEEL para o *curtailment* exclusivamente por razão de indisponibilidade elétrica é o ESS (ANEEL, 2022; ANEEL, 2023), este encargo é um custo do sistema elétrico que visa custear a operação e os serviços ancilares, sendo rateado entre os agentes de consumo, principalmente as distribuidoras, que adquirem energia para entregar ao mercado cativo (BARBARESCO, 2025).

Quando um gerador de FERV é afetado pelo *curtailment* e preenche os requisitos temporais e volumétricos da regulamentação, o valor de sua perda, isto é, o volume não injetado, é pago pela CCEE e transformado em ESS. Esse custo, por sua natureza, não é absorvido pelas distribuidoras, mas sim repassado integralmente para as tarifas cobradas dos consumidores cativos. Portanto, embora o consumidor comum não tenha consumido mais energia, a sua conta de luz é acrescida desse ESS para cobrir o prejuízo do gerador, materializando o princípio da isonomia na prática (BARBARESCO, 2025).

A ANEEL determina que a distribuidora, ao atuar no ACR, deve buscar a modicidade tarifária e contratar energia pelo menor custo possível (LOPES, 2023). No entanto, o ESS é um custo “não gerenciável” pela distribuidora e é, por regra, repassado ao consumidor.

4. O regime jurídico do ressarcimento por ato lícito do Estado

O fenômeno do *curtailment*, analisado nos termos das restrições operativas impostas pelo Estado, transfere o problema do campo da engenharia e da regulação para o do Direito Administrativo. A questão central passa a ser a análise da viabilidade de ressarcimento ao

agente de geração, considerando o contexto de sacrifício imposto a um particular em prol da segurança e do interesse coletivo.

Outrossim, embora a ANEEL tenha buscado endereçar a questão com a edição das RENs 1.030/2022 e 1.073/2023, que estabelecem procedimentos para apuração e pagamento da restrição de operação para usinas eólicas e solares, respectivamente (ANEEL, 2022; ANEEL, 2023), o debate central permanece focado na integralidade do ressarcimento. A ausência de compensação plena levanta discussões sobre o princípio constitucional da vedação ao confisco e, principalmente, sobre a responsabilidade objetiva do Estado, que impõe a reparação do dano quando o sacrifício individual é exigido em prol do interesse coletivo (BARBARESCO, 2025).

Neste sentido, o não ressarcimento destes danos decorrentes de atos lícitos de intervenção configura uma manifestação da teoria do risco administrativo, onde a Administração Pública, visando o atendimento ao princípio do interesse público, impõe uma carga desproporcional a um particular.

No contexto do setor elétrico, a doutrina do Direito Administrativo exige que o ônus extraordinário do gerador seja suportado por toda a coletividade. A recusa em ressarcir o *curtailment* por Razão Energética (ENE) ou por Requisitos de Confiabilidade (CNF), sob a justificativa de que são riscos inerentes ao negócio de geração, ignora que o dano é, na verdade, causado por uma falha estrutural do sistema, sobretudo no que tange ao planejamento da rede de transmissão, e concretizado por uma ordem imperativa do ONS, que é uma entidade da Administração Indireta.

Sendo assim, a reparação integral do dano patrimonial não apenas garante o princípio da isonomia, evitando que o gerador arque sozinho com os custos de um benefício público, mas também é vital para a segurança jurídica e a atratividade do investimento em fontes renováveis, pilar da Transição Energética.

4.1. Indenização *versus* ressarcimento e o dever do Poder Público

Para fins de avaliação da viabilidade de ressarcimento pelo Poder Público, faz-se necessária esta ressalva e explicação do uso da doutrina aqui adotada. Muito embora termos diferentes sejam utilizados com significações diferentes, ao passo que um mesmo termo pode ter mais de uma significação a ele atribuída, vale seguir a premissa de que no Direito as coisas têm o sentido que a elas é estipulado a depender do caso concreto, somado a uma fundamentação compatível, obviamente. Nesse sentido, antes de adentrar às discussões relacionadas à responsabilidade, civil e administrativa, do Estado, atos lícitos e ilícitos, danos

e danos indenizáveis, deve-se considerar a terminologia do ressarcimento no Direito Administrativo sob a perspectiva de reparação de um dano por ato lícito do Poder Público.

Embora os termos indenização e ressarcimento sejam frequentemente utilizados como sinônimos no linguajar comum, no Direito Administrativo eles podem ser diferenciados. A indenização é o termo mais amplo e genérico, geralmente associado à reparação de um dano decorrente de um ato ilícito, seja ele culposos ou doloso, buscando recompor o status quo ante (MELLO, 2024). Por outro lado, o ressarcimento é o termo mais adequado e preciso para a reparação de um prejuízo resultante de um ato lícito, legal e necessário do Estado, no qual o Poder Público deve ressarcir o particular pelo sacrifício imposto, sem que haja qualquer ilicitude na conduta (DI PIETRO, 2023).

