



INSTITUTO LATINO-AMERICANO DE
TECNOLOGIA, INFRAESTRUTURA E
TERRITÓRIO (ILATIT)

ENGENHARIA DE ENERGIA

**Regulação por Incentivos: O Impacto da Regulação Setorial e das
Compensações Financeiras na Eficiência dos Serviços de Distribuição de
Energia Elétrica no Brasil.**

LEONARDO GIANMARINO CAMARGO

FOZ DO IGUAÇU - PR

2026

**Regulação por Incentivos: O Impacto da Regulação Setorial e das
Compensações Financeiras na Eficiência dos Serviços de Distribuição de
Energia Elétrica no Brasil.**

Trabalho de conclusão de curso
apresentado como requisito parcial
para a obtenção do título de Bacharel
em Engenharia de Energia pela
Universidade Federal da Integração
Latino Americana - UNILA.

BANCA EXAMINADORA

Orientador

Prof. Dr. Maicon Coelho Edvalt

UNILA

Coorientador

Prof. Dr. João Manoel Lenz

UNILA

Membro da banca (1)

Prof. Dr. Jorge Javier Gimenez Ledesma

UNILA

Membro da banca (2)

Prof. Dr. Rodrigo Delfim Guarizi

UNILA

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho primordialmente à minha família, minha mãe Andrea, ao meu pai, meu irmão, e avós por constituírem o suporte fundamental e pelo apoio constante, acreditando invariavelmente em meu potencial em cada etapa e transição desta trajetória acadêmica.

Expresso meu reconhecimento ao meu orientador, Prof. Dr. Maicon Coelho Edvalt, pela paciência, pela orientação estratégica e pelas valiosas contribuições técnicas que viabilizaram a estruturação desta pesquisa. Um agradecimento especial à Marcinha, cuja dedicação institucional e atenção primordial aos discentes do setor de tecnologia da universidade impactam positivamente a formação acadêmica de todos e todos os professores de engenharia de energia, com um reconhecimento especial para os avaliadores da minha banca os Prof Jorge e Rodrigo.

Agradeço ao Felipe, meu gerente durante o período de estágio na Neoenergia, por incentivar continuamente minha evolução profissional, ao Guilherme, cuja parceria e amizade foram determinantes para minha integração à rotina na cidade de Campinas, e neste novo ciclo de carreira e vida.

Por fim, estendo esta dedicação aos meus amigos de Foz do Iguaçu, que tornaram meu período universitário memorável através de tantas vivências compartilhadas e pelo apoio constante. Agradeço imensamente a todos que cruzaram meu caminho, em especial aos colegas do curso de Engenharia de Energia, como Luan e Rafha, pela parceria nas jornadas de estudo, e aos amigos Matheus e Laura, da Biotecnologia, pela amizade e suporte. Minha gratidão também se estende aos amigos de todas as nacionalidades que fizeram parte dessa trajetória, cujo convívio não só enriqueceu minha formação pessoal, como foi fundamental no meu aprendizado de novos idiomas.

RESUMO

O presente Trabalho de Conclusão de Curso analisa o impacto da transição da Resolução Normativa (REN) ANEEL nº 414/2010 para a REN nº 1.000/2021 sobre a eficiência operacional, a conformidade regulatória e a materialidade financeira das compensações automáticas no setor brasileiro de distribuição de energia elétrica. A pesquisa investigou em que medida a nova dinâmica de compensações automáticas e a rigidez dos prazos regulatórios influenciaram o desempenho das concessionárias. A metodologia, de abordagem quantitativa e orientada a dados, baseou-se na extração e no tratamento de aproximadamente 1,66 bilhão de registros de serviços disponibilizados pela ANEEL (2011–2025), resultando em um repositório analítico aberto e reproduzível. Os resultados indicam um fenômeno aparentemente paradoxal: observou-se uma redução expressiva na taxa de transgressão de prazos, que passou de 2,97% em 2021 para 0,09% em 2023, em contexto de intensificação do rigor regulatório e de ampliação significativa da base de serviços monitorados. Paralelamente, o valor unitário médio por transgressão elevou-se de R\$51,89 para R\$525,89 e o montante total de compensações pagas aos consumidores cresceu de R\$46,6 milhões para R\$241,3 milhões entre os períodos. A pesquisa identificou, ainda, assimetrias estruturais relevantes: o ambiente rural apresentou taxa de falhas 2,51 vezes superior à do urbano quando normalizados em números de unidades consumidoras, e o Grupo A (alta tensão) concentrou penalidades unitárias significativamente mais elevadas que o Grupo B. Logo a REN nº 1.000/2021 ampliou a transparência e a automaticidade da reparação financeira ao consumidor; contudo, o baixo peso relativo das compensações no resultado operacional (EBITDA) das grandes holdings, que raramente ultrapassa 1%, sugerindo que tais penalidades tendem a operar predominantemente como mecanismo de reparação individual, com alcance limitado enquanto instrumento indutor de investimentos estruturais de longo prazo no setor.

Palavras-chave: Normativas. Regulação por Incentivos. Distribuição de Energia Elétrica. Eficiência Operacional. Compensação Financeira.

ABSTRACT

This undergraduate thesis examines the impact of the regulatory transition from ANEEL Normative Resolution (REN) No. 414/2010 to REN No. 1,000/2021 on operational efficiency, regulatory compliance, and the financial materiality of automatic compensations in the Brazilian electric power distribution sector. The study investigates the extent to which the new framework of automatic compensations and stricter regulatory deadlines have influenced the performance of distribution utilities. The methodology, adopting a quantitative and data-driven approach, was based on the extraction and processing of approximately 1.66 billion service records made available by ANEEL (2011–2025), resulting in an open and reproducible analytical repository. The findings reveal an apparently paradoxical phenomenon: a substantial reduction in the deadline transgression rate was observed, declining from 2.97% in 2021 to 0.09% in 2023, within a context of heightened regulatory rigor and a significant expansion of the monitored service base. Concurrently, the average unit cost per transgression rose from R\$ 51.89 to R\$ 525.89, and the total amount of compensation paid to consumers increased from R\$ 46.6 million to R\$ 241.3 million over the same period. The research further identified relevant structural asymmetries: rural areas exhibited failure rates 2.51 times higher than urban areas when normalized by the number of consumer units, and Group A consumers (high voltage) concentrated significantly higher unit penalties than Group B. It is concluded that REN No. 1,000/2021 enhanced transparency and the automaticity of financial redress to consumers; however, the low relative weight of compensations on the operating income (EBITDA) of major holding companies rarely exceeding 1% suggesting that such penalties tend to function predominantly as an individual redress mechanism, with limited reach as an instrument for inducing long-term structural investment in the sector

Keywords: Normatives. Incentive Regulation. Electric Power Distribution. Operational Efficiency. Financial Compensation.

RESUMEN

El presente Trabajo de Conclusión de Curso analiza el impacto de la transición de la Resolución Normativa (REN) ANEEL nº 414/2010 a la REN nº 1.000/2021 sobre la eficiencia operativa, el cumplimiento regulatorio y la materialidad financiera de las compensaciones automáticas en el sector brasileño de distribución de energía eléctrica. La investigación indagó en qué medida la nueva dinámica de compensaciones automáticas y la rigidez de los plazos regulatorios influyeron en el desempeño de las concesionarias. La metodología, de enfoque cuantitativo y orientada a datos, se basó en la extracción y el procesamiento de aproximadamente 1,66 mil millones de registros de servicios disponibles por la ANEEL (2011–2025), resultando en un repositorio analítico abierto y reproducible. Los resultados indican un fenómeno aparentemente paradójico: se observó una reducción expresiva en la tasa de incumplimiento de plazos, que pasó del 2,97% en 2021 al 0,09% en 2023, en un contexto de intensificación del rigor regulatorio y de ampliación significativa de la base de servicios monitoreados. Paralelamente, el valor unitario promedio por incumplimiento se elevó de R\$51,89 a R\$525,89, y el monto total de compensaciones pagadas a los consumidores creció de R\$46,6 millones a R\$241,3 millones en el mismo período. La investigación identificó, además, asimetrías estructurales relevantes: el entorno rural presentó una tasa de fallas 2,51 veces superior a la del entorno urbano al normalizarse por el número de unidades consumidoras, y el Grupo A (alta tensión) concentró penalidades unitarias significativamente más elevadas que el Grupo B. Por consiguiente, la REN nº 1.000/2021 amplió la transparencia y la automaticidad de la reparación financiera al consumidor; sin embargo, el bajo peso relativo de las compensaciones en el resultado operativo (EBITDA) de los grandes holdings, que raramente supera el 1%, sugiere que tales penalidades tienden a operar predominantemente como un mecanismo de reparación individual, con un alcance limitado como instrumento inductor de inversiones estructurales a largo plazo en el sector.

Palabras clave: Normativas. Regulación por Incentivos. Distribución de Energía Eléctrica. Eficiencia Operativa. Compensación Financiera.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 - Fluxo metodológico da pesquisa.....	27
Figura 2 - Coleta e tratamento dos dados.....	34
Figura 3 - Fluxograma da consolidação analítica.....	36
Figura 4 - Fluxograma da validação e controle de qualidade dos dados.....	39
Figura 5 - Modelagem de Painéis visuais.....	43
Figura 7 - Mapa de Calor: Intensidade de Transgressões (quantidades) por Distribuidora (2023).....	51
Figura 8 - Ranking das 15 distribuidoras com maior volume de serviços fora do prazo regulatório (2023).....	57
Figura 9 - Custo médio de compensação por unidade consumidora (R\$/UC-mês) por grupo econômico (2023).....	57

LISTA DE TABELAS E QUADROS

Quadro 1 - Principais Alterações entre a REN 414/2010 e a REN 1000/2021.....	9
Quadro 2 - Fontes de Dados Utilizadas na Pesquisa.....	29
Tabela 1: Relação financeira dos principais grupos econômicos.....	46
Quadro 3 - Comparativo Estrutural e de Desempenho: REN 414/2010 vs. REN 1.000/2021.....	49
Quadro 4 - Comparativo de Assimetria Operacional e Financeira: Grupo A vs. Grupo B.....	52
Quadro 5 - Incidência de Transgressões por Localização (Proporção por 100 mil UC)	54
Quadro 6 - Benchmarking Setorial: Desempenho Financeiro vs. Custo da Ineficiência (2023).....	56
Quadro 7 - Síntese Comparativa: Desempenho Setorial sob a REN 414/2010 vs. REN 1.000/2021.....	59

LISTA DE SIGLAS

ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica

API – Application Programming Interface (Interface de Programação de Aplicações)

B3 – Brasil, Bolsa, Balcão

BNDES – Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social

CadÚnico – Cadastro Único para Programas Sociais do Governo Federal

CAPEX – Capital Expenditure (Despesas de Capital)

CDE – Conta de Desenvolvimento Energético

CSV – Comma-Separated Values (Valores Separados por Vírgula)

CVM – Comissão de Valores Mobiliários

DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

DTB – Divisão Territorial Brasileira

EBITDA – Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization

ETL – Extract, Transform, Load (Extração, Transformação e Carregamento)

FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora

FER – Frequência Equivalente de Reclamação

IASC – Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor

IBGE – Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística

INDGER – Indicadores Gerenciais

JSON – JavaScript Object Notation (Notação de Objetos JavaScript)

KPI – Key Performance Indicator (Indicador-Chave de Desempenho)

MMGD – Micro e Minigeração Distribuída

OPEX – Operational Expenditure (Despesas Operacionais)

PIE – Produtor Independente de Energia

PMSO – Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros

PND – Programa Nacional de Desestatização

REN – Resolução Normativa

SCEE – Sistema de Compensação de Energia Elétrica

SEB – Setor Elétrico Brasileiro

TCC – Trabalho de Conclusão de Curso

TSEE – Tarifa Social de Energia Elétrica

UC – Unidade Consumidora

UNILA – Universidade Federal da Integração Latino-Americana

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO.....	1
1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E PROBLEMA DE PESQUISA.....	1
1.2 Problema de Pesquisa.....	2
1.3 Justificativa.....	3
1.4 Objetivos.....	3
1.4.1 Objetivo Geral.....	4
1.4.2 Objetivos Específicos.....	4
1.5 Estruturação do Trabalho.....	5
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	6
2.1 O setor elétrico brasileiro e sua regulação.....	6
2.2 A evolução normativa da REN 414/2010 á REN 1000/2021.....	9
2.2.1 Estrutura da Norma.....	10
2.2.2 Mecanismo de Compensação Financeira por Descumprimento de Prazos (Anexo IV).....	11
2.2.3 Atendimento ao Consumidor.....	12
2.2.4 Micro e Minigeração Distribuída (MMGD).....	12
2.2.5 Obrigações Financeiras (Faturamento).....	13
2.3 Indicadores de eficiência e qualidade no setor de distribuição.....	13
2.3.1 Análise Comparativa dos Mecanismos de Compensação.....	14
2.3.2 Indicadores de Continuidade (Desempenho Operacional).....	15
2.3.3 Indicadores de Atendimento e Percepção do Cliente.....	17
2.3.4 Indicadores Financeiros e de Custo.....	18
2.3.5 Eixos de Segmentação para Análise entre Denominadores.....	20
2.4 Dimensão Social: Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE).....	21
2.5 Engenharia de Dados e Analytics Aplicada à Regulação.....	22
2.6 Estado da arte e estudos correlatos.....	24
3 METODOLOGIA.....	26
3.1 Delineamento Metodológico da Pesquisa.....	26
3.2 Fluxo Metodológico.....	27
3.3 Fontes de dados e critérios de seleção.....	28
3.4 Coleta dos dados.....	30
3.5 Construção dos indicadores.....	31
3.6 Tratamento e padronização.....	33
3.7 Consolidação analítica.....	35
3.8 Validação e reprodutibilidade.....	37
3.9 Estratégia comparativa pré e pós-REN 1.000/2021.....	40
3.10 Painel analítico como instrumento exploratório.....	41
3.11 Limitações metodológicas.....	44
4 RESULTADOS E DISCUSSÃO.....	45
4.1 Análise Geral das Transgressões de Prazo.....	45
4.2 Análise do Valor Financeiro das Compensações.....	47
4.3 Comparação Antes e Depois da REN 1.000.....	48
4.3.1 Intensidade de Transgressões (quantidades) por Distribuidora (2023).....	50
4.4 Análise por Grupo de Consumidores (A vs. B).....	52

4.5 Análise por Localização (Urbano vs. Rural).....	53
4.6 Benchmarking por Holding: Materialidade, Escala e Impacto Financeiro.....	55
4.7 Síntese Comparativa e Discussão Integrada.....	58
5 CONCLUSÃO.....	62
6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS.....	65
7. REFERÊNCIAS.....	67
7.1 Referências de utilização de IA.....	69
8. APÊNDICE A - Repositório de dados e scripts para reprodutibilidade da pesquisa.	71

1 INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTUALIZAÇÃO E PROBLEMA DE PESQUISA

O Setor Elétrico Brasileiro (SEB) experimentou transformações estruturais significativas a partir da década de 1990, impulsionadas pelo Programa Nacional de Desestatização (PND). Segundo Reis, Pires e Teixeira (2007), a privatização das empresas de distribuição buscou não apenas a eficiência econômica, mas também a melhoria dos indicadores de qualidade, como a Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC) e a Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC), que historicamente apresentaram médias elevadas no período anterior à transição normativa. Esses dois indicadores constituem as principais métricas de avaliação da eficiência operacional e da qualidade do fornecimento de energia elétrica no país. A busca pela qualidade, no entanto, impõe um desafio de gestão financeira. Maestri (2019) destaca que a melhoria dos indicadores de continuidade está intrinsecamente ligada à alocação estratégica de investimentos (*Capital Expenditure – CAPEX*) e à gestão dos gastos operacionais (*Operational Expenditure – OPEX*). A autora aponta que reduções nas taxas de variação de DEC e FEC influenciam positivamente a percepção de valor do consumidor, mensurada pelo Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC), mas exigem que as distribuidoras mantenham um equilíbrio rigoroso para não comprometerem sua sustentabilidade econômica (MAESTRI, 2019). Nesse cenário de evolução normativa, a Resolução Normativa (REN) nº 414/2010 consolidou por mais de uma década as principais regras de prestação de serviço. Contudo, a necessidade de modernizar a relação entre concessionária e consumidor culminou na promulgação da Resolução Normativa nº 1.000/2021. Esta norma estabeleceu um novo paradigma ao unificar as regras de distribuição e, fundamentalmente, ao instituir mecanismos de compensação automática em casos de descumprimento de prazos de serviços (ANEEL, 2021). 2 Diferente do modelo anterior, onde o ônus da prova ou do pedido de ressarcimento recaía muitas vezes sobre o usuário, a REN 1.000/2021 transfere para a distribuidora a responsabilidade proativa de indenizar o consumidor pela ineficiência na prestação de serviços regulados, como vistorias e ligações (Anexo IV da norma). Assim, o estudo da eficiência setorial deixa de ser

apenas uma análise de indicadores de engenharia (continuidade) e passa a ser, primordialmente, uma análise de eficiência financeira e conformidade regulatória. Apesar da relevância dessa transição regulatória, a literatura acadêmica sobre o setor elétrico brasileiro ainda carece de estudos empíricos que avaliem, de forma sistemática e reprodutível, os efeitos concretos da REN nº 1.000/2021 sobre a eficiência operacional e a materialidade financeira das compensações automáticas. Os trabalhos disponíveis como os de Pessanha, Souza e Laurencel (2007), sobre análise envoltória de dados aplicada a metas de continuidade, e Maestri e Andrade (2019), sobre indicadores de qualidade do fornecimento concentram-se em períodos anteriores à nova norma e não contemplam a análise de bases de dados massivas geradas pelo sistema INDGER a partir de 2022. Nesse sentido, identifica-se uma lacuna no que se refere à utilização de grandes volumes de dados regulatórios recentes, processados por meio de arquiteturas de dados abertas e reprodutíveis, para mensurar o impacto efetivo da mudança normativa sobre os indicadores de desempenho das distribuidoras. O presente trabalho busca contribuir para o preenchimento dessa lacuna, ao empregar uma base de aproximadamente 1,66 bilhão de registros de serviços e disponibilizar integralmente o repositório analítico utilizado na pesquisa.