Em paralelo, sob a ótica da responsabilidade civil, genericamente, o ressarcimento visa eliminar os efeitos patrimoniais nocivos, buscando restabelecer a situação em que o sujeito se encontrava antes do dano (JUSTEN FILHO, 2021). Para tanto, é necessário que o ato do Estado tenha causado um dano indenizável e deve corresponder à lesão a um direito da vítima, isto é, representar ofensa a interesse ou vantagem usufruída – o que permite distinguir, portanto, entre dano meramente econômico e dano jurídico (DAL POZZO; ROCHA, 2024).

Em suma, a questão central que se pretende nesta explicação é apontar que no contexto da determinação da redução e/ou interrupção da geração de energia pelo ONS aos agentes geradores, o Poder Público está atuando em conformidade com a legislação aplicável, isto é, as Resoluções Normativas nº 1.030/2022 e 1.073/2023, além justificar o ato como atendimento ao interesse público e salvaguarda da estabilidade do SIN. Contudo, ainda se verifica o dano patrimonial e jurídico dos geradores que respinga em toda a cadeia do setor elétrico. Sendo assim, justifica-se o uso do termo “ressarcimento” e da significação a ele atribuída, e não da indenização, posto que a o *curtailment* é um ato lícito. Tanto é correta a utilização do termo que a Medida Provisória 1.304/2025 se vale dele ao indicar que “[a] CCEE deverá calcular os ressarcimentos”, além de “[o]s valores correspondentes aos ressarcimentos devidos e ainda não liquidados” serão direcionados ao pagamento da compensação da ordem do ONS.

4.2. Responsabilidade objetiva e subjetiva do Estado

A evolução da responsabilidade do Estado, como indica a doutrina majoritária, caminhou de um princípio inicial de irresponsabilidade para a adoção da responsabilidade objetiva, sobretudo nos casos de conduta comissiva (DI PIETRO, 2023; MELLO, 2024). A responsabilidade subjetiva, por sua vez, exige a comprovação da culpa ou dolo do agente, sendo

hoje reservada principalmente para os casos de danos causados por omissão estatal, onde a culpa se manifesta como a “falta do serviço” (*faute du service*).

A responsabilidade objetiva é a regra geral no direito brasileiro, conforme o art. 37, § 6º, da Constituição Federal¹⁹, e adota a Teoria do Risco Administrativo. Essa teoria exige a comprovação do dano, donexo causal e da conduta comissiva ou omissiva do agente público – seja pessoa jurídica de direito público, ou de direito privado na função de prestadoras de serviços públicos (DI PIETRO, 2023; MELLO, 2024) –, mas dispensa a investigação da culpa (MELLO, 2024). Celso Antônio Bandeira de Mello (2024) é taxativo ao afirmar a distinção:

Responsabilidade objetiva é a obrigação de indenizar que incumbe alguém em razão de um procedimento lícito ou ilícito que produziu uma lesão na esfera juridicamente protegida de outrem. Para configurá-la, basta, pois, a mera relação causal entre o comportamento e o dano. (MELLO, 2024, p. 876).

A adoção desta teoria objetiva no direito brasileiro demonstra um avanço notável na proteção dos direitos individuais e patrimoniais frente à atuação do Poder Público, removendo a necessidade de o lesado comprovar a culpa ou dolo do agente, focando-se apenas no resultado danoso e no nexocausal, bem como a necessidade de reparar ao estado das coisas antes da ocorrência do dano (MELLO, 2024).

Nesse sentido, a doutrina clássica define a extensão desse dever de reparação, sendo essencial a compreensão da amplitude da responsabilidade estatal. Celso Antônio Bandeira de Mello (2024) sintetiza a responsabilidade extracontratual do Estado como a obrigação de reparar danos, decorrentes tanto de atos lícitos quanto ilícitos, conforme se observa:

Entende-se por responsabilidade extracontratual do Estado a obrigação que lhe incumbe de reparar economicamente os danos lesivos à esfera juridicamente garantida de outrem e que lhe sejam imputáveis em decorrência de comportamentos unilaterais, lícitos ou ilícitos, comissivos ou omissivos, materiais ou jurídicos. (MELLO, 2024, p. 867).

Para configurar a responsabilidade objetiva, portanto, basta a mera relação causal entre o comportamento do agente e o dano, conforme ressalta o mesmo autor. Veja que é utilizado o termo “indenizar” como gênero de dever de reparação dos danos causados, posto que abarca atos lícitos e ilícitos.

A responsabilidade subjetiva do Estado, por outro lado, exige a comprovação da culpa (*faute*) ou do dolo do agente ou do serviço (DI PIETRO, 2023). O caso mais clássico de

¹⁹ Art. 37. A administração pública direta e indireta de qualquer dos Poderes da União, dos Estados, do Distrito Federal e dos Municípios obedecerá aos princípios de legalidade, impessoalidade, moralidade, publicidade e eficiência e, também, ao seguinte:

[...] § 6º As pessoas jurídicas de direito público e as de direito privado prestadoras de serviços públicos responderão pelos danos que seus agentes, nessa qualidade, causarem a terceiros, assegurado o direito de regresso contra o responsável nos casos de dolo ou culpa.

responsabilidade subjetiva é o da omissão estatal, onde o dano não é causado diretamente pelo Estado, mas é resultado da ausência, mau funcionamento ou atraso do serviço que o Estado tinha o dever legal de prestar (MELLO, 2024). Para que o Estado seja responsabilizado por omissão, deve-se provar que sua conduta esteve abaixo do padrão de diligência exigível, o que configura a culpa ou dolo.

Apesar da distinção entre objetiva e subjetiva, é evidente que o ato lícito que gera dano, como o *curtailment*, é enquadrado pela Teoria do Risco Administrativo dentro da responsabilidade objetiva, mas com um fundamento peculiar: o princípio da igualdade (MELLO, 2024). Quando o Estado atua lícitamente em benefício da coletividade, mas impõe um ônus especial e anormal a um particular, ele deve ressarcir esse dano para garantir a equânime repartição dos encargos sociais. A doutrina entende que, se o Estado se beneficia da segurança do SIN, com a finalidade de preservar o interesse coletivo pela ordem de *curtailment*, o custo dessa segurança, isto é, o prejuízo do gerador, não pode ser suportado apenas pelo agente (JUSTEN FILHO, 2021). Nesse mesmo sentido se posiciona Silvio Luís Ferreira da Rocha (2013):

No caso de dano provocado por comportamento administrativo lícito, o dano deve ser especial isto é, recair sobre pessoa determinada, e não sobre a coletividade genérica ou abstrata de pessoas, e anormal, isto é, que supere os pequenos agravos patrimoniais inerentes ao convívio social.

Concomitantemente à discussão de responsabilidade objetiva e subjetiva, é possível analisar a esfera da responsabilidade conforme sua natureza jurídica e respectivo regime jurídico aplicável, de modo a avaliar os limites da responsabilidade civil e administrativa com a finalidade, inclusive, de conceituar os elementos que fazem parte deste instituto e configurar a existência do dano, mesmo que em decorrência de um ato lícito.

4.3. Responsabilidade civil do Estado

As esferas civil e administrativa possuem naturezas jurídicas diferentes, porque e por conta da aplicação de regimes jurídicos distintos, o que não impede de atuarem cumulativamente diante de um mesmo fato jurídico. Situação esta que ver-se-á ser aplicável neste contexto de *curtailment*, já que embora a responsabilidade do Estado seja regida pela Teoria do Risco Administrativo, a mensuração e a reparação do prejuízo, ou seja, o dano, se enquadram na esfera civilista, pois buscam o ressarcimento patrimonial do lesado.

Dado isto, a responsabilidade civil é entendida, conforme Augusto Neves Dal Pozzo e Silvio Luís Ferreira da Rocha (2024), como o instituo jurídico que cria para alguém, presentes determinados pressupostos, a obrigação de indenizar outro pelos danos pessoais e patrimoniais

causados por ato próprio. Neste diapasão, é necessário compreender os pressupostos da responsabilidade civil.

4.3.1. Fato antijurídico

O fato antijurídico é um pressuposto fundamental para a responsabilidade civil, sendo definido como um fato contrário ao que está prescrito pelo ordenamento jurídico (DAL POZZO; ROCHA, 2024). A contrariedade ao Direito pode decorrer de um ato humano — comissivo (ação) ou omissivo (não agir) — ou de um fato da natureza. No entanto, o conceito de antijuridicidade é matizado pelo próprio ordenamento.

O ato humano, para ser antijurídico, requer voluntariedade e contrariedade ao Direito, ou seja, a violação de uma norma jurídica (DAL POZZO; ROCHA, 2024). Contudo, há atos que, embora causem dano, são escusados ou legitimados pelo Direito, como é o caso de atos praticados em legítima defesa, no exercício regular de um direito ou em estado de necessidade (DAL POZZO; ROCHA, 2024). Estas duas últimas hipóteses são particularmente relevantes para o *curtailment*, pois a ordem do ONS, embora cause um dano, é uma concretização de uma permissão do ordenamento jurídico sem configurar ato ilícito, além de poder ser visto sob a perspectiva de ser um ato praticado em estado de necessidade técnico para evitar o colapso do SIN e, por conseguinte, prevalência do interesse público, que não exclui a possibilidade de indenizar o lesado, conforme se verifica no seguinte trecho:

O exercício regular de um direito, como o nome indica, significam apenas, a concretização de uma permissão do ordenamento jurídico para agir, sem que isso possa configurar ou caracterizar um ato ilícito.