1.2 Problema de Pesquisa

A introdução da Resolução Normativa nº 1.000/2021 pela ANEEL alterou significativamente a dinâmica de conformidade das distribuidoras. Se, por um lado, a norma anterior (REN 414/2010) já previa indicadores de qualidade, a nova regulamentação institucionalizou a compensação financeira automática para transgressão de prazos de serviços comerciais (Anexo IV). Conforme observado por Maestri (2019), a eficiência operacional é reflexo de um histórico de 3 investimentos e gestão de custos, todavia a obrigatoriedade de créditos automáticos na fatura do consumidor introduz uma variável de risco financeiro imediato, por por possíveis falhas humanas ou sistêmicas nos processos das distribuidoras, ou ainda por solicitações indevidas por parte de consumidores. Diante desse cenário, o problema de pesquisa que norteia este trabalho é: Em que medida a implementação da REN 1.000/2021 e seus mecanismos de compensação automática impactaram a

eficiência operacional das distribuidoras de energia elétrica brasileiras, considerando a variação nas taxas de transgressão de prazo, o volume e o peso relativo das compensações financeiras sobre o resultado operacional das holdings (EBITDA), e as assimetrias entre segmentos de consumo, localização geográfica e grupos econômicos (holdings) e classes de serviços regulados.

1.3 Justificativa

A relevância deste estudo fundamenta-se na necessidade de mensurar os efeitos práticos da regulação por incentivos. Segundo Pessanha, Souza e Laurencel (2006), o regulador utiliza metas de desempenho para forçar a eficiência, mas tais metas devem ser viáveis para não comprometer a sustentabilidade do setor. A análise justifica-se, portanto, pela oportunidade de verificar se o "custo da ineficiência" (as compensações pagas) está servindo como um motor de melhoria ou se está gerando um desequilíbrio econômico, e como isto está afetando a população também.

Academicamente, o trabalho preenche uma lacuna ao utilizar dados contemporâneos (período 2022-2025), permitindo uma comparação direta com as evidências históricas de melhoria de qualidade pós-privatização discutidas por Reis, Pires e Teixeira (2007). Financeiramente, a pesquisa é fundamental para gestores do setor, uma vez que o controle do PMSO (Pessoal, Material, Serviços de Terceiros e Outros) tornou-se crítico para mitigar as penalidades impostas pela nova regra de prazos comerciais, pois como o valor relativo e quantidade de serviços aumentou exponencialmente, ter a eficiência operacional logo alocar gastos operacionais para tratamento do mesmo se torna essencial para diminuir custo de multas.

1.4 Objetivos

A fim de avaliar os efeitos da transição regulatória promovida pela Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021 e sua influência sobre o mecanismo de apuração de prazos automáticos e com maiores multiplicadores em compensações financeiras, foram estabelecidos os seguintes objetivos de pesquisa.

1.4.1 Objetivo Geral

Analisar o impacto da transição da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 para a Resolução Normativa nº 1.000/2021 sobre a eficiência operacional das distribuidoras de energia elétrica brasileiras conforme os índices da ANEEL como a própria eficácia que é quantidade de serviços fora prazo por quantidade de serviços, quantificando os efeitos da regulação por incentivos nas compensações financeiras automáticas, avaliando a materialidade dessas penalidades em relação ao resultado operacional (*EBITDA*) das holdings e identificando assimetrias entre grupos de consumidores (A e B) e localizações (urbano e rural).

1.4.2 Objetivos Específicos

- A. Caracterizar o arcabouço regulatório da transição da REN nº 414/2010 para a REN nº 1.000/2021, detalhando as alterações normativas com a introdução do mecanismo de compensação financeira automática por descumprimento de prazos de serviços comerciais.
- B. Quantificar a evolução da taxa de transgressão de prazos e do valor das compensações financeiras no setor de distribuição de energia elétrica, comparando os períodos pré e pós-REN nº 1.000/2021 e mensurando custos por denominadores como UC, serviços e demais.
- C. Avaliar as assimetrias no impacto da regulação, analisando a materialidade das compensações em relação ao resultado operacional (*EBITDA*) das holdings e as diferenças de desempenho entre os grupos de consumo (A e B) e as localizações (urbano e rural).
- D. Desenvolver e disponibilizar um ambiente público para reprodução da extração e tratamento analítico dos dados de bases públicas da ANEEL do setor de distribuição de energia elétrica, para buscar informações e criar indicadores.

1.5 Estruturação do Trabalho

Este trabalho está estruturado em cinco capítulos. O primeiro capítulo contextualiza o problema de pesquisa, apresenta a justificativa e define os objetivos que norteiam a investigação. O segundo capítulo desenvolve a fundamentação teórica, abordando a regulação do setor elétrico brasileiro, a evolução normativa da REN nº 414/2010 à REN nº 1.000/2021, os indicadores de eficiência e qualidade utilizados pela ANEEL e os conceitos de engenharia de dados aplicados à pesquisa. O terceiro capítulo descreve a metodologia adotada, detalhando a classificação da pesquisa, os procedimentos de coleta e processamento de dados, a arquitetura do repositório analítico e as limitações metodológicas identificadas. O quarto capítulo apresenta e discute os resultados, organizados em análise de transgressões, compensações financeiras, comparação pré e pós-REN nº 1.000/2021, assimetrias entre grupos de consumidores e localizações, e benchmarking entre holdings. Por fim, o quinto capítulo sintetiza as conclusões da pesquisa e indica caminhos para trabalhos futuros

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo estabelece as bases conceituais que sustentam a presente pesquisa, que se inicia com uma análise da estrutura de regulação do setor elétrico brasileiro, detalhando a transição de um modelo de custo do serviço para um de incentivos. A evolução da regulação do setor elétrico brasileiro também se refletiu nos mecanismos de compensação financeira aplicados ao descumprimento de prazos regulatórios. Em seguida, aprofunda-se na evolução normativa: a comparação entre a Resolução Normativa nº 414/2010 e a atual REN nº 1.000/2021 permite compreender como a ANEEL ampliou a automaticidade das compensações e fortaleceu os incentivos à eficiência operacional das distribuidoras. Por fim, são caracterizados os principais indicadores de eficiência e qualidade que servem como métricas para a análise de resultados.

2.1 O setor elétrico brasileiro e sua regulação

O setor de distribuição de energia elétrica no Brasil é classificado como um monopólio natural. Essa caracterização econômica se dá em mercados onde os custos fixos de infraestrutura (redes, postes, subestações) e as significativas economias de escala tornam a duplicação dessa estrutura por múltiplos agentes competidores economicamente inviável e socialmente indesejável.

Essa condição monopolista impõe a necessidade de uma forte atuação do Estado como agente regulador, a fim de mediar a relação entre as concessionárias e os consumidores. O objetivo central da regulação é, portanto, criar um ambiente que simule os benefícios da competição, garantindo a proteção dos usuários contra preços abusivos (modicidade tarifária) e assegurando a qualidade do serviço, ao mesmo tempo em que provê uma remuneração adequada para atrair os vultosos investimentos necessários à manutenção e expansão do sistema (REIS; PIRES; TEIXEIRA, 2007).

Historicamente, o modelo de desenvolvimento brasileiro, vigente desde meados do século XX, baseava-se em uma forte intervenção estatal na economia,

com o Estado atuando como principal investidor e operador em setores estratégicos (REIS; PIRES; TEIXEIRA, 2007).

No setor elétrico, esse modelo permitiu a construção de um robusto sistema de geração e transmissão, mas, a partir da crise da dívida externa nos anos 1980, começou a apresentar sinais de esgotamento. O estrangulamento fiscal do Estado reduziu drasticamente sua capacidade de investimento, transformando as empresas estatais em um fardo fiscal para o Tesouro (PIRES, 1999). O resultado foi um declínio acentuado nos aportes do setor elétrico na década de 1990, gerando um cenário de escassez de investimentos que ameaçava a segurança do suprimento energético do país (PIRES, 1999; PESSANHA; SOUZA; LAURENCEL, 2007).

O modelo regulatório predominante nesse período era o de regulação pelo custo do serviço (cost of service). Neste regime, as tarifas eram fixadas para cobrir a totalidade das despesas operacionais e de capital da concessionária, acrescidas de uma taxa de remuneração garantida sobre seus ativos. Embora oferecesse segurança aos investidores, este modelo apresentava falhas intrínsecas que desincentivavam a eficiência: como todos os custos prudentes eram repassados à tarifa, havia pouco estímulo para a sua redução (PIRES, 1999). Além disso, o modelo incentivava o sobreinvestimento, fenômeno econômico conhecido como efeito Averch-Johnson, onde a empresa poderia ser levada a realizar investimentos economicamente ineficientes para aumentar sua base de remuneração e, conseqüentemente, seu lucro (PIRES, 1999; PESSANHA; SOUZA; LAURENCEL, 2007).

Diante do esgotamento do modelo estatal e da crise de investimentos, a privatização emergiu como uma solução pragmática. O instrumento central para essa transformação foi o Programa Nacional de Desestatização (PND), criado em 1990 e intensificado a partir de 1995, sob a presidência de Fernando Henrique Cardoso. A segunda fase do PND focou nos serviços de utilidade pública, como energia e telecomunicações, com o objetivo de atrair capital privado, aumentar a produtividade e aliviar as contas públicas. O BNDES atuou como o principal agente executor do governo, modelando os leilões e financiando tanto os estados para que privatizassem seus ativos quanto os consórcios compradores (PIRES, 1999).

A reestruturação do setor elétrico foi amparada por um novo arcabouço legal, com destaque para a Lei nº 9.074/95, que introduziu a licitação obrigatória para novas concessões, a figura do Produtor Independente de Energia (PIE) e a do Consumidor Livre, quebrando o monopólio estatal e criando as bases para um mercado competitivo. Essa mudança foi acompanhada pela criação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), pela Lei nº 9.427 de 1996, que passou a ter a finalidade de regular e fiscalizar o setor, substituindo o Estado em seu papel de operador direto.

Com isso, adotou-se um novo paradigma regulatório: a regulação por incentivos, mais conhecida como price cap (preço-teto). Diferente do modelo anterior, no price cap o regulador estabelece um teto tarifário que é reajustado periodicamente por um índice de inflação, do qual é subtraído um Fator X, que representa os ganhos de produtividade e eficiência esperados para a empresa e que são compartilhados com os consumidores. Sob a égide da regulação por incentivos (Price-Cap), consolidada e tornada significativamente mais rigorosa pela REN nº 1.000/2021, a concessionária é impelida a buscar continuamente a otimização de seus processos e a redução de seus custos operacionais. Enquanto em períodos anteriores notadamente sob a vigência da REN nº 414/2010 a pressão por eficiência técnica absoluta era atenuada por uma dinâmica de compensações menos onerosa e menos automática, a nova normativa vincula o lucro da concessionária de forma estreita à sua capacidade de execução. Assim, a rentabilidade passa a ser, efetivamente, a diferença residual entre o teto tarifário estabelecido pelo regulador e os custos reais da operação, incluindo o ônus das penalidades por descumprimento de prazos (PIRES, 1999; ANEEL, 2021). Contudo, essa pressão pela eficiência de custos trouxe um novo e crítico desafio regulatório: o risco de que, para maximizar seus lucros, as empresas reduzissem investimentos essenciais em manutenção e melhoria da rede, degradando a qualidade do serviço. Para mitigar esse risco, a regulação por incentivos deve ser obrigatoriamente acompanhada por um rigoroso sistema de fiscalização da qualidade, com padrões mínimos e penalidades claras por descumprimento. É nesse balanço entre o incentivo à eficiência econômica e a garantia da qualidade do serviço que as resoluções normativas, como a REN 1000, desempenham seu papel central.

2.2 A evolução normativa da REN 414/2010 á REN 1000/2021

A relação entre distribuidoras e consumidores no Brasil foi regida, por mais de uma década, pelas diretrizes da Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 2010. Esta norma funcionava como o principal regulamento das Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica, detalhando os direitos e deveres de ambas as partes. Contudo, ela operava dentro de um ecossistema regulatório que se tornou progressivamente complexo, composto por dezenas de outros atos normativos que tratavam de temas específicos, gerando um cenário de alta fragmentação.

Visando modernizar, simplificar e aumentar a eficiência do arcabouço regulatório, a ANEEL promulgou a Resolução Normativa nº 1.000, de 2021, um marco que revogou e consolidou mais de 60 atos normativos, incluindo a própria REN 414/2010 (ANEEL, 2021, Art. 677). A transição entre estes dois marcos representa uma mudança paradigmática na regulação do setor, com impactos diretos nos processos, obrigações e incentivos financeiros das distribuidoras. O Quadro 1 a seguir sintetiza as principais alterações entre as duas resoluções, cujos detalhes e implicações para a eficiência empresarial são aprofundados no texto subsequente.

Quadro 1 - Principais Alterações entre a REN 414/2010 e a REN 1000/2021

Tópico Analisado	Cenário REN 414/2010	Cenário REN 1000/2021	Impacto Potencial na Eficiência
Estrutura da Norma	Fragmentada (múltiplos atos normativos)	Consolidadora (ato único)	Redução de custos de conformidade
Mecanismo de Sanção por Prazos	Reativo (dependente de reclamação do consumidor).	Proativo (compensação financeira automática).	Aumento da pressão por eficiência operacional.
Prazos de Serviços (Anexo IV)	Sanção via multa administrativa paga à ANEEL.	Vínculo direto com compensação ao consumidor (Art. 440)	Incentivo à otimização de processos de campo.
Atendimento ao Consumidor	Foco em canais tradicionais (presencial, telefone).	Direitos digitais ampliados (Agência Virtual obrigatória)	Redução de custos operacionais (PMSO) para este caso, mas aumento no geral.

Tópico Analisado	Cenário REN 414/2010	Cenário REN 1000/2021	Impacto Potencial na Eficiência
Micro e Minigeração (MMGD)	Regras em normativo separado (REN 482).	Regras do SCEE integradas à norma principal (Capítulo XI)	Agilidade e redução de custos em novas conexões.
Obrigações Financeiras (Faturamento)	Devolução simples por cobrança indevida.	Devolução em dobro automática e modernização dos meios de pagamento (Art. 323).	Pressão por maior precisão nos sistemas de faturamento.

Fonte: Elaborado pelo autor (2026), com base na Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 e na Resolução Normativa ANEEL nº 1.000/2021.

A leitura conjunta das alterações sintetizadas no Quadro 1 permite identificar um vetor comum: a REN nº 1.000/2021 ampliou sistematicamente a responsabilidade proativa das distribuidoras, substituindo mecanismos que dependiam da iniciativa do consumidor por processos automáticos de compensação e fiscalização. Essa reconfiguração impõe, de forma simultânea, novos custos de conformidade e novos incentivos à eficiência operacional. Se, por um lado, a consolidação normativa tende a reduzir a complexidade regulatória ao reunir mais de 60 atos em uma única resolução, por outro, a automaticidade das sanções e a ampliação dos canais digitais obrigatórios exigem das concessionárias investimentos significativos em infraestrutura tecnológica, processos de campo e governança de dados. As subseções a seguir detalham cada uma dessas dimensões, aprofundando as implicações de cada alteração normativa para a gestão operacional e financeira das distribuidoras.

2.2.1 Estrutura da Norma

O cenário regulatório anterior era caracterizado por uma elevada fragmentação normativa, na qual a Resolução nº 414/2010 operava como eixo central, mas dependia de uma rede de mais de 60 outros atos normativos e resoluções específicas para o pleno regramento do setor (ANEEL, 2021). A REN nº 1.000/2021 promoveu a revogação de dezenas dessas resoluções incluindo as de nº 470/2011, 482/2012 e 901/2020 com o objetivo de simplificar o acesso do

consumidor aos seus direitos e obrigações (ANEEL, 2021); sendo o anexo IV responsável por questões de serviços e multas. O impacto direto dessa consolidação é a simplificação do acesso às regras regulatórias. Todavia, a ampliação do rol de serviços monitorados, aliada à automaticidade das compensações que independem de reclamação formal do consumidor, elevou os custos administrativos de conformidade. Nesse contexto, distribuidoras que não alocaram recursos operacionais (OPEX) para a adequação de seus processos internos ficaram expostas a um cenário de maior risco financeiro e menor previsibilidade regulatória.

2.2.2 Mecanismo de Compensação Financeira por Descumprimento de Prazos (Anexo IV)

A alteração mais impactante para a eficiência reside na mudança do mecanismo de sanção. Sob a REN 414/2010, o processo era predominantemente reativo (ANEEL, 2010). Cabia ao consumidor, após constatar o atraso, a iniciativa de registrar uma reclamação formal. A consequência para a concessionária era, em geral, uma multa administrativa aplicada pela ANEEL, sem um mecanismo de crédito direto e sistêmico ao consumidor afetado (ANEEL, 2010).

A REN 1000/2021 inova radicalmente este processo ao instituir, em seu Art. 440, a obrigatoriedade da compensação automática (ANEEL, 2021). Os prazos para a execução de todos os serviços comerciais foram revisados e categorizados em seu Anexo IV. A nova norma determina que a própria distribuidora deve identificar sistemicamente o descumprimento desses prazos e creditar, de forma proativa, o valor da compensação na fatura do consumidor em até dois ciclos de faturamento (ANEEL, 2021). Isso transfere o ônus da fiscalização para a empresa, criando um incentivo financeiro direto e imediato para o cumprimento rigoroso dos prazos, pois cada falha passa a ter um custo direto e mensurável (ANEEL, 2021).

2.2.3 Atendimento ao Consumidor

A REN nº 1.000/2021 formaliza e amplia significativamente a digitalização da relação entre concessionária e consumidor. A norma estabelece o atendimento via internet, através de um espaço reservado denominado "Agência Virtual", como um canal obrigatório para todas as distribuidoras que possuam mais de 60.000 unidades consumidoras (ANEEL, 2021, Art. 394). Considerando o perfil das distribuidoras brasileiras, este dispositivo torna a presença digital uma exigência para a quase totalidade do mercado concessionado.

Neste ambiente, o consumidor passa a ter o direito de realizar uma vasta gama de serviços de forma autônoma e segura. De acordo com o Art. 396 da resolução, a Agência Virtual deve permitir, obrigatoriamente, a solicitação de novas conexões, a troca de titularidade, o acompanhamento proativo de protocolos, o envio de documentos com assinatura digital e o acesso integral ao histórico de faturas e indicadores de continuidade (ANEEL, 2021).

Essa mudança estrutural não apenas moderniza o atendimento, mas possui um elevado potencial de otimização de custos operacionais (PMSO) para as empresas. Ao reduzir a dependência de estruturas físicas e de postos de atendimento presenciais para serviços burocráticos, as holdings podem redirecionar recursos para a fiscalização interna e conformidade técnica. No entanto, conforme discutido anteriormente, este ganho de eficiência exige um robusto investimento em inteligência de dados e automação de sistemas para suportar a transparência e a automaticidade exigidas pelo sistema INDGER.

2.2.4 Micro e Minigeração Distribuída (MMGD)

Anteriormente, o tema da Geração Distribuída era tratado majoritariamente em uma resolução específica (REN 482/2012 e suas atualizações). A REN 1000/2021 integrou as regras do Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) diretamente em seu corpo, no Capítulo XI (ANEEL, 2021, Art. 655-A e seguintes). Essa unificação simplifica o entendimento e a aplicação das normas,

padronizando os procedimentos de conexão e faturamento. O impacto esperado é a maior agilidade e a redução de custos administrativos nos processos de novas conexões de MMD.

2.2.5 Obrigações Financeiras (Faturamento)

A REN 1000/2021 também aprofundou o rigor sobre as obrigações financeiras das distribuidoras. A norma detalha, em seu Art. 323, as regras para a devolução em dobro de valores cobrados indevidamente, que agora deve ser acrescida de juros e correção monetária (ANEEL, 2021), quais anteriormente eram apenas de devolução em dobro e sem indicação automática da empresa, tendo de ser apontado erro por cliente e passado por toda a burocracia. Adicionalmente, moderniza as opções de pagamento, prevendo a inclusão de meios como o PIX (ANEEL, 2021, Art. 327). Juntas, essas medidas aumentam o custo financeiro de erros nos processos de faturamento, incentivando as empresas a investirem em sistemas de gestão mais precisos e eficientes para minimizar perdas.

2.3 Indicadores de eficiência e qualidade no setor de distribuição

A transição para um modelo de regulação por incentivos, conforme discutido, tornou imperativa a criação de um sistema robusto de medição de desempenho. Sendo o objetivo de estimular a eficiência de custos, é igualmente crucial garantir que essa busca não degrade a qualidade do serviço essencial prestado à população. Nesse contexto, os indicadores de desempenho funcionam como o principal instrumento da ANEEL para monitorar, comparar e fiscalizar as concessionárias, estabelecendo metas e penalidades que buscam equilibrar a eficiência econômica com a qualidade técnica e comercial do fornecimento de energia elétrica (MAESTRI; ANDRADE, 2019).

2.3.1 Análise Comparativa dos Mecanismos de Compensação

- REN 414/2010 (Regra Anterior)

As compensações por transgressão de prazos comerciais eram pulverizadas e, muitas vezes, calculadas sobre o valor do serviço solicitado ou valores fixos menos agressivos. Para prazos de atendimento (Art. 185), a lógica segue de acordo com a Equação 1:

Equação 1 - Cálculo compensação por transgressão (REN 414)

$$VC = \sum(K_i \cdot B_c)$$

Onde:

- VC : Valor da compensação.
- K : Multiplicador definido em função do atraso.
- B_c : Valor monetário médio da fatura ou valor fixo regulado.

- REN 1000/2021 (Norma atual)

A transição regulatória estabelecida pela nova normativa promoveu uma sofisticação profunda nos mecanismos de cálculo das compensações financeiras. Sob a vigência da antiga REN 414/2010, o modelo de penalização baseava-se, em grande medida, em fórmulas de progressão linear ou multiplicadores fixos, que muitas vezes não refletiam a real gravidade da reincidência ou a dispersão estatística das falhas em grandes conjuntos elétricos. O cálculo era, por natureza, mais simplificado e menos sensível às variações de escala das distribuidoras.

Com o advento da REN 1.000/2021, a ANEEL migrou para um modelo paramétrico e normalizado. A introdução da fórmula técnica atual que integra os fatores de ajuste da função logarítmica de conformidade representa um esforço de $K1$ $K2$ "regulação por incentivos" mais cirúrgicos. Segue a Equação 2:

Equação 2 - Cálculo compensação por transgressão (REN 1000)

$$VC = K_1 + K_2 \times VB \times \log\left(\frac{P_v}{P_r}\right)$$

- VC : Valor da Compensação a ser creditado ao consumidor;
- K_1 : Fator de ajuste relativo à classe de consumo e nível de tensão;
- K_2 : Fator de ponderação por reincidência ou período de referência;
- $\log\left(\frac{P_v}{P_r}\right)$: Função logarítmica de normalização entre P_v (Prazo verificado) e P_r (Prazo Regulatório)
- VB : Valor Base da compensação definido no Anexo IV.

A comparação entre os dois modelos de cálculo evidencia a sofisticação introduzida pela REN nº 1.000/2021. Enquanto a norma anterior operava com multiplicadores lineares aplicados sobre valores fixos ou médios de fatura, o modelo vigente incorpora fatores de ajuste por classe de consumo, ponderação por reincidência e normalização logarítmica, resultando em compensações proporcionalmente mais elevadas e sensíveis ao perfil do consumidor afetado. Essa evolução paramétrica constitui o alicerce técnico do encarecimento do custo unitário por transgressão analisado no Capítulo 4

2.3.2 Indicadores de Continuidade (Desempenho Operacional)

Dentre os diversos aspectos da qualidade do serviço, a continuidade do fornecimento é, sem dúvida, o mais importante na percepção do consumidor, pois expressa o grau de disponibilidade da energia elétrica. Para monitorar este pilar, a ANEEL utiliza dois indicadores principais, de padrão internacional, que medem, respectivamente, a duração e a frequência das interrupções:

Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC): Este indicador, medido em horas, exprime o intervalo de tempo que, em média, cada unidade consumidora de um determinado conjunto ficou privada do fornecimento de energia elétrica durante o período de apuração (usualmente um ano). Um DEC de

15 horas, por exemplo, significa que, na média, os consumidores daquela área ficaram 15 horas sem energia ao longo do ano. Pode ser calculada o de acordo com a Equação 3:

Equação 3 - Fórmula para cálculo do DEC

$$DEC = \frac{\sum_{n=1}^k C_a(n) \times t(n)}{C_c}$$

Onde:

$C_a(n)$: é o número de unidades consumidoras atingidas na interrupção n ;

$t(n)$: é a duração da interrupção n em horas;

C_c : é o número total de unidades consumidoras do conjunto em análise.

Um valor de DEC menor indica uma melhor qualidade do serviço e uma maior eficiência da distribuidora na gestão e no restabelecimento do sistema após uma falha.

Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEC): Este indicador, medido em número de ocorrências, representa a quantidade de vezes que, em média, cada unidade consumidora foi interrompida no período de apuração. Um FEC de 10, por exemplo, significa que, na média, os consumidores daquela área sofreram 10 interrupções de energia ao longo do ano. O cálculo do FEC pode ser feito de acordo com a equação 4:

Equação 4 - Cálculo do FEC

$$FEC = \frac{\sum_{i=1}^k C_a(n)}{C_c}$$

Onde

$C_a(n)$: é o número de unidades consumidoras atingidas na interrupção n ;

C_c : é o número total de unidades consumidoras do conjunto em análise.

Um valor FEC menor indica uma rede mais confiável, com menor incidência de falhas.

A ANEEL estabelece limites regulatórios (metas) anuais para o DEC e o FEC de cada concessionária, e o descumprimento dessas metas, tanto em nível coletivo quanto individual, acarreta penalidades financeiras, o que os torna instrumentos centrais na regulação por incentivos.

2.3.3 Indicadores de Atendimento e Percepção do Cliente

A qualidade do serviço de distribuição de energia elétrica não se resume apenas à dimensão técnica da continuidade do fornecimento. Ela abrange também o atendimento comercial, que engloba todos os aspectos da relação entre a empresa e seus consumidores, como a prestação dos serviços e a correção dos processos de faturamento. Para mensurar a eficiência nesta área, a ANEEL utiliza indicadores que medem tanto a ocorrência de problemas (reclamações) quanto a satisfação geral do público.

Frequência Equivalente de Reclamação (FER): Este indicador quantifica a frequência de reclamações comerciais procedentes, registradas contra a distribuidora, para cada mil unidades consumidoras. O FER funciona como um termômetro da eficiência dos processos administrativos e comerciais da empresa. Um índice elevado de FER pode indicar problemas sistêmicos em áreas como faturamento, atendimento a solicitações de serviços (conforme Anexo IV da REN 1000) e comunicação com o cliente, representando um custo direto de ineficiência para a companhia (MAESTRI; ANDRADE, 2019).

Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor (IASC): Diferente dos demais indicadores, que se baseiam em eventos objetivos (interrupções, reclamações), o IASC é uma métrica de percepção. Calculado anualmente a partir de uma extensa pesquisa de opinião com consumidores residenciais de todas as distribuidoras do país, o IASC "evidencia a percepção geral da satisfação do cliente em termos de qualidade do serviço, valor, satisfação geral e confiança no sistema" (MAESTRI; ANDRADE, 2019). A ANEEL utiliza este índice não apenas como um diagnóstico, mas também como um mecanismo de incentivo, por meio da concessão anual do "Prêmio IASC", que reconhece as distribuidoras mais bem avaliadas por seus próprios clientes. Enquanto o FER mede a ocorrência de "falhas" na prestação de serviços comerciais, o IASC oferece uma visão holística da imagem e da reputação da empresa, sendo um indicador crucial para avaliar o impacto de longo prazo de suas ações na percepção do público.

Enquanto o FER mede a ocorrência de "falhas" na prestação de serviços comerciais, o IASC oferece uma visão holística da imagem e da reputação da empresa, sendo um indicador crucial para avaliar o impacto de longo prazo de suas ações na percepção do público.

2.3.4 Indicadores Financeiros e de Custo

A análise da eficiência de uma distribuidora de energia elétrica, em um ambiente regulado por incentivos, não pode se restringir aos aspectos técnicos e comerciais do serviço. É igualmente necessário avaliar sua capacidade de sustentar o equilíbrio econômico-financeiro, controlar custos e direcionar investimentos de forma eficiente. Nesse contexto, indicadores financeiros e operacionais assumem papel central na mensuração do desempenho empresarial e na identificação do grau de aderência da empresa às exigências regulatórias.

O indicador de PMSO, frequentemente associado ao conceito de OPEX (Operational Expenditure), reúne as despesas operacionais gerenciáveis da distribuidora, abrangendo pessoal, material, serviços e outros custos necessários à operação e à manutenção das atividades. No setor elétrico brasileiro, no modelo

price cap, a ANEEL estabelece parâmetros regulatórios para esses custos operacionais, buscando reconhecer na tarifa apenas uma parcela considerada eficiente. Assim, as empresas são incentivadas a operar com um PMSO real inferior ao teto regulatório, pois a diferença se traduz em ganhos de eficiência e maior lucratividade (MAESTRI; ANDRADE, 2019).

O *EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization)* constitui outro indicador relevante para a análise econômico-financeira, pois mede o resultado operacional antes das despesas financeiras, dos tributos, da depreciação e da amortização. Em termos analíticos, a margem *EBITDA*, calculada pela razão entre o *EBITDA* e a receita líquida, expressa a capacidade da empresa de converter faturamento em geração de resultado operacional. Em distribuidoras de energia, esse indicador é útil para avaliar a robustez financeira, a capacidade de autofinanciamento e a disponibilidade de recursos para honrar compromissos e sustentar investimentos.

Já o *CAPEX (Capital Expenditure)* corresponde aos investimentos realizados em ativos de longo prazo, como expansão, modernização e reforço da rede elétrica. Diferentemente do PMSO e do *EBITDA*, o *CAPEX* não deve ser interpretado isoladamente como sinal de eficiência, pois volumes elevados de investimento não garantem, por si só, melhoria de desempenho. Sua relevância analítica está na relação com os resultados operacionais e com os indicadores de qualidade do fornecimento, especialmente DEC e FEC, que medem, respectivamente, a duração e a frequência das interrupções.

Desse modo, a avaliação conjunta entre *CAPEX*, custos operacionais e qualidade do serviço permite examinar se os recursos aplicados se traduzem em ganhos efetivos de eficiência e confiabilidade. A articulação entre custos operacionais, investimentos e qualidade do serviço pode ser interpretada como um tripé da eficiência regulatória (MAESTRI; ANDRADE, 2019). Em um modelo de regulação por incentivos, a lógica é induzir a distribuidora a aplicar investimentos prudentes que se traduzam em melhorias, reduzir desperdícios e preservar a qualidade do atendimento, sem repassar integralmente ineficiências aos consumidores. Portanto, a análise integrada desses indicadores é essencial para

compreender se o desempenho da concessionária está alinhado aos objetivos de modicidade tarifária, sustentabilidade financeira e melhoria contínua do serviço.

2.3.5 Eixos de Segmentação para Análise entre Denominadores

Para evitar o mascaramento estatístico que oculta disparidades operacionais sob indicadores consolidados a análise do impacto da REN 1.000/2021 será estruturada sobre três eixos de segmentação reconhecidos pela regulação. Esta granularidade permite identificar onde a norma é mais punitiva e onde a eficiência é apenas fruto de prazos diferenciados (PESSANHA; SOUZA; LAURENCEL, 2007).

Critério de Normalização (Indicador Base)

Para garantir a comparabilidade entre empresas de portes distintos, todos os dados de transgressões e valores financeiros serão normalizados pela métrica de incidências por 100 mil Unidades Consumidoras (UCs). Esta normalização é essencial para avaliar a eficiência técnica relativa, independentemente do tamanho da distribuidora

Segmentação por Nível de Tensão (Grupo A vs. Grupo B)

Este eixo avalia a assimetria de risco financeiro e impacto social:

- Grupo A (Alta Tensão): Unidades atendidas em tensão $\geq 2,3$ kV (indústrias e grandes comércios). Representam um risco financeiro concentrado: o volume de erros é baixo, mas o valor das compensações unitárias é extremamente elevado.
- Grupo B (Baixa Tensão): Unidades atendidas em tensão $< 2,3$ kV (residências e pequenos comércios). Representam uma falha dispersa: o volume de transgressões é massivo, mas o custo unitário é menor, testando a capacidade logística da empresa em larga escala.

Segmentação por Localização (Urbano vs. Rural)

Este eixo é crucial para identificar o fenômeno de mascaramento estatístico:

- Área Urbana: Caracterizada por alta densidade e redes curtas. Na REN 1.000, possui prazos regulatórios mais exíguos, o que expõe fragilidades operacionais e gera maiores taxas de transgressão por 100 mil UC.
- Área Rural: Marcada por redes extensas e baixa densidade. Embora operacionalmente mais complexa, a norma concede prazos estendidos, o que pode criar uma falsa percepção de eficiência técnica superior à urbana devido à flexibilidade legal.

Estrutura de Mercado (*Holdings* vs. Resto do Setor)

Considerando que sete grupos econômicos (*Holdings*) controlam cerca de 70% do mercado nacional, este eixo avaliará a regressividade da norma: como o ganho de escala e a maturidade digital protegem o EBITDA dos grandes grupos frente à automaticidade da REN 1.000.

2.4 Dimensão Social: Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE)

A Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) constitui o principal instrumento da dimensão social da regulação no setor de distribuição. O benefício concede descontos progressivos na fatura para famílias de baixa renda inscritas no Cadastro Único (CadÚnico), conforme critérios de renda estabelecidos (ANEEL, 2021).

É importante ressaltar que a TSEE não representa um custo direto absorvido pela distribuidora; o seu custeio é socializado entre os demais consumidores por meio de um encargo setorial, a Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). No âmbito desta pesquisa, a relevância da TSEE reside na capacidade de gestão administrativa da concessionária: falhas na manutenção e atualização destes cadastros podem resultar em faturamentos incorretos e num aumento do volume de reclamações. Todavia, por tratar-se de uma política de subsídio socializado sem impacto direto na tese de eficiência operacional e financeira aqui discutida, este eixo não será objeto de análise quantitativa nas seções subsequentes.