O estado de necessidade é a situação de perigo iminente que autoriza a provável vítima, para remover o perigo, a deteriorar ou destruir coisa alheia ou, ainda, lesar outra pessoa. Exige o Código que o ato para remover o perigo seja absolutamente necessário, pelas circunstâncias, e não exceda os limites do indispensável (CC, art. 188, parágrafo único). Em ambos os casos, o dono da coisa que foi danificada ou destruída ou, ainda, a pessoa lesada - terá o direito de ser indenizado, desde que não tenha sido o responsável ou culpado pela agressão ou o perigo iminente. (DAL POZZO; ROCHA, 2024, p. 768).

Embora o *curtailment* seja um ato lícito do ONS, a imposição de um sacrifício patrimonial a um particular para remover o perigo e o risco de colapso do sistema elétrico, em benefício da coletividade, aproxima-se da lógica do estado de necessidade, reforçando a equidade do dever de ressarcir o sacrifício imposto (BARBARESCO, 2025).

4.3.2. Ato ilícito *versus* Ato lícito

A distinção entre ato ilícito e ato lícito é a chave para o enquadramento do dever de ressarcimento por *curtailment*. O ato ilícito é a conduta que viola o ordenamento jurídico, enquanto o ato lícito é a conduta conforme a lei (DAL POZZO; ROCHA, 2024). No Direito Administrativo, a responsabilidade do Estado pode decorrer de ambos, mas os fundamentos e requisitos do dano indenizável mudam significativamente (DI PIETRO, 2023).

O ato ilícito, no Direito Civil, é o ato contrário à lei que, na presença de culpa, gera a obrigação de reparar o dano (DI PIETRO, 2023). No Direito Administrativo, o dever de reparar o ato ilícito é a contrapartida do princípio da legalidade. Já no caso de atos lícitos, a responsabilização do Estado encontra seu fundamento no princípio constitucional da igualdade (MELLO, 2024).

Ao contrário do direito privado, em que a responsabilidade exige sempre um ato ilícito (contrário à lei), no direito administrativo ela pode decorrer de atos ou comportamentos que, embora lícitos, causem a pessoas determinadas ônus maior do que o imposto aos demais membros da coletividade. (DI PIETRO, 2023, p. 715).

O ato lícito que causa dano, como a ordem de *curtailment* por requisito de confiabilidade elétrica e razão energética – que não prevêm na vigente legislação a garantia de ressarcimento –, é uma manifestação do poder de intervenção do Estado, em consonância com as regras de operação e regulação (ANEEL, 2022). O dano resultante desse ato não é ilegal, mas rompe o equilíbrio de encargos que deveria ser suportado pela coletividade (JUSTEN FILHO, 2021). A recusa do ressarcimento pela ANEEL, ao transferir o custo integralmente ao gerador, configura uma agressão à isonomia por não haver a recomposição patrimonial dos geradores lesados (BARBARESCO, 2025).

4.3.3. Dano e dano indenizável

O dano é o prejuízo sofrido e, para ser indenizável por um ato lícito do Estado, ele precisa ser qualificado. A doutrina exige que o dano seja certo, especial e anormal (MELLO, 2024). O dano é certo ou atual quando é real e não meramente hipotético. Ele abrange tanto o prejuízo imediato, ou seja, o dano emergente, quanto o que se deixou de ganhar – lucros cessantes (MELLO, 2024). No âmbito do *curtailment*, o dano é certo porque se traduz na perda de receita da energia contratada por meio dos CCEARs e/ou CCEALs e no eventual custo de liquidação da energia no MCP.

Para que nasça o dever público de indenizar é mister que o dano apresente certas características. (a) A primeira delas é que o dano corresponda à lesão a um direito da vítima. Quem não fere direito alheio não tem por que indenizar. Ou, dito pelo reverso: quem não sofreu gravame em um direito não tem título jurídico para postular indenização. Isto é, importa, como disse Alessi, dantes citado, que o evento danoso implique, ademais de lesão econômica, lesão jurídica. [...] (b) Para ser indenizável

cumpra que o dano, ademais de incidente sobre um direito, seja certo, vale dizer, não apenas eventual, possível. Tanto poderá ser atual como futuro, desde que certo, real. Nele se engloba o que se perdeu e o que se deixou de ganhar (e se ganharia, caso não houvesse ocorrido o evento lesivo). (MELLO, 2024, p. 888–889).

Outrossim, os requisitos mais distintivos para o ato lícito são a especialidade e a anormalidade. O dano é especial por atingir um indivíduo ou um grupo específico de indivíduos, não se tratando de um prejuízo genérico disseminado pela sociedade (MELLO, 2024), tal qual se traduz no contexto dos geradores de FERVs cujas usinas têm sua geração interrompida ou reduzida, por uma ordem individualmente feita pelo ONS aos agentes de geração. Ademais, o dano é anormal por superar os pequenos agravos e incômodos que todo cidadão deve suportar em nome do convívio social (ROCHA, 2020; DI PIETRO, 2023).