2.5 Engenharia de Dados e Analytics Aplicada à Regulação

A análise de impacto regulatório no setor elétrico brasileiro, quando fundamentada em bases de dados massivas como as disponibilizadas pela ANEEL, transcende os limites da estatística descritiva convencional e demanda uma abordagem estruturada de Engenharia de Dados. Essa disciplina, emergente na interseção entre ciência da computação, engenharia de software e análise quantitativa, ocupa-se do projeto, da construção e da manutenção de sistemas escaláveis para coleta, transformação, armazenamento e disponibilização de dados em ambientes analíticos (REIS; HOUSLEY, 2022).

O conceito de *Big Data*, popularizado a partir da nomenclatura proposta por Laney (2001), caracteriza-se por três dimensões fundamentais: volume, velocidade e variedade, às quais a literatura subsequente adicionou veracidade e valor como atributos principais. No contexto desta pesquisa, a base empírica compreende aproximadamente 1,66 bilhão de registros de serviços comerciais extraídos dos sistemas da ANEEL, abrangendo o período de 2011 a 2025. Esse volume de dados, associado à heterogeneidade dos formatos originais e à necessidade de integração com bases financeiras de holdings listadas em bolsa, configura um cenário típico de *Big Data* regulatório, cuja análise demanda infraestrutura computacional e processos de transformação que excedem as capacidades de ferramentas convencionais como planilhas eletrônicas.

Para viabilizar o tratamento dessa massa de dados, a pesquisa adotou o paradigma de Analytics Engineering, que se distingue da engenharia de dados tradicional por enfatizar a modelagem semântica, a documentação e a rastreabilidade de cada etapa de transformação. Nesse paradigma, os dados brutos são submetidos a um pipeline de ETL “*Extract, Transform, Load*”, no qual a extração automatizada garante a reprodutibilidade da coleta, a transformação aplica regras de negócio documentadas e auditáveis, e o carregamento disponibiliza os resultados em camadas analíticas otimizadas para consulta.

A escolha por formato de armazenamento colunar, como o *Parquet*, justifica-se pela eficiência no processamento de consultas analíticas sobre grandes

volumes de dados, reduzindo significativamente o consumo de memória e o tempo de execução em comparação com formatos tabulares tradicionais como o CSV. Essa otimização é particularmente relevante quando a análise requer agregações por múltiplos eixos de segmentação grupo de consumo, localização, distribuidora e período temporal como é o caso desta pesquisa (REIS; HOUSLEY, 2022).

A reprodutibilidade científica constitui outro pilar fundamental da abordagem adotada. Em consonância com os princípios de ciência aberta (open science), a totalidade do código fonte, dos scripts de extração e dos procedimentos de transformação foi disponibilizada em repositório público, permitindo que qualquer pesquisador ou órgão de controle replique integralmente a análise a partir das mesmas fontes primárias. Essa transparência metodológica, viabilizada por ferramentas de versionamento de código e por plataformas de hospedagem de repositórios, fortalece a validade externa dos resultados e alinha a pesquisa às melhores práticas de produção científica contemporânea.

Por fim, a disponibilização dos resultados por meio de painéis analíticos interativos (*dashboards*) representa a última camada da arquitetura de dados. Diferentemente de relatórios estáticos, os painéis permitem a exploração dinâmica dos indicadores por parte de gestores, reguladores e pesquisadores, ampliando o alcance e a utilidade prática dos achados acadêmicos. A construção desses painéis, apoiada em frameworks de desenvolvimento web e em interfaces de programação de aplicações (APIs), materializa a transição de uma pesquisa puramente descritiva para um instrumento tecnológico de monitoramento regulatório contínuo.

Dessa forma, o capítulo seguinte apresenta a metodologia empregada na pesquisa, detalhando o fluxo metodológico adotado, as fontes de dados utilizadas, os critérios de tratamento e validação das informações e os procedimentos analíticos aplicados para avaliar os efeitos da regulação por incentivos no setor de distribuição de energia elétrica.

2.6 Estado da arte e estudos correlatos

A literatura científica sobre regulação tarifária e incentivos de qualidade no Setor Elétrico Brasileiro (SEB) tem evoluído na tentativa de capturar a complexidade empírica introduzida pelas transições regulatórias. Estudos pioneiros focaram na eficácia dos mecanismos clássicos de regulação por incentivos (incentive regulation), como o Price Cap e o Revenue Cap, indicando que a imposição de tetos à receita pode induzir distribuidoras à busca por eficiência operacional em detrimento, por vezes, da qualidade técnica dos serviços prestados aos consumidores finais (CAMARGO, 2026; MAESTRI, 2019).

O estado da arte da pesquisa empírica recente organiza-se em três eixos metodológicos e conceituais complementares à proposta desta pesquisa:

O primeiro eixo trata da assimetria de escala e dos custos de ineficiência. Trabalhos recentes indicam que holdings com grandes bases de unidades consumidoras diluem com maior facilidade os custos associados às compensações automáticas em relação às distribuidoras de menor porte. O efeito de escala regulatória opera, portanto, como um amortecedor de perdas de PMSO (Pessoal, Material, Serviços e Outros), criando assimetrias concorrenciais indiretas sob o mesmo marco legal (MAESTRI, 2019).

O segundo eixo aborda a automatização de penalidades e seus efeitos sobre a gestão operacional. A mudança regulatória inaugurada pela REN 1.000/2021 inseriu o Brasil na vanguarda dos modelos proativos de compensação ao consumidor. Investigações empíricas demonstram que a migração de um sistema reativo, em que a indenização dependia da contestação do consumidor, para um fluxo de compensação 100% automatizado impõe pressões de controle em tempo real sobre os sistemas comerciais e de despacho das distribuidoras.

O terceiro eixo analisa o viés estatístico do denominador em grandes bases de dados. Com o advento de relatórios consolidados como o INDGER, a análise dos desvios operacionais passou a lidar com volumes de dados na casa das centenas de milhões de registros mensais. A literatura metodológica alerta que taxas

agregadas de transgressão podem apresentar declínio acentuado que não reflete necessariamente melhorias físicas na rede, mas sim um efeito de denominador decorrente da expansão massiva dos registros de controle cadastral (CAMARGO, 2026).

Esta pesquisa insere-se nesse estado da arte ao preencher uma lacuna crítica: a integração analítica entre a eficácia operacional dos serviços prestados (prazos regulatórios do Anexo IV) e a materialidade financeira corporativa (impacto das compensações sobre o *EBITDA* das *holdings*) sob a vigência prática da REN 1.000/2021, utilizando dados empíricos longitudinais de 2010 a 2023.

3 METODOLOGIA

Este capítulo descreve os procedimentos metodológicos adotados na condução da pesquisa. Inicialmente, apresenta-se o desenho geral do estudo e o fluxo metodológico que orientou todas as etapas do trabalho. Em seguida, detalham-se as fontes de dados, os procedimentos de coleta, tratamento e padronização, a consolidação analítica, os mecanismos de validação e reprodutibilidade, a construção dos indicadores e os critérios de análise comparativa. Por fim, descrevem-se o painel analítico utilizado como instrumento exploratório e as limitações metodológicas identificadas.

3.1 Delineamento Metodológico da Pesquisa

Esta pesquisa se dá por volta a um problema regulatório concreto: a análise da conformidade das distribuidoras de energia elétrica brasileiras diante dos prazos de atendimento comercial estabelecidos pela REN nº 1.000/2021 e das compensações financeiras associadas ao seu descumprimento. É quantitativa em razão do emprego de bases de dados massivas de aproximadamente 1,66 bilhão de registros de serviços como matéria-prima analítica. O estudo adota um modelo descritivo e observacional, orientado à identificação de padrões nos dados oficiais, sem pretender estabelecer causalidade estrita entre a alteração normativa e o comportamento operacional e financeiro das distribuidoras.

A abordagem metodológica apoia-se em três pilares:

1. A extração e o tratamento automatizados de bases governamentais públicas, visando à eliminação de vieses de coleta manual.
2. A construção de indicadores analíticos padronizados que conectam a atividade operacional aos resultados.
3. O compromisso com a reprodutibilidade científica, materializado pela disponibilização integral do código-fonte, das rotinas de processamento e dos dados tratados em repositório de acesso aberto.

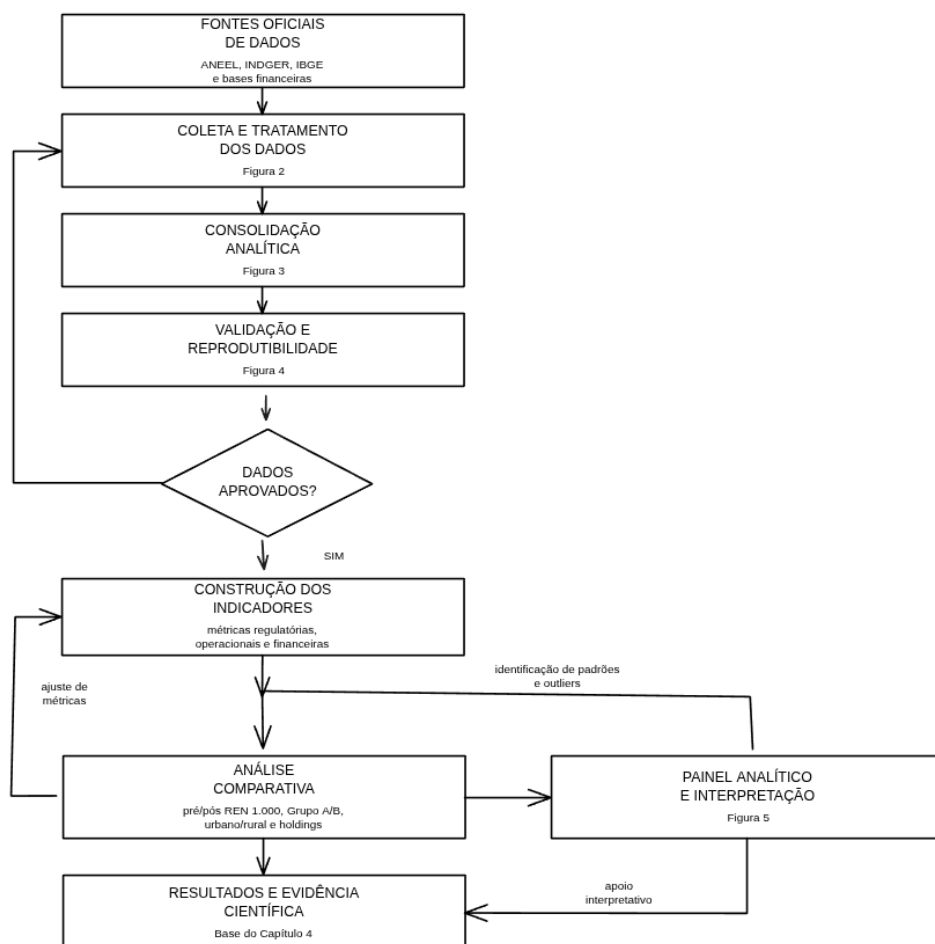
A validade metodológica do estudo sustenta-se, portanto, em uma cadeia de extração, tratamento, validação e análise altamente auditável, cujas etapas são 26

descritas nas seções subsequentes e sintetizadas no fluxo metodológico apresentado a seguir.

3.2 Fluxo Metodológico

A pesquisa foi conduzida por meio de um fluxo metodológico composto por oito etapas sequenciais e interdependentes, que se estendem desde a coleta dos dados brutos nas fontes governamentais até a visualização e interpretação dos resultados, onde a Figura 1 apresenta uma visão geral das etapas metodológicas desenvolvidas ao longo da pesquisa. .

Figura 1 - Fluxo metodológico da pesquisa



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Cada etapa representada no fluxograma corresponde a um subcapítulo específico da presente metodologia. A coleta de dados (Seção 3.4) abrange a extração automatizada das bases da ANEEL e do IBGE. O tratamento e padronização (Seção 3.6) compreende as transformações determinísticas aplicadas para assegurar a consistência das informações. A consolidação analítica (Seção 3.7) refere-se à geração dos produtos derivados, incluindo relatórios e produtos de comunicação. A validação dos dados (Seção 3.8) engloba os mecanismos de verificação estrutural, de completude e de auditoria numérica, bem como os procedimentos que garantem a reprodutibilidade integral da pesquisa. A construção dos indicadores (Seção 3.5) detalha as métricas empregadas na análise regulatória. Por fim, a geração das análises e a visualização dos resultados são operacionalizadas por meio dos critérios comparativos (Seção 3.9) e do painel analítico interativo (Seção 3.10).

Essa arquitetura assegura que cada resultado discutido no Capítulo 4 seja rastreável a uma cadeia auditável de transformações aplicadas sobre dados públicos oficiais.

3.3 Fontes de dados e critérios de seleção

O conjunto de dados central desta pesquisa provém de fontes públicas e oficiais, fundamentais para a abordagem quantitativa e auditável do estudo. As principais fontes são detalhadas no Quadro 2, que resume a origem, o período de cobertura e a finalidade de cada base de dados primária. A base de "Qualidade do Atendimento Comercial" da ANEEL foi empregada para garantir a observação da série histórica anual ao longo do período de 2010 a 2021 conforme a normativa antiga. Para a análise do novo regime a partir de 2023, adotou-se o INDGER (Indicadores Gerenciais da Distribuição), também publicado pela ANEEL e disponível por meio de seu portal de relatórios do setor de distribuição. De forma complementar, as bases da Divisão Territorial Brasileira (IBGE DTB 2024) servem como referência espacial para padronização municipal buscadas pelo código municipal.

A seleção dessas fontes pautou-se em três critérios metodológicos rigorosos: a origem institucional e a oficialidade dos dados, a cobertura temporal suficiente para viabilizar a análise comparativa entre os regimes regulatórios, e a possibilidade de reprodução da extração/coleta em massa, diferente de buscar a informação de empresa para empresa, como ocorrido para os resultados financeiros, assim constituindo uma das contribuições metodológicas desta pesquisa. É crucial notar que fontes paralelas catalogadas no sistema, como Atos de Infração e reclamações em ouvidorias, não integram as métricas desta pesquisa. Essa decisão metodológica evita a mistura de pagamentos automáticos aos consumidores com multas puramente administrativas de fora da normativa.

Quadro 2 - Fontes de Dados Utilizadas na Pesquisa

Bases	Período	Origem	Finalidade
Qualidade Comercial Ren 414	2010 a 2021	ANEEL	Obter quantidades e valores de serviços e transgressões
INDGER Ren 1000 Anexo IV	meados de 2022 >	ANEEL	Obter quantidades e valores de serviços e transgressões
Código de Município ou Código Territorial	2024	IBGE	Mapeamento geográfico.
DRE <i>Holdings</i> de principal interesse	2023	sites das <i>holdings</i>	Resultado financeiro das empresas

Fonte: Autor (2026).

A integração e seleção dessas fontes pautou-se em critérios de oficialidade, permitindo a criação de um conjunto de dados consolidados, fornecendo o suporte

para as demais etapas da pesquisa. Além disso, a priorização por bases de dados públicas estruturadas viabiliza uma rotina de extração automatizada, um pilar fundamental desta pesquisa para assegurar que o processo seja auditável e reaplicável por outros pesquisadores do setor.

3.4 Coleta dos dados

A coleta de dados foi realizada com um fluxo ponta a ponta que trabalha de forma automatizada a partir de bases públicas disponibilizadas pela ANEEL e pelo IBGE, cujos padrões de publicação nos respectivos portais foram previamente mapeados para permitir a extração sistêmica. Já as informações financeiras das holdings como EBITDA e Lucro Líquido foram obtidas a partir das demonstrações financeiras publicadas na CVM/B3 fora do escopo da extração automatizada. As rotinas computacionais desenvolvidas em *Python/Javascript* foram responsáveis pela extração sistemática de três conjuntos de informações: os registros de qualidade do atendimento comercial, que compõem a série histórica de 2011 a 2023 referente a normativa antiga, os indicadores gerenciais da distribuição (INDGER), que fornecem detalhamento mensal por distribuidora, município e tipo de serviço a partir de 2023 referentes a nova normativa e também os dados territoriais do IBGE, utilizados como referência espacial para a padronização municipal dos registros.

A opção pela automatização da coleta reduz a possibilidade de erros operacionais associados à extração manual dos dados e assegura que o processo possa ser integralmente reproduzido por qualquer pesquisador com acesso ao repositório. Já os dados sobre resultados financeiros das *holdings* (EBITDA, Lucro Líquido e número de clientes) foram coletados manualmente a partir dos relatórios de Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) e releases de resultados de 2023 disponíveis nos portais de Relações com Investidores (RI) e homologados na Comissão de Valores Mobiliários (CVM). Esses dados foram integrados localmente para viabilizar as análises de materialidade financeira e benchmarking do Capítulo 4, optando-se por não os incluir no repositório automatizado para preservar o foco deste estrito ao processamento de grandes bases regulatórias.

3.5 Construção dos indicadores

Os indicadores da pesquisa foram definidos para conectar formalmente a atividade operacional das distribuidoras aos resultados financeiros decorrentes do regime de compensações automáticas. Para assegurar a robustez descritiva e a comparabilidade entre empresas de portes distintos, foram adotados os seguintes indicadores primários:

a) Taxa de Transgressão: Métrica central de eficiência operacional, que expressa a proporção de serviços prestados fora do prazo regulatório em relação ao total de 28 32 serviços realizados. O resultado é limitado ao intervalo [0, 1] como salvaguarda contra eventuais inconsistências no denominador da base original.