A configuração do dano reparável na hipótese de comportamentos estatais lícitos requer que, ademais da certeza do dano e da lesão a um direito, cumulem-se as seguintes duas outras características: especialidade e anormalidade. 75. Dano especial é aquele que onera a situação particular de um ou alguns indivíduos, não sendo, pois, um prejuízo genérico, disseminado pela sociedade. Corresponde a um agravo patrimonial que incide especificamente sobre certo ou certos indivíduos, e não sobre a coletividade ou genérica e abstrata categoria de pessoas. [...] 76. Dano anormal é aquele que supera os meros agravos patrimoniais pequenos e inerentes às condições de convívio social. A vida em sociedade implica a aceitação de certos riscos de sujeição a moderados gravames econômicos a que todos estão sujeitos, ocasional e transitoriamente, conquanto em escala variável e na dependência de fatores circunstanciais. São pequenos ônus que não configuram dano anormal. (MELLO, 2024, p. 889–890).

Exemplo disso é a perda de R\$ 1 bilhão imposta ao setor em 2024 (RODRIGUES, 2024), devido a cortes por CNF e ENE, posto que é um custo que ultrapassa a razoabilidade do risco empresarial ordinário, configurando um sacrifício anormal e especial.

4.3.4. Responsabilidade por ato ilícito *versus* Responsabilidade por ato lícito

A responsabilidade por ato ilícito, ou antijurídico, ocorre quando o dano é causado por uma conduta que viola o ordenamento jurídico, impondo à Administração o dever de reparar o prejuízo (DI PIETRO, 2023). No contexto do *curtailment*, um ato seria ilícito se o ONS, por exemplo, determinasse o corte de geração sem base nos Procedimentos de Rede, excedendo os limites regulatórios impostos, ou o fizesse por motivação estranha ao interesse público, caracterizando um desvio de poder ou uma omissão culposa (DAL POZZO; ROCHA, 2024). Nestes casos, o dever de reparação é a contrapartida do princípio da legalidade, e o ilícito apenas reforça o dever de indenizar (MELLO, 2024).

A responsabilidade civil, em geral, afasta a ilicitude em casos de legítima defesa ou estado de necessidade (DAL POZZO; ROCHA, 2024). Contudo, no direito administrativo,

mesmo que a atuação do ONS se assemelhe a um “estado de necessidade” técnico, isto é, cortar a geração para evitar o colapso do SIN, o dever de reparar o dano persiste se houver sacrifício patrimonial, que de fato ocorre aos geradores. A reparação, portanto, é garantida pelo princípio constitucional da responsabilidade objetiva.

Em contrapartida, a responsabilidade por ato lícito, ou jurídico, é a aplicação mais refinada e controversa da Teoria do Risco Administrativo e é o enquadramento mais adequado para a discussão do *curtailment* por CNF e ENE. O ato lícito é uma conduta da Administração em conformidade com atos normativos, sendo, neste caso, as Resoluções Normativas n.ºs 1.030/2022 e 1.073/2023, praticada no interesse público e visando a um benefício coletivo, mas que, paradoxalmente, resulta em um dano ao patrimônio de um particular (ROCHA, 2020), além de, por conseguinte, interferir em toda a cadeia produtiva do setor, atingindo os consumidores do ACR via aumento do ESS.

A doutrina majoritária defende a responsabilização do Estado neste caso, não por culpa ou ilegalidade, mas pelo princípio da igualdade de distribuição dos ônus e encargos sociais (MELLO, 2024; JUSTEN FILHO, 2021). Celso Antônio Bandeira de Mello (2024) justifica essa visão, afirmando:

No caso de comportamentos lícitos, assim como na hipótese de danos ligados à situação criada pelo Poder Público - mesmo que não seja o Estado o próprio autor do ato danoso -, entendemos que o fundamento da responsabilidade estatal é garantir uma equânime repartição dos ônus provenientes de atos ou efeitos lesivos, evitando que alguns suportem prejuízos ocorridos por ocasião ou por causa de atividades desempenhadas no interesse de todos. De conseguinte, seu fundamento é o princípio da igualdade, noção básica do Estado de Direito. (MELLO, 2017, p. 878).

Essa aplicação da responsabilidade objetiva em atos lícitos é um traço distintivo do Direito Administrativo em relação ao direito privado, onde a responsabilidade exige sempre um ato contrário à lei (DI PIETRO, 2023). Maria Sylvia Zanella Di Pietro (2023) reforça esta particularidade, ao observar que:

Ao contrário do direito privado, em que a responsabilidade exige sempre um ato ilícito (contrário à lei), no direito administrativo ela pode decorrer de atos ou comportamentos que, embora lícitos, causem a pessoas determinadas ônus maior do que o imposto aos demais membros da coletividade. (DI PIETRO, 2023, p. 715).

O *curtailment*, quando imposto por requisito de confiabilidade ou razão energética, é o ato lícito do ONS operando dentro dos limites das resoluções da ANEEL que gera um sacrifício especial ao gerador, configurando a base do dever de ressarcimento. O ônus de arcar com o dano não pode recair sobre a vítima, sob pena de violação do princípio da isonomia (DAL POZZO; ROCHA, 2024).