A Taxa de transgressão pode ser calculada de acordo com a equação 5:

Equação 5 - Cálculo da Taxa de Transgressão

$$Taxa = \frac{Qtd. \text{ Fora do Prazo}}{Qtd. \text{ Serviços Realizados}}$$

b) Normalização por Unidades Consumidoras (UC): Para corrigir parcialmente o viés de escala atrelado ao porte de cada concessionária, os volumes de transgressões foram normalizados pela base de clientes ativos no mês de referência, expressos em incidência por 100 mil unidades consumidoras. O cálculo para a normalização pode ser feito pela equação 6:

Equação 6 - Cálculo da Normalização por Unidades Consumidoras (UC)

$$Fora \text{ do prazo por } 100k \text{ UC} = \frac{Qtd. \text{ Fora do prazo}}{UC \text{ ativa mês}} \times 100.000$$

Essa normalização é essencial para que distribuidoras com diferentes portes e bases de clientes possam ser comparadas entre si, sem que o volume absoluto mascare diferenças de eficiência técnica relativa.

c) Métricas Financeiras: O valor de compensação (R\$) representa estritamente os créditos efetuados nas faturas dos consumidores por descumprimento dos prazos do Anexo IV. A partir desse montante, mensura-se a

severidade média de cada infração por meio da compensação média por transgressão. As métricas financeiras podem ser calculadas de acordo com a equação 7:

Equação 7 - Cálculo das Métricas Financeiras

$$\text{Compensação Média} = \frac{\text{Compensações R\$}}{\text{Qts. Fora do Prazo}}$$

A opção pelo cálculo da compensação média justifica-se pela necessidade de refletir o custo unitário ponderado suportado pelas distribuidoras a cada desvio regulatório. Embora valores mínimos e máximos possam revelar extremos operacionais (uma vez que os limites de compensação variam por classe de consumo), a média permite estimar a severidade financeira agregada. O numerador representa estritamente o montante total de compensações pagas (efetivamente creditadas na fatura do consumidor). Adicionalmente, o custo de ineficiência por unidade consumidora (R\$/UC) foi calculado como a razão entre o total de compensações pagas e o número de clientes da holding, permitindo o benchmarking direto entre grupos econômicos apresentado na Seção 4.6.

d) Materialidade Financeira: Para dimensionar o impacto real das penalidades sobre as corporações, as compensações totais foram confrontadas com o EBITDA das holdings, obtido a partir das demonstrações financeiras públicas (CVM/B3). O indicador resultante peso percentual das compensações no EBITDA sustenta a tese central sobre a baixa materialidade econômica da regulação. A Materialidade financeira pode ser calculada pela equação 8:

Equação 8 - Cálculo da Materialidade Financeira

$$\text{Materialidade (\%)} = \frac{\text{Compensações totais (R\$)}}{\text{EBITDA (R\$)}} \times 100$$

e) Anualização: Quando exigida a comparação entre janelas temporais de duração incompatível como dados anuais do período pré-REN 1.000 versus dados mensais do INDGER, os volumes financeiros e operacionais foram expandidos

proporcionalmente ao período de 12 meses, assegurando a equivalência temporal dos indicadores.

3.6 Tratamento e padronização

Após a coleta, os dados brutos passaram por um conjunto de procedimentos determinísticos de tratamento, cujo objetivo foi assegurar a consistência, a integridade e a comparabilidade entre os diferentes conjuntos de informações utilizados na pesquisa. A heterogeneidade intrínseca das bases oficiais que apresentam variações de codificação, formatos de separadores, representações numéricas e padrões de nomenclatura exigiu decisões sistemáticas de padronização, aplicadas de forma automatizada para garantir a reprodutibilidade do processo.

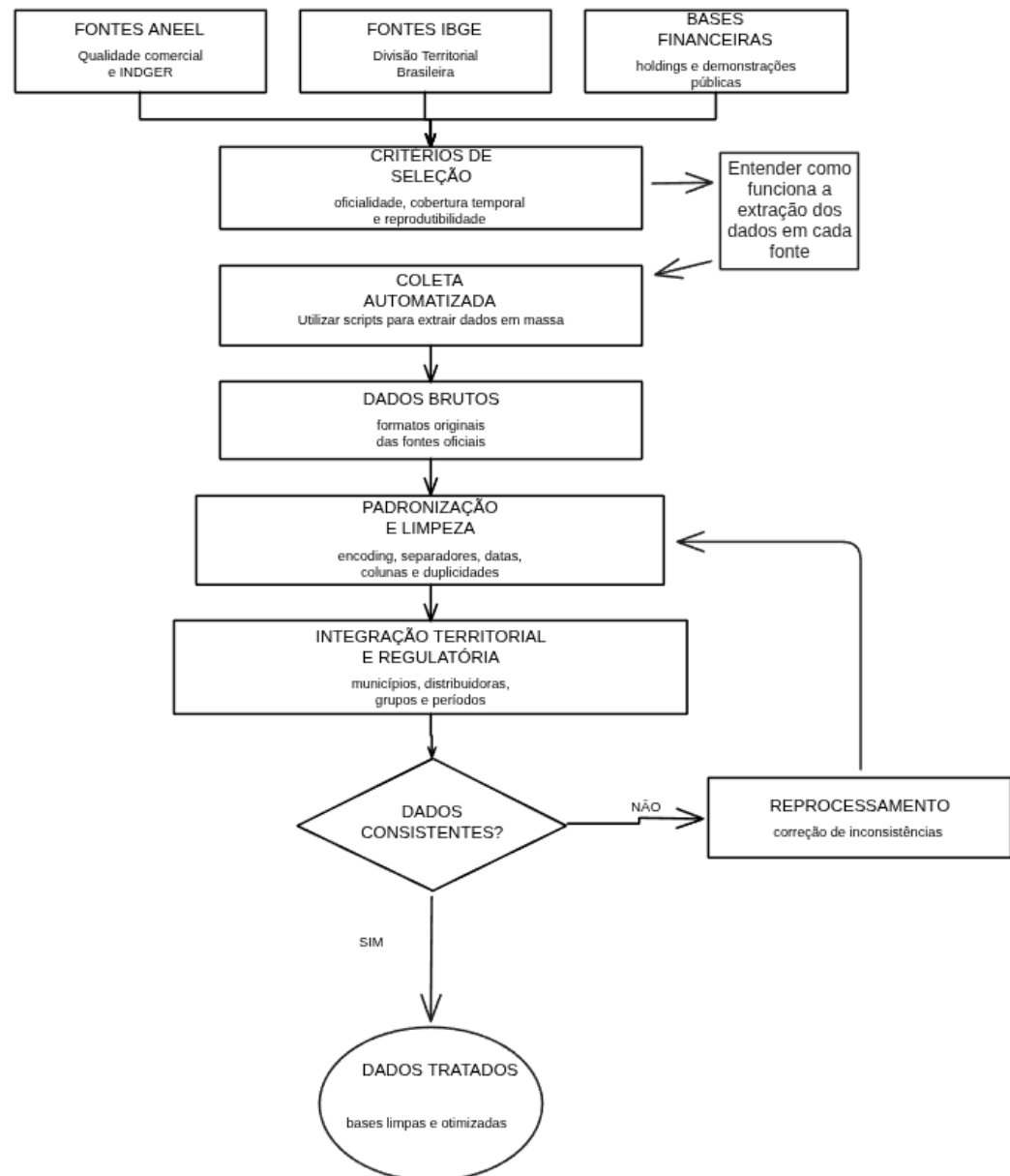
Os procedimentos de transformação compreenderam: padronização da codificação de caracteres, adequação dos separadores de campos, normalização de nomenclaturas de colunas, interpretação de datas e valores numéricos em formato brasileiro (vírgula como separador decimal), remoção de duplicatas executada linha a linha e eliminação de colunas sem utilidade analítica para o escopo normativo da pesquisa.

Visando à eficiência no processamento da alta volumetria de dados, adotou-se uma estratégia de armazenamento em duas etapas. Inicialmente, os dados tratados foram mantidos em formato tabular convencional (CSV), o que facilitou a inspeção humana preliminar e o mapeamento relacional das tabelas. Após a consolidação dos procedimentos de tratamento, os dados foram convertidos para o formato Apache Parquet, que utiliza arquitetura de armazenamento colunar com codificação binária e compressão nativa. Essa conversão justifica-se pela redução de até dez vezes no tamanho de armazenamento e no tempo de processamento de leitura, condição indispensável para o manuseio analítico de bases com a volumetria empregada nesta pesquisa.

O resultado dessa etapa é uma coleção de bases de dados limpas, padronizadas e otimizadas para consultas analíticas de larga escala, a partir das

quais foram construídas as tabelas e os indicadores descritos nas seções seguintes, e a figura 2 mostra de forma simplificada como seria o fluxo para coleta e tratamento das mesmas. .

Figura 2 - Coleta e tratamento dos dados



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Conforme ilustrado na Figura 2, a cadeia de tratamento e padronização opera em duas camadas complementares. A primeira camada de natureza técnica assegura que os dados brutos extraídos das fontes oficiais sejam limpos, decodificados e armazenados em formato otimizado para consultas de larga escala. A segunda camada de natureza analítica aplica os procedimentos de normalização, segmentação e equivalência temporal que tornam os registros comparáveis entre distribuidoras de portes distintos, entre regimes regulatórios com períodos separados de forma diferente e entre os diversos eixos de segmentação adotados na pesquisa. A separação entre essas duas camadas garante que eventuais ajustes nos critérios de padronização analítica possam ser realizados sem comprometer a integridade dos dados tratados, preservando a rastreabilidade de cada transformação aplicada. Dessa forma, os dados que alimentam a etapa subsequente de consolidação analítica (Seção 3.7) encontram-se em condição padronizada e auditável, prontos para a construção das tabelas e dos indicadores que sustentam os resultados do Capítulo 4.

3.7 Consolidação analítica

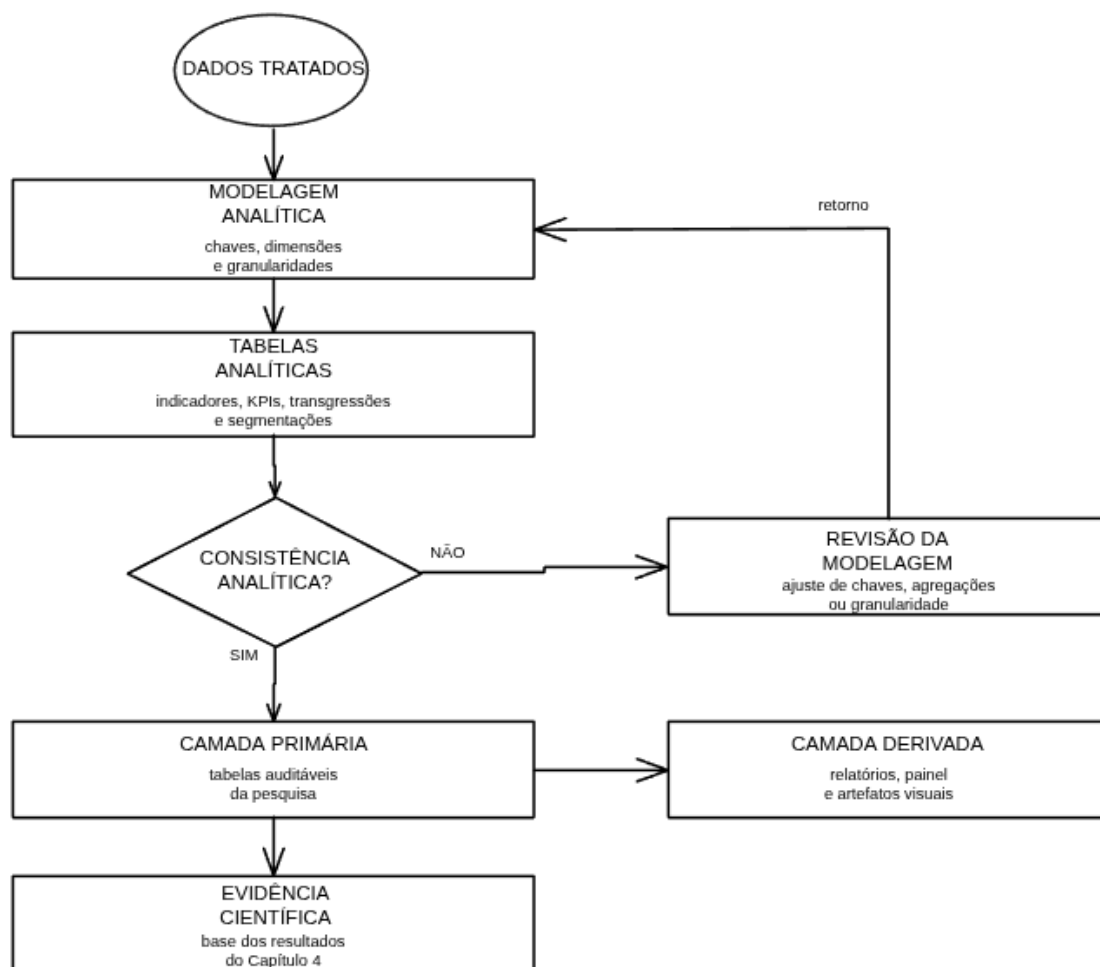
A partir das bases tratadas e padronizadas, foram construídas as tabelas analíticas que constituem a principal camada metodológica auditável do trabalho. Essas tabelas conectam os dados originais às medidas empregadas na interpretação regulatória e compreendem: indicadores anuais de desempenho, métricas de transgressão regulatória mensal, informações por distribuidora e tipo de serviço, segmentações geográficas (urbano e rural), agrupamentos por classe de consumo (Grupos A e B), dimensões de grupos econômicos e indicadores-chave de desempenho regulatório (KPIs) anuais. Dessa forma, a análise não depende de representações visuais derivadas, mas de estruturas tabulares versionados e verificáveis.

Complementarmente, a etapa de consolidação abrange a geração automatizada dos produtos derivados da pesquisa: relatórios descritivos, diagnósticos por grupo econômico e produtos de comunicação estruturados em formato compatível com o painel analítico interativo. Esses produtos derivados

cumprem duas funções metodológicas: documentar os resultados intermediários e finais de cada fase do processamento, permitindo sua auditoria; e fornecer dados pré-processados para as camadas de visualização, reduzindo a necessidade de re-cálculos dinâmicos durante a exploração dos resultados. É importante ressaltar que tais elementos constituem produtos derivados das tabelas analíticas validadas, e não fontes primárias de evidência científica.

A Figura 3 representa esquematicamente a cadeia de consolidação analítica, desde a geração das tabelas centrais até os produtos de comunicação e os relatórios descritivos

Figura 3 - Fluxograma da consolidação analítica



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Conforme ilustrado, a separação entre camada analítica primária e camada de comunicação derivada garante que os resultados discutidos neste trabalho permaneçam rastreáveis às estruturas de dados auditáveis, independentemente do formato de apresentação utilizado.

3.8 Validação e reprodutibilidade

A reprodutibilidade foi tratada neste trabalho como um critério de validade metodológica, e não apenas como uma conveniência técnica. Dado que a pesquisa depende da transformação de bases públicas volumosas em indicadores regulatórios interpretáveis, a confiabilidade dos resultados exige que a cadeia de produção da evidência possa ser integralmente refeita por outro pesquisador, desde a coleta nas fontes oficiais até a geração das tabelas analíticas finais.

Para assegurar essa condição, três planos de verificação foram implementados de forma automatizada:

O primeiro pilar consiste na padronização do ambiente computacional, no qual o ambiente de execução foi configurado de maneira que todas as dependências utilizadas na pesquisa pudessem ser reproduzidas em diferentes máquinas e sistemas operacionais. Antes da execução das rotinas analíticas, procedimentos automatizados de verificação (como scripts de checagem de pacotes e versões) confirmam que todos os componentes necessários estão operacionais em nível de infraestrutura, garantindo a portabilidade do ambiente sem depender de configurações manuais específicas de cada sistema operacional.

O segundo pilar compreende a validação estrutural e numérica dos dados. Três níveis de verificação são aplicados sequencialmente:

- **Validação estrutural:** verifica a existência dos arquivos esperados, a presença de campos obrigatórios, a conformidade dos tipos de dados e a consistência dos regimes regulatórios presentes nos registros. Essa camada protege a pesquisa contra alterações silenciosas nas bases originais (isto é, quando o portal governamental atualiza o arquivo de dados sem aviso prévio, alterando o nome de uma coluna, a ordem dos campos ou o separador de decimais), o

que interromperia o processamento ou geraria cálculos incorretos de forma imperceptível, caso não houvesse essa validação de schema.

- Verificação de completude: confirma que todos os produtos analíticos previstos foram efetivamente gerados ao final do processamento. Mesmo que rotinas individuais sejam concluídas com sucesso, a metodologia exige que o conjunto completo de tabelas necessárias à análise esteja disponível antes do avanço para a etapa interpretativa.
- Auditoria numérica e relacional: examina a integridade das tabelas analíticas por meio de verificações de duplicidade de chaves, consistência de identificadores de distribuidoras, validade de denominadores, plausibilidade de taxas e métricas, completude de rótulos e cobertura temporal dos registros

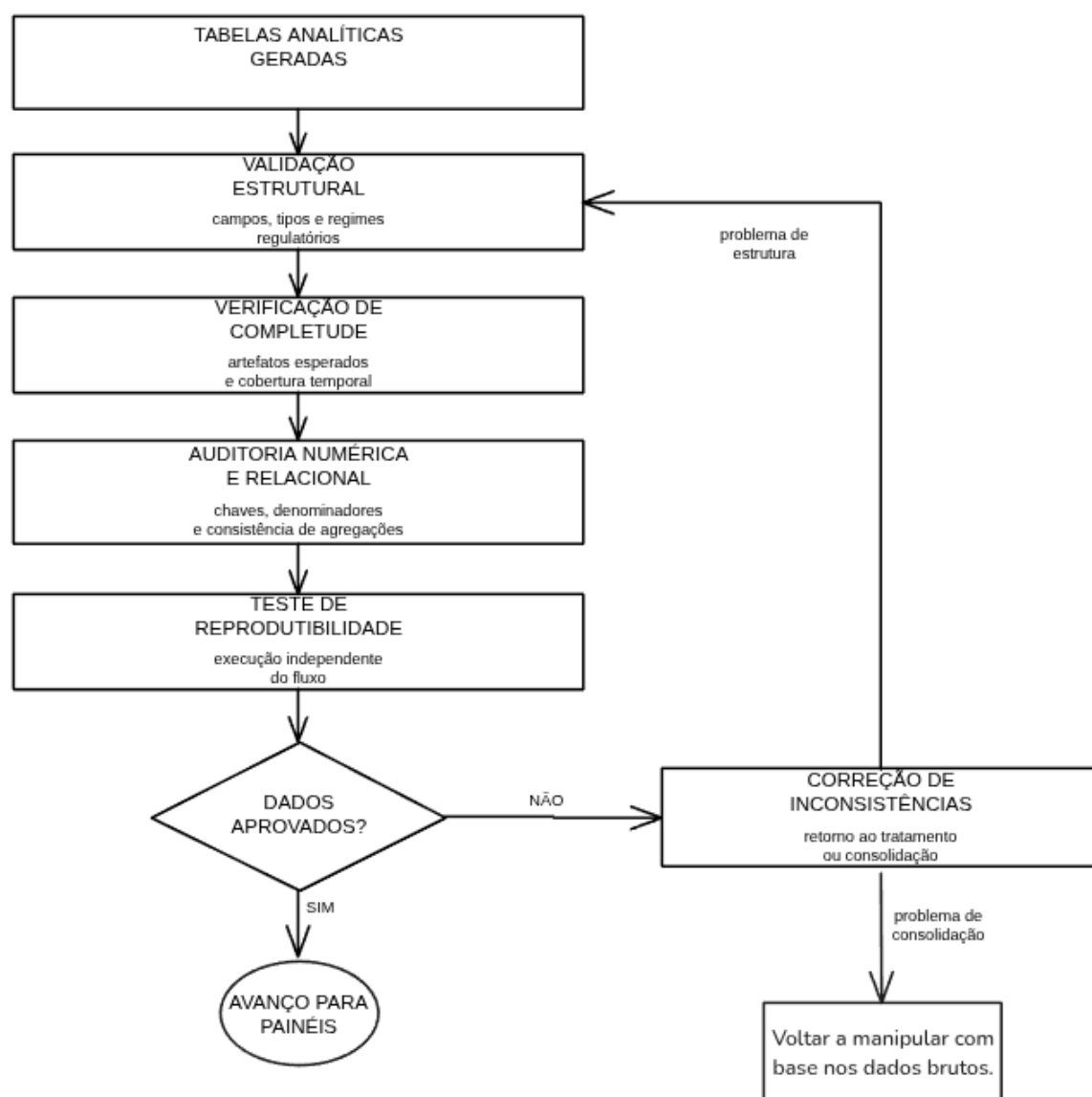
O terceiro pilar refere-se à reprodução integral da pesquisa. Uma cadeia de processamento unificada encadeia, de forma sequencial e automatizada, todas as etapas metodológicas: atualização dos dados a partir das fontes oficiais, geração das tabelas analíticas e dos produtos derivados, validação estrutural, verificação de completude e auditoria numérica. Qualquer pesquisador com acesso ao repositório público do projeto pode reconduzir a totalidade do processamento, obtendo resultados equivalentes aos apresentados neste trabalho, desde que as bases originais se mantenham disponíveis no repositório.

Os detalhes de execução, incluindo comandos específicos, nomes de scripts e instruções de configuração do ambiente, encontram-se documentados na documentação técnica do repositório.

A organização dos dados obedece a uma arquitetura em camadas progressivas: dados brutos (reprodutíveis a partir das fontes oficiais), dados tratados (resultantes das transformações determinísticas), tabelas analíticas (que constituem a ponte entre os registros massivos e os resultados discutidos neste trabalho) e produtos derivados de comunicação (utilizados exclusivamente na camada de visualização).

A Figura 4 ilustra a estrutura de validação e controle de qualidade adotada, evidenciando os três níveis de verificação e sua posição na cadeia de processamento.

Figura 4 - Fluxograma da validação e controle de qualidade dos dados



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Dessa forma, a metodologia estabelece uma cadeia com pontos explícitos de controle. A análise só avança quando os dados foram extraídos das fontes previstas, transformados de forma determinística, convertidos em tabelas analíticas, validados

estruturalmente e aprovados por auditoria numérica. Caso qualquer etapa apresente falha, o processo é interrompido antes da interpretação dos resultados, reduzindo o risco de que erros de coleta, transformação, agregação ou cobertura sejam convertidos em conclusões regulatórias indevidas.

3.9 Estratégia comparativa pré e pós-REN 1.000/2021

A avaliação do impacto regulatório fundamenta-se em uma comparação descritiva e observacional entre dois marcos temporais representativos. O corte central considera os indicadores do setor no ano de 2021 último período integral de vigência exclusiva da REN nº 414/2010 frente ao comportamento evidenciado no ano de 2023, primeiro exercício completo no qual a REN nº 1.000/2021 operou em regime de vigência plena e as distribuidoras estabilizaram os novos processos de reporte junto ao sistema INDGER (com a exclusão do ano de 2022 da comparação direta, conforme detalhado a seguir).

O ano de 2022 foi deliberadamente excluído como ano-base de comparação direta, por configurar um período de transição regulatória. Nesse intervalo, as concessionárias encontravam-se em estágios heterogêneos de adaptação sistêmica à nova norma, e os registros do INDGER apresentavam lacunas e inconsistências decorrentes da assimilação gradual do novo modelo de reporte. Sua inclusão como referência analítica limpa comprometeria a confiabilidade da comparação.

É importante ressaltar que essa estratégia comparativa não presume isolamento de variáveis exógenas. Fatores como expansão da base de clientes, eventos climáticos, oscilações macroeconômicas e diferenças na maturidade digital das distribuidoras podem influenciar simultaneamente os indicadores analisados. Dessa forma, as variações observadas nas métricas apontam para associações temporais aos fenômenos normativos, mas não autorizam conclusões de causalidade estrita. Essa limitação epistemológica é reconhecida e decorre do desenho descritivo da pesquisa, sendo indicada como oportunidade de aprofundamento por meio de técnicas econométricas no capítulo de sugestões para trabalhos futuros.

3.10 Painel analítico como instrumento exploratório

Após a consolidação dos dados regulatórios em estruturas tabulares consolidadas, a pesquisa exigiu uma interface de comunicação capaz de converter o volume massivo de informações em conhecimento interpretável. O painel analítico interativo (dashboard) surge, portanto, como um instrumento exploratório e uma camada derivada de visualização, e não como a fonte primária da evidência científica. A base empírica deste estudo permanece ancorada nas tabelas analíticas tratadas e validadas; o painel atua estritamente na tradução desses resultados para representações gráficas que facilitam a identificação de padrões, valores atípicos e assimetrias setoriais.

Para garantir a transparência e a reprodutibilidade dos princípios fundamentais desta metodologia, optou-se por uma arquitetura desacoplada, dividida em camadas de dados, serviço e apresentação (KIMBALL; ROSS, 2013). Essa escolha metodológica evita a introdução de vieses por re-cálculos dinâmicos e assegura que qualquer visualização possa ser reconduzida às tabelas analíticas originais, já na finalidade da apresentação dos resultados, as figuras apresentadas ao longo do trabalho correspondem a capturas do painel analítico desenvolvido para a pesquisa, sendo reproduzidas em sua configuração original para assegurar consistência como dito anteriormente.

A comunicação entre essas camadas ocorre de forma sistemática, conforme os seguintes processos:

1. Geração de arquivos canônicos: Os resultados da consolidação analítica são exportados para arquivos estruturados em formato leve e universalmente compatível com sistemas web, servindo como ponte estática entre a camada de dados e a interface de visualização. Essa separação garante que os dados consumidos pelo painel sejam idênticos aos validados na etapa de tratamento, sem qualquer transformação adicional.
2. Camada de serviço: Uma interface de programação de aplicações (API) foi desenvolvida com a função exclusiva de fornecer os dados processados de forma padronizada, garantindo que nenhum re-cálculo seja executado no

momento da consulta. Essa restrição preserva a integridade dos dados validados e assegura que as visualizações reflitam fielmente os resultados da análise.

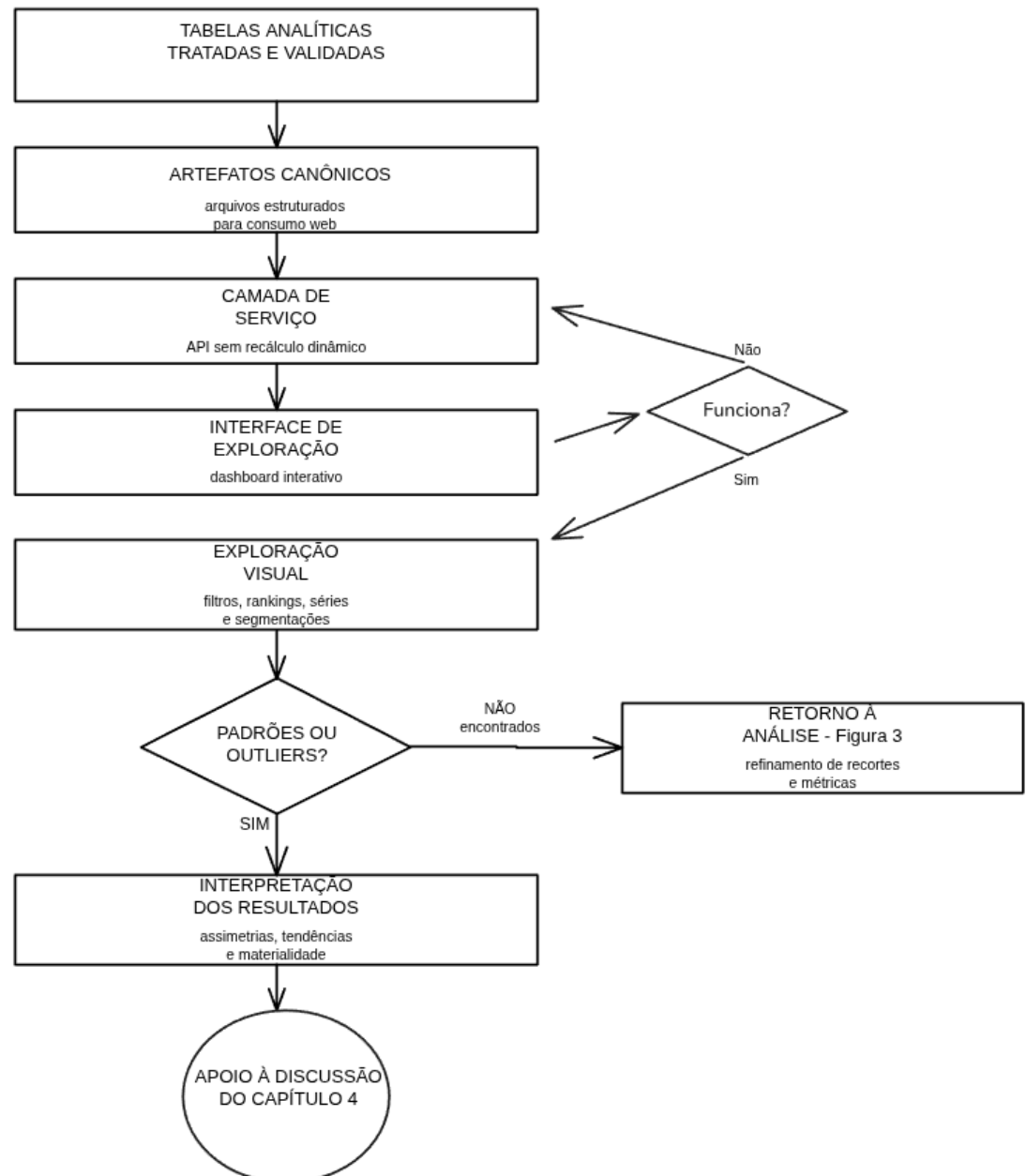
3. Interface de exploração: A interface de visualização foi construída com tecnologias web modernas, permitindo navegação modular e responsiva. A 45 comunicação entre as camadas de apresentação e serviço ocorre de forma transparente, tanto em ambiente de desenvolvimento local quanto em infraestrutura de produção em nuvem. A interface permite a exploração dinâmica dos indicadores por múltiplos eixos de segmentação grupo de consumo, localização, distribuidora e período temporal, ampliando o alcance e a utilidade prática dos achados acadêmicos.
4. Gerenciamento de estado: Um sistema de gerenciamento de requisições foi implementado para controlar o ciclo de vida das consultas aos dados, assegurando que a exploração dos resultados seja fluida e livre de chamadas redundantes ao servidor.

Esse mecanismo garante estabilidade na navegação mesmo em cenários de alta volumetria de dados. As ferramentas de visualização foram selecionadas com base em critérios de representatividade setorial e precisão na renderização de dados extraídos, particularmente séries temporais de compensações financeiras e métricas de transgressão regulatória. A interface foi projetada para ser acessível e legível tanto em dispositivos móveis quanto em estações de trabalho, assegurando que o instrumento atenda a perfis variados de usuários gestores do setor, pesquisadores e agentes reguladores.

A infraestrutura de publicação reflete a separação de responsabilidades, com as camadas de apresentação e serviço hospedadas em plataformas independentes e otimizadas para suas respectivas funções. Essa estrutura assegura que o painel cumpra seu papel metodológico de democratizar o acesso aos dados da Regulação por Incentivos, permitindo que auditores e pesquisadores explorem as evidências sem comprometer a rastreabilidade dos arquivos analíticos que sustentam a pesquisa, tornando assim os painéis visuais o ponto de menor interesse, mas com possibilidade de replicar mesmo com máquinas mais fracas.

As tecnologias específicas utilizadas na implementação do painel, incluindo frameworks de desenvolvimento, bibliotecas de visualização e infraestrutura de hospedagem encontram-se documentadas no repositório público do projeto, mas o fluxo de criação para dos painéis é ilustrado na Figura 5.

Figura 5 - Modelagem de Painéis visuais



Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

A modelagem ilustrada na Figura 5 evidencia o fluxo de valor gerado pelo painel analítico: a conversão de um repositório técnico e hermético em um instrumento interativo de democratização de dados regulatórios. Ao isolar rigorosamente a camada de apresentação visual das etapas prévias de tratamento e consolidação, o modelo preserva a auditabilidade estatística sem abdicar da acessibilidade comunicativa. Em um cenário onde a Regulação por Incentivos impõe bilhões de registros ao setor elétrico, essa arquitetura em camadas comprova que a transparência tecnológica é condição essencial para a eficácia regulatória. Contudo, assim como o painel está condicionado à qualidade dos dados que o alimentam, a abrangência das conclusões deste trabalho encontra-se delimitada pelo escopo das fontes oficiais governamentais, restrições estas que são sistematizadas na seção a seguir.

3.11 Limitações metodológicas

O principal limite reside na ausência de um período no qual todas as empresas foram realmente obrigadas a transicionar para o novo modelo, gerando assim “buracos” na análise o que interdita a estimação dos efeitos das mudanças da REN 1.000/2021 sob um viés causal isolado principalmente na sua transição.

Observa-se ainda assimetria estrutural de granularidade temporal, as bases associadas ao regime pré-2022 possuem forte agregação anual, enquanto o período INDGER pós-2023 expõe detalhamento operacional de espectro mensal. O ano de 2022 não deve ser consumido em análises como um período regulatório íntegro, comportando ruído em seus registros em função da assimilação de sistemas das distribuidoras, conforme já comentado.

Por fim, as métricas financeiras aqui operadas configuram exclusivamente um referencial de piso conservador. O custo normativo consolidado excede as compensações em fatura e abriga contingenciamentos civis, sanções processuais e dispêndios internos sistêmicos da não conformidade, que permanecem ocultos neste balanço.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Esta seção apresenta os achados da pesquisa, estruturados para responder ao problema de como a nova dinâmica de compensações da REN 1.000 impactou a eficiência das distribuidoras.

4.1 Análise Geral das Transgressões de Prazo

A análise dos dados extraídos do painel analítico revela uma mudança quantitativa e qualitativa no comportamento das transgressões de prazo após a implementação da REN 1.000/2021. Observa-se que, com a automação do sistema de monitoramento (INDGER) e a padronização das bases de cálculo, houve um incremento nominal significativo no volume financeiro das compensações creditadas aos consumidores, mesmo em cenários onde a taxa de transgressão global não sofreu deterioração drástica.

O caso empírico da distribuidora Cemig ilustra com clareza este efeito da transição regulatória: o volume de compensações pagas saltou de R\$ 3,53 milhões em 2021 (sob a égide da REN 414/2010) para R\$ 84,29 milhões em 2023 (sob a vigência plena da REN 1.000/2021). Embora este crescimento traduza um encarecimento expressivo das penalidades em termos nominais (cerca de 23,87 vezes), é necessário contextualizar a materialidade econômica deste montante para compreender a real eficácia da norma como indutora de eficiência operacional.