4.4. Responsabilidade administrativa do Estado: teoria e fundamentos

4.4.1. A caracterização do dano na ótica do *curtailment*

O dano imposto ao agente de geração pelo *curtailment* por CNF e ENE preenche inequivocamente os requisitos de ressarcimento, tanto se verifica pelo reconhecimento do direito do gerador, em caso de razões de confiabilidade, pela Medida Provisória nº 1.304/2025. O dano é certo, sendo este quantificado pela energia contratada não injetada no SIN, e atual, referente à perda imediata de receita (DI PIETRO, 2023). Mais importante, é especial, pois recai especificamente sobre o gerador cuja produção foi cortada por ordem do ONS, não afetando os demais geradores cujas usinas não foram limitadas (JUSTEN FILHO, 2021). Por fim, o dano é anormal, pois a obrigação de arcar com custos fixos e multas contratuais extrapola o risco de negócio ordinário que o empresário deve suportar (ROCHA, 2020). Este sacrifício desproporcional, resultante de uma falha sistêmica, decorrente de uma falta ou mau planejamento da expansão da Rede Básica, constitui uma externalidade que, por violar o princípio da isonomia, exige a reparação do patrimônio jurídico do lesado (BARBARESCO, 2025; MELLO, 2024).

4.4.2. O dever de ressarcimento como garantia de investimento

O dever de ressarcimento do Poder Público ao agente de geração, nos casos de *curtailment* por CNF e ENE, transcende a mera reparação do dano e se estabelece como uma garantia fundamental ao investimento e à Transição Energética. A responsabilização do Estado decorre não da prática de um ato ilícito, mas do reconhecimento de que a eliminação do conteúdo econômico da propriedade ou a imposição de uma carga diferenciada deve ser acompanhada da recomposição patrimonial (JUSTEN FILHO, 2021). A ausência de ressarcimento para perdas por CNF e ENE equivale a uma desapropriação indireta do direito à geração e à receita contratada, corroendo a segurança jurídica do setor e desincentivando investimentos futuros em FERVs (BARBARESCO, 2025; ROCHA, 2020).

Ao não compensar integralmente essas perdas, a ANEEL aloca o risco de falha sistêmica no gerador, o que viola o princípio da igualdade de distribuição dos encargos sociais (JUSTEN FILHO, 2021). Se o Estado utiliza o ato lícito para salvaguardar o interesse coletivo, a despesa decorrente, isto é, a perda do gerador, deve ser custeada pela coletividade via ESS em todas as hipóteses legalmente previstas, e não apenas pelo agente prejudicado. Por fim, Maria Sylvia Zanella Di Pietro (2023) indica o caminho para a reparação:

A reparação de danos causados a terceiros pode ser feita no âmbito administrativo, desde que a Administração reconheça desde logo a sua responsabilidade e haja

entendimento entre as partes quanto ao valor da indenização. (DI PIETRO, 2023, p. 737).

O reconhecimento dessa responsabilidade administrativa, portanto, é a premissa para que o dever público de ressarcir o agente de geração seja efetivado, restaurando o patrimônio jurídico do lesado (MELLO, 2024).

5. Considerações finais

A presente monografia teve por objetivo analisar o dever de ressarcimento do Poder Público aos geradores de energia elétrica proveniente de fontes renováveis variáveis nos casos de *curtailment*, especialmente aqueles motivados por Razões de Confiabilidade (CNF) e Energéticas (ENE). Com base na doutrina da responsabilidade objetiva por ato lícito do Estado, demonstrou-se que o fenômeno do *curtailment*, embora fundado em ato técnico e legalmente justificado do Operador Nacional do Sistema (ONS), representa, na prática, um sacrifício econômico imposto a um grupo determinado de agentes em benefício da coletividade, o que enseja a aplicação do dever de ressarcimento.

O estudo evidenciou que o *curtailment* não configura risco ordinário da atividade de geração, mas sim uma manifestação de falha de planejamento estrutural da Rede Básica da Administração Pública, em especial do Ministério de Minas e Energia (MME) e da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). Ao determinar o corte de geração, o ONS atua licitamente e em observância ao princípio da supremacia do interesse público, visando à segurança do Sistema Interligado Nacional (SIN), mas a ausência de compensação integral aos geradores por perdas decorrentes de CNF e ENE, sob o argumento de risco de negócio, transfere um ônus desproporcional aos geradores que viola os princípios da isonomia, da vedação ao confisco e do equilíbrio econômico-financeiro dos contratos.

Do ponto de vista jurídico, verificou-se que o dano suportado pelos agentes de geração possui natureza certa, especial e anormal, conforme a clássica doutrina de Celso Antônio Bandeira de Mello (2017) e Maria Sylvia Zanella Di Pietro (2023). Certa, porque o prejuízo é mensurável e diretamente associado ao volume de energia não injetado no SIN, valorado ao PLD; especial, porque recai sobre um grupo específico de geradores; e anormal, porque ultrapassa o risco inerente à atividade e decorre de uma ordem imperativa estatal. Esses elementos configuram o dever de ressarcimento por ato lícito, fundado na teoria do risco administrativo, que impõe ao Estado a responsabilidade de recompor o patrimônio lesado e assegurar a equânime repartição dos encargos sociais.

Além do aspecto jurídico, a pesquisa demonstrou as implicações econômicas e setoriais do não ressarcimento. A exposição dos geradores às perdas por *curtailment* não compensado eleva o custo de capital dos projetos de FERVs, reduz a rentabilidade contratual e compromete a previsibilidade do fluxo de caixa, o que desestimula novos investimentos e ameaça a continuidade da Transição Energética brasileira. Assim, a reparação integral das perdas, por meio do Encargo de Serviço do Sistema (ESS), transcende o mero restabelecimento financeiro do agente lesado, constituindo-se como instrumento de política pública para garantir segurança jurídica e previsibilidade regulatória.

O ESS, ao ser rateado entre os consumidores do SIN, concretiza o princípio da solidariedade e da isonomia, pois distribui entre toda a coletividade o custo da segurança sistêmica que a todos beneficia. Desse modo, a recomposição patrimonial dos geradores por meio do ESS não deve ser vista como privilégio setorial, mas como mecanismo de concretização dos princípios da Administração Pública, sobretudo do atendimento ao interesse público, visto que a ordem do *curtailment* é justamente para a manutenção.

Em conclusão, a hipótese central deste trabalho foi integralmente confirmada: o dever de ressarcimento do Estado nos casos de *curtailment* por CNF e ENE é objetivo, integral e juridicamente exigível, encontrando fundamento no princípio constitucional da isonomia e na vedação ao sacrifício individual em prol do interesse coletivo. Tanto deve haver o ressarcimento que o Estado, enquanto planejador e executor das políticas energéticas, está caminhando para o reconhecimento do seu próprio dever por meio da Medida Provisória 1.304/2025, haja vista que se é o criador da situação de risco que dá causa ao dano, deve, portanto, repará-lo. A consolidação desse entendimento representa não apenas a adequação do setor elétrico aos preceitos do Direito Administrativo contemporâneo, mas também um passo essencial para fortalecer a segurança jurídica e fomentar a confiança dos investidores na matriz renovável brasileira.

Dessa forma, este trabalho contribui para o debate regulatório e jurídico ao oferecer os fundamentos técnicos e normativos necessários para que a ANEEL e a CCEE reavaliem a atual alocação de riscos no setor, promovendo um modelo mais equitativo, eficiente e compatível com os objetivos da Transição Energética nacional. O ressarcimento integral do *curtailment*, por meio do ESS, deve ser compreendido como uma garantia institucional de investimento e como expressão concreta da justiça distributiva no setor elétrico brasileiro.

6. Referências bibliográficas

CAMARGO, L. G. B. C. **O setor elétrico brasileiro e sua normatização contemporânea**. 2005. Dissertação (Bacharel em Direito) – Centro de Ciências Jurídicas e Sociais Aplicadas, Universidade Católica de Santos, Santos, 2005.

BORGES, Fabricio Quadros. **Estrutura institucional do setor de energia elétrica no Brasil e o desenvolvimento sustentável**. RECIMA21 - Revista Científica Multidisciplinar, v. 2, n. 3, 2021.

FONTES, Danilo Batista Melo. **Curva do pato e curtailment: impactos e soluções operacionais e regulatórias para a transição energética brasileira**. 2024. 120 f. Trabalho de Conclusão de Curso (MBA em Energias Renováveis) – Universidade Federal do Paraná, Curitiba, 2024.

MACHADO, Paulo César de Oliveira. **Impactos das reformas regulatórias sobre a oferta de energia elétrica: uma análise comparativa das experiências do Brasil, Chile, Colômbia e México**. 2005. 210 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2005.

PASSARINI, Carlos Alberto. **Políticas regulatórias no setor de energia elétrica: a experiência dos Estados Unidos e da União Europeia**. 2009. 145 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

PEREIRA, João Guilherme N. **Otimização de portfólio para associação de usinas eólicas e solares fotovoltaicas no setor elétrico brasileiro**. 2023. 130 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Santa Catarina, Florianópolis, 2023.

SILVA, Lucas Ferreira. **Sistema elétrico brasileiro: histórico, estrutura e análise de investimento no setor**. 2022. 98 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2022.

SOUZA, Ana Claudia de. **Mercado livre de energia: uma análise das recentes alterações regulamentares no setor elétrico brasileiro**. 2024. 110 f. Artigo (Especialização em Direito da Energia) – Pontifícia Universidade Católica de São Paulo, São Paulo, 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Resolução Normativa nº 1.030, de 16 de agosto de 2022. Estabelece os procedimentos para a apuração e o pagamento da restrição de operação por constrained-off de usinas eólicas. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 18 ago. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 1.073**, de 21 de junho de 2023. Estabelece os procedimentos para a apuração e o pagamento da restrição de operação por constrained-off de centrais geradoras fotovoltaicas. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 23 jun. 2023.