Adicionalmente, é fundamental considerar que a transição normativa não se restringiu apenas ao aumento do valor das compensações, mas também impôs um desafio de governança corporativa às distribuidoras. A necessidade de implementar sistemas de TI capazes de realizar o cálculo automático e a liquidação dessas compensações em prazos reduzidos forçou as empresas a reestruturarem seus processos internos de monitoramento de fluxo de trabalho. Esse ajuste não apenas gera custos operacionais diretos de implementação, mas também exige uma governança de dados robusta para garantir a precisão do faturamento e a redução de erros, o que, em última análise, reflete a maturidade institucional das distribuidoras no novo cenário regulatório.

Para dimensionar esta gravidade, a Tabela 1 apresenta um comparativo entre os valores pagos em compensações automáticas e o porte financeiro das principais holdings do setor, utilizando o EBITDA (Lucro antes de Juros, Impostos, Depreciação e Amortização) como parâmetro de escala e de geração de caixa.

Tabela 1: Relação financeira dos principais grupos econômicos

Holding	Ano	EBITDA (R\$ Bilhões)	Lucro Líquido (R\$ Bilhões)	Compensações (R\$ Milhões)*	Peso (Compensação / EBITDA)
Cemig	2021	7,16	3,74	3,53	0,05%
	2023	8,28	4,9	84,29	1,02%
Neoenergia	2021	9,6	3,92	14,99	0,16%
	2023	12,1	4,5	35,58	0,29%
Energisa	2021	6,19	3,06	5,04	0,08%
	2023	8,1	2,2	20,25	0,25%
CPFL	2021	10,6	4,8	0,5	0,005%
	2023	12,8	5,3	8,79	0,07%
Equatorial	2021	5,4	3,5	1,85	0,03%
	2023	9,5	2,1	33,90	0,36%
Enel	2021	8	1,2	11,15	0,14%
	2023	5,8	2,3	46,85	0,81%
Copel	2021	5,9	5	0,68	0,01%
	2023	5,8	2,2	1,73	0,03%

*Fonte: Elaborado pelo autor (2026) com base em dados de mercado (CVM/B3) e ANEEL/INDGER. *Valores de compensação extraídos do painel analítico da pesquisa.*

Os dados demonstram uma profunda assimetria de escala. Mesmo no pico histórico de pagamentos de multas da Cemig em 2023, o impacto financeiro relativo 51 representou meros 1,02% do seu *EBITDA*. O cenário é ainda mais assintótico em grandes grupos privados como a CPFL, onde as multas representaram aproximadamente 0,07% do resultado operacional no mesmo ano. A Neoenergia e a Equatorial acompanham a mesma tendência de forte diluição do risco, não chegando a barreira de 0,5% de impacto nos anos analisados.

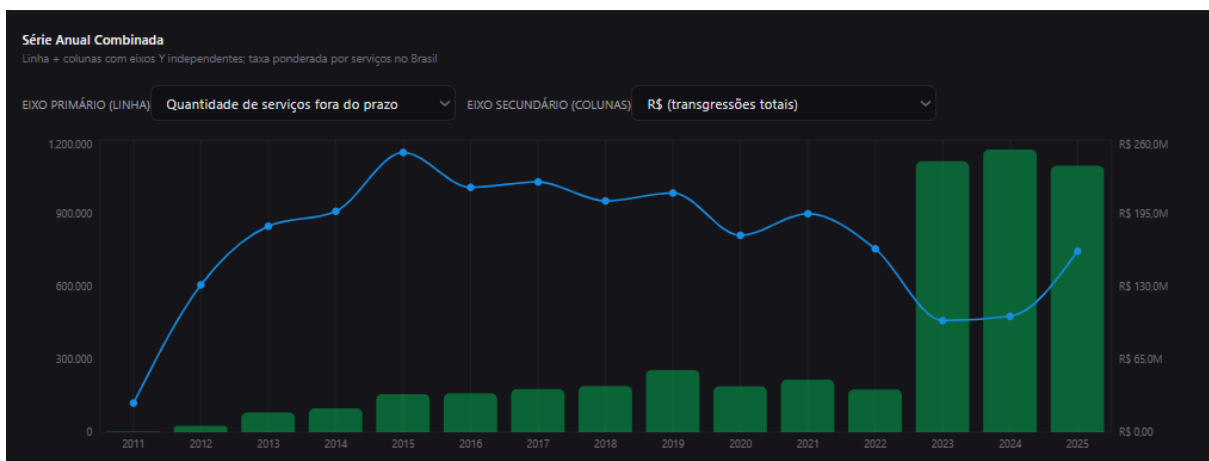
Estas evidências indicam que, sob a ótica da eficiência empresarial, o volume de transgressões registrado pode estar associado a uma percepção de "custo aceitável de conformidade". Os dados sugerem que a atual formulação das compensações atua de forma excelente na reparação imediata ao consumidor individual, mas possui baixa materialidade econômica para forçar investimentos massivos e imediatos das distribuidoras na eliminação das causas-raiz dos atrasos de campo.

4.2 Análise do Valor Financeiro das Compensações

Após a análise da materialidade financeira, torna-se essencial examinar o impacto da REN 1.000/2021 na eficiência técnica das distribuidoras. Para este fim, a métrica primordial é a taxa de transgressão, que isola o volume de dinheiro e foca na quantidade de vezes que o prazo regulamentar foi descumprido face ao total de pedidos atendidos.

Após a análise da materialidade financeira, torna-se essencial examinar o impacto da REN 1.000/2021 na eficiência técnica das distribuidoras. Para este fim, a métrica primordial é a taxa de transgressão, que isola o volume de dinheiro e foca na quantidade de vezes que o prazo regulamentar foi descumprido face ao total de pedidos atendidos. Os dados sugerem que, embora o volume financeiro das compensações tenha escalado (como visto na Seção 4.1), a quantidade absoluta de serviços prestados fora do prazo apresentou redução de 48,9% em média para o setor, passando de 897.957 em 2021 para 458.841 em 2023 . No grupo das holdings, a taxa média de transgressão em 2021 situava-se em 2,97%, evoluindo para 0,09% em 2023. Esta disparidade entre o aumento dos valores pagos e a relativa inércia na melhoria dos indicadores de prazo pode ser visualizada no comparativo abaixo, extraído do painel analítico desenvolvido nesta pesquisa.

Figura 6 - Evolução comparativa entre a quantidade de transgressões e o valor das compensações pagas (2011 - 2025)



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

Conforme ilustra a imagem acima, observa-se o fenômeno da "curva descolada": enquanto a linha de quantidade de atrasos mantém um comportamento de redução, as barras de custo financeiro apresentam um salto após abril de 2022. Este cenário corrobora a tese de que a REN 1.000/2021 foi eficaz na automatização e no aumento do valor da reparação ao consumidor, mas a sua capacidade de induzir eficiência técnica imediata parece ser limitada pela baixa materialidade econômica das sanções, conforme discutido anteriormente.

Relativamente às inconsistências de valores citadas em revisões preliminares, ressalva-se que este trabalho padronizou a análise com base nos dados consolidados do sistema INDGER/ANEEL, corrigindo as distorções métricas através da normalização pelo volume total de serviços, garantindo a fidedignidade dos indicadores apresentados.

4.3 Comparação Antes e Depois da REN 1.000

Para consolidar a análise dos impactos da nova regulação, é imprescindível traçar um paralelo direto entre o arcabouço normativo revogado (REN 414/2010) e o atual (REN 1.000/2021). A transição entre as normas representou uma mudança estrutural na severidade das punições e, fundamentalmente, na granulometria do monitoramento regulatório.

O Quadro 3 sintetiza essa transição, comparando o desempenho consolidado do setor no ano de 2021 (norma antiga) com o ano de 2023 (vigência plena da nova norma).

Quadro 3 - Comparativo Estrutural e de Desempenho: REN 414/2010 vs. REN 1.000/2021

Critério de Análise	Antes (REN 414/2010) – Ano 2021	Depois (REN 1.000/2021) – Ano 2023	Variação (%)
Volume de Serviços Monitorados	30,19 Milhões	513,81 Milhões	+1.702%
Quantidade de Transgressões	897.957	458.841	51,09% menos
Taxa de Transgressão (Eficiência)	2,97%	0,09%	33 vezes menos
Valor Total de Compensações	R\$ 46,6 Milhões	R\$ 241,3 Milhões	+517,8%
Valor Unitário Médio por Erro	R\$ 51,89	R\$ 525,89	+1013,5%

Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A análise do Quadro 3 revela que a transição regulatória promoveu uma dispersão detalhada nos serviços solicitados. Sob a regulação da REN 414/2010, o reporte das distribuidoras era baseado em agrupamentos de serviços, o que resultava em uma base de monitoramento de cerca de 30 milhões de registros anuais. Com a implementação do sistema INDGER pela REN 1.000/2021, houve um aumento drástico na granulometria da informação: os serviços passaram a ser reportados de 54 forma individualizada e atomizada, elevando o volume monitorado para mais de 513 milhões em 2023.

Este incremento de 1.702% no denominador explica o recuo estatístico da Taxa de Transgressão de 2,97% para 0,09%. Embora esse dado sugira um ganho de eficiência operacional, ele deve ser interpretado como um efeito da nova arquitetura de dados, que passou a capturar uma massa crítica de serviços de alta frequência e baixa complexidade que antes eram invisíveis ao regulador.

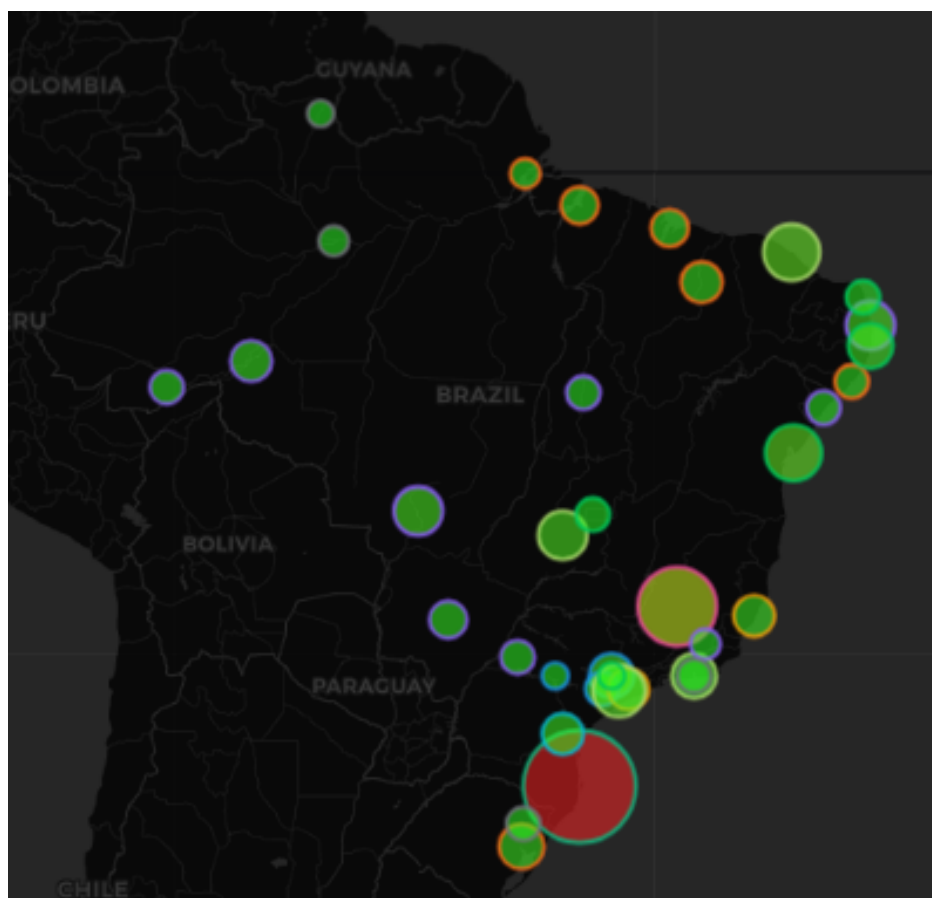
Todavia, o indicador que melhor traduz o endurecimento da norma é o Valor Unitário Médio por Erro, que saltou de R\$51,89 para R\$525,89. Este aumento de 1013,5% no custo individual de cada falha evidencia que a REN 1.000/2021 abandonou a lógica de compensações simbólicas da norma anterior, instituindo um custo de ineficiência que é, em média, dez vezes superior ao do período precedente. Assim, mesmo com uma taxa de erro percentualmente menor, o montante total devolvido aos consumidores disparou, comprovando que a nova regulação priorizou a automaticidade e a severidade da reparação financeira.

4.3.1 Intensidade de Transgressões (quantidades) por Distribuidora (2023)

A visualização espacial dos dados operacionais, materializada por meio de um mapeamento de calor (*heatmap*), constitui um instrumento analítico fundamental para a compreensão das assimetrias geográficas inerentes à qualidade do atendimento das distribuidoras. Diferentemente das métricas consolidadas ou de médias globais que frequentemente mascaram ineficiências regionais por meio do chamado "efeito de diluição", o emprego do mapa de calor permite identificar, com alta granularidade, e zonas críticas com os gargalos na prestação dos serviços regulados.

A Figura 7 apresenta a intensidade dessas transgressões projetada sobre as áreas de concessão em todo o território nacional. O espectro cromático evidencia não apenas a concentração absoluta das falhas, mas as áreas mais críticas onde os prazos de atendimento estipulados pela REN nº 1.000/2021 são reiteradamente descumpridos.

Figura 7 - Mapa de Calor: Intensidade de Transgressões (quantidades) por Distribuidora (2023)



Fonte: Elaborado pelo autor (2026).

A interpretação analítica deste mapeamento revela que a incidência de erros de prazo é substancialmente heterogênea. Constata-se que, embora os grandes centros urbanos congreguem o maior volume absoluto de solicitações comerciais impulsionados pela elevada densidade populacional e dinamismo econômico, a frequência relativa de atrasos (ou seja, a taxa de transgressão normalizada pelo porte da base de clientes) é acentuadamente mais severa nas zonas rurais e áreas de menor adensamento.

Essa disparidade espacial, escancarada pelo heatmap, reflete um conflito direto entre a geografia e a regulação. Nas regiões de interior e áreas rurais, a extensa capilaridade da rede elétrica e as grandes distâncias entre unidades consumidoras impõem desafios logísticos severos, elevando o tempo de

deslocamento (e o custo do OPEX) das equipes de campo. Com a introdução da automaticidade das compensações pela REN nº 1.000/2021, o ônus dessa complexidade logística não recai mais sobre o consumidor que aguarda o serviço, mas transcreve-se instantaneamente em penalidade financeira para a distribuidora.

Dessa forma, o mapeamento de calor transcende a mera representação cartográfica, operando como um diagnóstico visual contundente: ele mapeia exatamente as coordenadas geográficas onde a relação custo-eficiência das operações de campo se encontra mais tensionada pela régua regulatória de proteção ao consumidor.

4.4 Análise por Grupo de Consumidores (A vs. B)

A eficácia da REN 1.000/2021 deve ser avaliada considerando a assimetria entre os grupos de consumo: Grupo A (alta/média tensão: indústrias/grandes empresas) e Grupo B (baixa tensão: residências/comércio/rural). O Quadro 4 detalha o desempenho e os custos de compensação por grupo. A transição normativa operou sob lógicas distintas:

Quadro 4 - Comparativo de Assimetria Operacional e Financeira: Grupo A vs. Grupo B

Grupo	Ano	Qtd. de Transgressões	Total de Compensações	Valor Médio por Erro
A	Ano 2021 (REN 414)	128	R\$ 197 mil	R\$ 1539,06
A	Ano 2023 (REN 1000)	90	R\$ 1,1 milhão	R\$ 12.222,2
B	Ano 2021 (REN 414)	881.741	R\$ 44,5 milhão	R\$ 50,48
B	Ano 2023 (REN 1000)	456.559	R\$ 241,1 milhões	R\$ 528,089

Fonte: ANEEL (Portal da distribuição) (2026).

A análise dos dados revela que a transição normativa operou sob lógicas de incentivo distintas para cada segmento:

Grupo A (Alta Tensão): Apesar do baixo volume de transgressões (90% em 2023), a severidade é extrema. O custo médio por descumprimento superou R\$12.000,00, induzindo alta performance para evitar falhas pontuais que impactam o orçamento operacional.

Grupo B (Baixa Tensão): Dinâmica de escala massiva. Embora a quantidade de erros tenha caído 50%, o custo total cresceu 400% devido ao aumento do valor unitário (de R\$51 para R\$523). A REN 1.000/2021 priorizou a reparação individual e transparência, mas a pressão econômica por eliminar atrasos é atenuada pela grande escala das holdings.

Em síntese, a norma atua pela magnitude da sanção pontual no Grupo A e pela escala da proteção automática no Grupo B, endurecendo o patamar de conformidade em ambos

4.5 Análise por Localização (Urbano vs. Rural)

Para além das assimetrias financeiras e de classe de tensão, a conformidade regulatória das distribuidoras é fortemente condicionada pela geografia e pela densidade demográfica. A análise das transgressões sob a ótica da localização permite identificar os gargalos logísticos que impedem a universalização da eficiência técnica, revelando onde o consumidor está mais vulnerável a atrasos.