BRASIL. **Medida Provisória nº 1.304**, de 20 de outubro de 2025. Dispõe sobre o setor elétrico, estabelecendo o ressarcimento por cortes de geração de usinas renováveis. Diário Oficial da União, Brasília, DF, 21 out. 2025.

BRASIL. Ministério de Minas e Energia (MME). **Um novo modelo para o setor elétrico**. Brasília, DF: MME, dez. 2002.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de planejamento da expansão de geração: usinas híbridas - estudo de caso**. Rio de Janeiro: EPE, 2020.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de planejamento da expansão de geração: usinas híbridas - planejamento regulatório**. Rio de Janeiro: EPE, 2021.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (EPE). **Estudos de planejamento da expansão de geração: usinas híbridas**. Rio de Janeiro: EPE, 2019.

MAGALHÃES, Gersusa de Souza Côrtes. **Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica**. 2009. 140 p. Dissertação (Mestrado em Energia) – Universidade de São Paulo, São Paulo, 2009.

FADIGAS, Eliane A. Faria Amaral. **Energia eólica**. 2013. 18 p. Artigo. Disponível em: https://pergamum.pucsp.br/login?redirect=minhabiblioteca&_ga=2.70227088.1854830398.1743968973-422671829.1642026066&_gl=1*1eujrmu*_gcl_au*NzczMTQ3NDA5LjE3NDA1NzU3OTU.*_ga*NDIyNjcxODI5LjE2NDIwMjYwNjY.*_ga_7TLT3WSQHR*MTc0Mzk2ODk3My4zNi4wLjE3NDM5Njg5NzMuNjAuMC4w Acesso em: 10 out. 2025.

OLIVEIRA, Iberê Carneiro de et al. **A integração das Fontes de Energia Renovável Variável (FERVs) no SIN**. 2022. 25 p. Artigo em evento técnico. Disponível em: https://pergamum.pucsp.br/login?redirect=minhabiblioteca&_ga=2.70227088.1854830398.1743968973-422671829.1642026066&_gl=1*1eujrmu*_gcl_au*NzczMTQ3NDA5LjE3NDA1NzU3OTU.*_ga*NDIyNjcxODI5LjE2NDIwMjYwNjY.*_ga_7TLT3WSQHR*MTc0Mzk2ODk3My4zNi4wLjE3NDM5Njg5NzMuNjAuMC4w. Acesso em: 10 out. 2025.

OLIVEIRA, Iberê Carneiro de et al. **Transmissão e distribuição de energia**. 2023. 30 p. Artigo técnico. Disponível em: https://pergamum.pucsp.br/login?redirect=minhabiblioteca&_ga=2.70227088.1854830398.1743968973-422671829.1642026066&_gl=1*1eujrmu*_gcl_au*NzczMTQ3NDA5LjE3NDA1NzU3OTU.*_ga*NDIyNjcxODI5LjE2NDIwMjYwNjY.*_ga_7TLT3WSQHR*MTc0Mzk2ODk3My4zNi4wLjE3NDM5Njg5NzMuNjAuMC4w. Acesso em: 10 out. 2025.

OLIVEIRA, Iberê Carneiro de et al. **Geração de energia solar**. 2023. 15 p. Artigo técnico. Disponível em: https://pergamum.pucsp.br/login?redirect=minhabiblioteca&_ga=2.70227088.1854830398.1743968973-422671829.1642026066&_gl=1*1eujrmu*_gcl_au*NzczMTQ3NDA5LjE3NDA1NzU3OTU.*_ga*NDIyNjcxODI5LjE2NDIwMjYwNjY.*_ga_7TLT3WSQHR*MTc0Mzk2ODk3My4zNi4wLjE3NDM5Njg5NzMuNjAuMC4w. Acesso em: 10 out. 2025.

HENRIOT, Arthur. **Economic curtailment of intermittent renewable energy sources**. 2021. 20 p. Working Paper. Disponível em: <https://www.sciencedirect.com/journal/energy-economics>. Acesso em: 10 out. 2025.

FILHO, Marçal J. **Curso de Direito Administrativo - 16ª Edição 2025**. 16. ed. Rio de Janeiro: Forense, 2025. *E-book*. p.Capa. ISBN 9788530996345. Disponível em: <https://integrada.minhabiblioteca.com.br/reader/books/9788530996345/>. Acesso em: 12 out. 2025.

MELLO, Celso Antônio Bandeira. **Curso de Direito Administrativo**. 37ª ed. Belo Horizonte: Fórum, 2024. 964 p. ISBN 978-65-5518-667-3.

DI PIETRO, Maria Sylvia Zanella. **Direito administrativo**. 33ª ed. Rio de Janeiro: Forense, 2024.

POZZO, Augusto Dal; ROCHA, Sílvio Luís Ferreira da. **Curso de Direito Administrativo**. 1ª ed. São Paulo. Revista dos Tribunais, 2024.