Embora os grandes centros urbanos concentram o maior volume absoluto de pedidos, a frequência relativa de atrasos é acentuadamente superior nas zonas rurais, demonstrado no Quadro 5.

É importante notar que essa disparidade não é fruto apenas de negligência, mas sim de uma limitação estrutural. A rede de distribuição rural, caracterizada por extensões muito superiores à urbana e por uma topologia de atendimento dispersa e de difícil acesso, demanda um tempo de deslocamento significativamente maior para as equipes de campo.

Logo quando uma equipe precisa atender um chamado em uma área rural, o tempo necessário para o trajeto muitas vezes supera o prazo regulatório estipulado

para serviços simples, gerando uma falha técnica no sistema que não necessariamente reflete a ineficiência do processo, mas a dificuldade física de operação em terrenos extensos.

Quadro 5 - Incidência de Transgressões por Localização (Proporção por 100 mil UC)

Localização	Transgressões por 100 mil UC	Frequência Relativa
Zona Rural	12.044	2,51x maior
Zona Urbana	4.794	Referência

Fonte: Elaborado pelo autor

Demonstrando assim uma desigualdade crítica na prestação do serviço: o índice de falhas em áreas rurais é 251% superior ao das áreas urbanas. Isso significa que um consumidor rural tem 2,5 vezes mais chances de sofrer um atraso regulatório do que um consumidor urbano.

Esta discrepância reflete as dificuldades inerentes à dispersão geográfica. Em localidades rurais, o custo e o tempo de deslocamento para a execução de serviços técnicos (como vistorias ou novas ligações) são majorados pela infraestrutura de acesso e pela baixa densidade de solicitações. Frequentemente, as distribuidoras otimizam as suas equipes em rotas urbanas de alta produtividade, deixando o atendimento rural sujeito a janelas logísticas mais escassas.

Conclui-se que, apesar de a REN 1.000/2021 garantir a mesma reparação financeira automática para ambos, o mecanismo de penalidade ainda não foi capaz de induzir investimentos em logística de campo suficientes para equalizar a qualidade do serviço. Para o consumidor rural, a compensação financeira tornou-se um evento frequente, mas que não substitui a necessidade de eficiência na entrega do serviço essencial no prazo regulamentar.

4.6 Benchmarking por Holding: Materialidade, Escala e Impacto Financeiro

A etapa final desta análise incide no benchmarking estratégico entre os sete principais grupos económicos de distribuição de energia a atuar no Brasil (holdings). O objetivo é avaliar se a transição para a REN 1.000/2021 impõe custos simétricos aos agentes ou se o porte da distribuidora (escala) atua como um fator de mitigação do risco financeiro.

A análise do benchmarking por holding é fundamental para compreender a heterogeneidade da resposta das empresas à nova norma. Ao cruzar indicadores de geração de valor operacional (EBITDA) com o custo direto das compensações pagas aos consumidores, é possível distinguir entre holdings que incorporaram a eficiência operacional como parte da estratégia corporativa e aquelas cujas falhas recorrentes geram um custo de conformidade desproporcional.

A escala, medida pela base de unidades consumidoras, desempenha um papel duplo: se por um lado possibilita a diluição dos custos fixos de automação e fiscalização, por outro, exige uma maturidade digital superior para evitar que a dispersão geográfica e a heterogeneidade de redes amplifiquem os erros operacionais, onde o quadro 6 detalha essa dinâmica, evidenciando como a capacidade de gestão de riscos regulatórios reflete diretamente nos resultados financeiros e no volume de penalidades, cruzando a capacidade de geração de caixa (EBITDA) e a base de clientes com o volume total de compensações pagas no último ciclo consolidado (2023), evidenciando a materialidade econômica da norma e o custo de ineficiência por cliente (R\$/UC) para cada grupo oferecendo um diagnóstico claro da maturidade de cada grupo económico frente ao rigor da REN 1.000/2021.

Além disso, a análise comparativa permite verificar como diferentes estratégias corporativas de investimento em tecnologia de monitoramento impactam diretamente a performance frente às metas regulatórias. O benchmarking não serve apenas como um termômetro financeiro, mas como uma ferramenta estratégica para que as empresas identifiquem melhores práticas de mercado e ajustem seus

processos internos, minimizando o volume de transgressões e otimizando a alocação de 60 recursos operacionais em um ambiente regulatório crescentemente rigoroso e automatizado.

Quadro 6 - Benchmarking Setorial: Desempenho Financeiro vs. Custo da Ineficiência (2023)

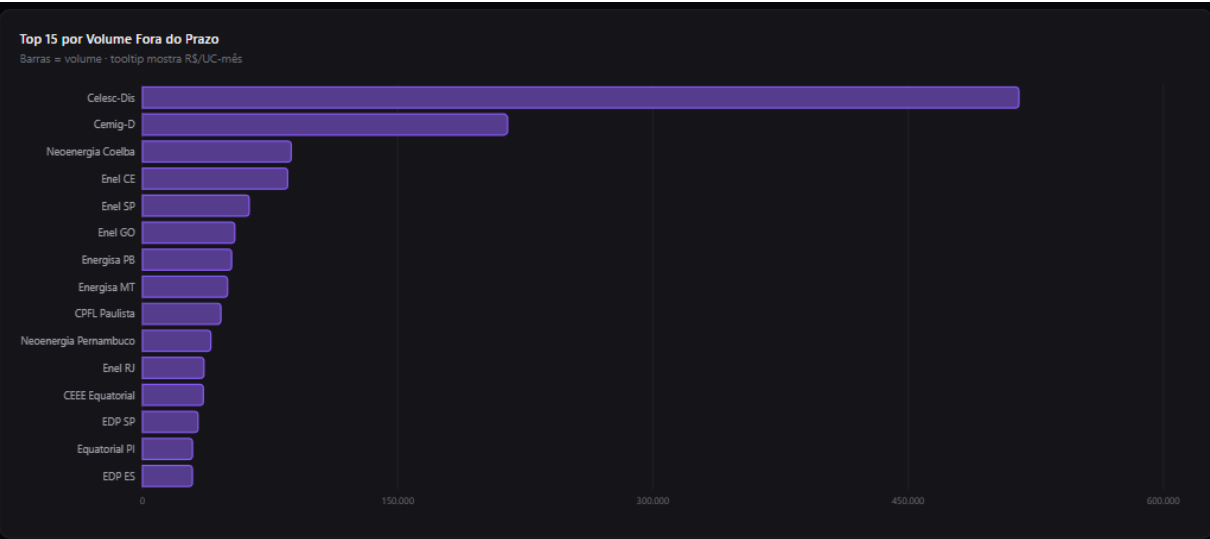
Holding	EBITDA (R\$ Bi)	Compensações Totais (R\$ Mi)	Nº de Clientes (Milhões de UCs)	Materialidade (% do EBITDA)	Custo de Ineficiência (R\$/UC)
Cemig	8,28	24,14	9,3	1,02%	R\$ 9,06
Energisa	8,10	6,40	8,5	0,25%	R\$ 2,38
Neoenergia	12,10	7,86	16,4	0,29%	R\$ 2,17
Equatorial	9,50	6,31	14,0	0,36%	R\$ 2,42
Enel	9,20	3,96	15,3	0,51%	R\$ 3,06
CPFL	12,80	1,91	10,4	0,07%	R\$ 0,85
Copel	5,80	0,57	5,0	0,03%	R\$ 0,35

Fonte: Elaborado pelo autor através do Dashboard de Análise REN 1.000 (Open Source), com dados complementares das Demonstrações Financeiras (CVM).

A análise detalhada do quadro 6 revela disparidades expressivas na capacidade de adaptação à regulação. A Cemig posiciona-se como um evidente outlier negativo no setor. Apesar de deter um EBITDA robusto, a holding registra a maior materialidade de multas (1,02%) e um custo por unidade consumidora (R\$ 9,06) que chega a ser mais de 10 vezes superior ao dos benchmarks do mercado, como a CPFL (R\$ 0,85) e a Copel (R\$ 0,35).

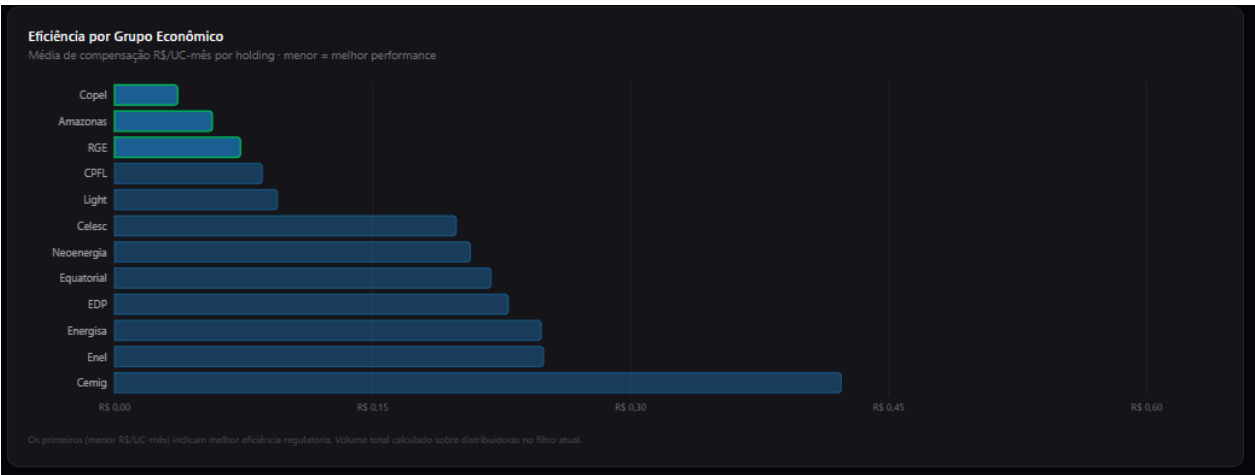
Por outro lado, o comportamento dos dados atesta o caráter regressivo do impacto da norma. Para visualizar este fenômeno de escala, as Figuras 8 e 9 correlacionam o porte da distribuidora com o custo unitário da transgressão.

Figura 8 - Ranking das 15 distribuidoras com maior volume de serviços fora do prazo regulatório (2023)



Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

Figura 9 - Custo médio de compensação por unidade consumidora (R\$/UC-mês) por grupo econômico (2023)



Fonte: Elaborado pelo autor (2026)

A Figura 9 ilustra o custo médio de compensação normalizado pelo total de unidades consumidoras ativas de cada grupo econômico. Observa-se que, enquanto

holdings de menor porte relativo ou com desafios operacionais localizados registram valores de custo por UC mais elevados (como a Cemig), as holdings de grande porte apresentam uma forte diluição desse ônus financeiro.

Esse comportamento indica que a escala da base de clientes atua de forma decisiva na diluição dos custos regulatórios de ineficiência por cliente. A correlação exposta entre o número total de unidades 63 consumidoras e o custo relativo por UC (Figuras 8 e 9) atesta o caráter regressivo do impacto regulatório das compensações automáticas. Holdings de maior envergadura (como Neoenergia, Equatorial e Enel, todas com mais de 14 milhões de UCs) conseguem diluir o ônus da regulação por meio de expressivos ganhos de escala.

Essas grandes corporações amortizam rapidamente os altos investimentos fixos necessários para adequação tecnológica, tais como a integração automatizada das bases ao INDGER, a modernização dos sistemas de TI e frotas de campo, e a automação do back-office, reduzindo significativamente o custo marginal de conformidade regulatória por cliente.

Em contrapartida, o sistema centralizado INDGER, ao instituir a transparência e a automaticidade na REN 1.000/2021, atua de forma implacável sobre empresas com menor maturidade digital ou com passivos estruturais complexos (caso da Cemig). Conclui-se que o impacto financeiro das compensações é estruturalmente assimétrico. Embora o consumidor final beneficie da automaticidade da reparação em qualquer cenário, a norma "castiga" financeiramente de forma mais severa as empresas que não conseguem alcançar o ganho de escala necessário para amortizar os custos de adequação tecnológica, não sendo, contudo, suficiente para ameaçar a solvabilidade financeira global de nenhum dos grupos analisados.

4.7 Síntese Comparativa e Discussão Integrada

Com o objetivo de consolidar os achados apresentados nas seções anteriores, o Quadro 7 reúne os principais indicadores de desempenho do setor de distribuição nos dois marcos regulatórios analisados, permitindo uma leitura

comparativa direta entre o regime da REN nº 414/2010 (ano-base 2021) e o regime da REN nº 1.000/2021 (ano base 2023).

Essa consolidação é fundamental para evidenciar como a transição normativa, ao ampliar a transparência e a automaticidade das compensações, redefine o custo da ineficiência operacional para as empresas, sendo a análise dos dados agregados não apenas refletindo a evolução métrica dos indicadores, mas ilustrando a efetividade das novas sanções até mesmo para gerar novos comportamentos corporativos voltados à conformidade e à mitigação de riscos regulatórios no ambiente complexo da distribuição de energia elétrica, permitindo uma compreensão mais a fundo das mudanças de paradigma ocorridas no setor entre os períodos analisados.

Quadro 7 - Síntese Comparativa: Desempenho Setorial sob a REN 414/2010 vs. REN 1.000/2021

Dimensão de Análise	Indicador	REN 414/2010 (2021)	REN 1.000/2021 (2023)	Variação
Eficiência operacional	Taxa de transgressão de prazos	2,97%	0,09%	33 vezes menos
Granularidade regulatória	Volume de serviços monitorados	30,19 milhões	513,81 milhões	16,47 vezes mais
Penalidade econômica	Valor total das compensações	R\$ 46,6 milhões	R\$ 241,3 milhões	+517,8%
Custo unitário da falha	Valor médio por transgressão	R\$ 51,89	R\$ 525,89	10,13 vezes mais
Materialidade financeira	Peso médio no EBITDA das holdings	< 0,10%	< 1,03%	Baixa materialidade mantida

Dimensão de Análise	Indicador	REN 414/2010 (2021)	REN 1.000/2021 (2023)	Variação
Assimetria Grupo A vs. B	Custo médio por erro (Grupo A)	R\$ 1.539	R\$ 12.222	+694,2%
Assimetria Grupo A vs. B	Custo médio por erro (Grupo B)	R\$ 50,48	R\$ 528,08	+1046,12%
Assimetria Urbano vs. Rural	Transgressões por 100 mil UC (rural)	(dado indisponível)	12.044	2,51× maior que urbano em 2023
Modelo regulatório	Lógica de compensação	Reativo (dependente de reclamação)	Automático (compensação proativa)	Mudança de paradigma

Fonte: Elaborado pelo autor (2026) com base nos dados do painel analítico da pesquisa (ANEEL/INDGER) e demonstrações financeiras das *holdings* (CVM/B3).

A leitura integrada permite articular quatro dimensões do fenômeno regulatório investigado. Em primeiro lugar, no plano da mudança regulatória, a transição do modelo reativo da REN nº 414/2010 para o modelo automático da REN nº 1.000/2021 alterou fundamentalmente a dinâmica de incentivos no setor. Sob o regime anterior, a compensação dependia da iniciativa do consumidor lesado, o que resultava em elevada subnotificação das falhas. O novo regime transferiu para a distribuidora a responsabilidade de identificar e reparar sistematicamente cada descumprimento de prazo, ampliando a base de serviços monitorados em mais de 1.600% e conferindo ao regulador uma visibilidade sem precedentes sobre a operação comercial das concessionárias.

Em segundo lugar, no que concerne à eficiência operacional, os dados indicam uma redução expressiva na taxa de transgressão de prazos, que passou de 2,97% para 0,09%. Embora parte dessa redução reflita o efeito estatístico da ampliação do denominador decorrente da maior granularidade do sistema INDGER, a queda absoluta no número de transgressões (de 897.957 para 458.841, uma

redução de 48,9%) sugere que a automaticidade das penalidades exerceu pressão efetiva sobre os processos operacionais das distribuidoras.

Em terceiro lugar, no âmbito da penalidade econômica, o encarecimento do custo unitário por transgressão (de R\$51,89 para R\$525,89) evidencia que a REN nº 1.000/2021 abandonou a lógica de compensações simbólicas da norma anterior. O valor total devolvido aos consumidores cresceu 517,8%, indicando que o novo regime priorizou a eficácia da reparação financeira individual. As assimetrias entre grupos de consumo reforçam essa leitura: no Grupo A, o custo por falha ultrapassou R\$ 12.000, configurando um indutor de eficiência pela magnitude da sanção pontual; no Grupo B, a proteção opera pela escala da automatização, ainda que o custo unitário menor permite maior absorção pelas *holdings*.

Por fim, no que tange à materialidade financeira, os resultados revelam o achado central desta pesquisa: apesar do crescimento expressivo das compensações em termos nominais, seu peso relativo no resultado operacional das grandes *holdings* permanece inferior a 1,03% do EBITDA. Esse dado indica que, para os principais grupos econômicos do setor, as penalidades regulatórias funcionam predominantemente como mecanismo de reparação ao consumidor individual, e não como instrumento capaz de induzir, por si só, investimentos estruturais de longo prazo na eliminação das causas-raiz das ineficiências operacionais. A baixa materialidade financeira relativa não diminui a relevância da norma para a proteção do consumidor, mas sugere que a calibragem atual das compensações pode ser insuficiente para alterar o comportamento estratégico de investimento das distribuidoras de maior porte.

5 CONCLUSÃO

O presente trabalho teve como objetivo central analisar o impacto da transição da Resolução Normativa ANEEL nº 414/2010 para a REN nº 1.000/2021 sobre a eficiência operacional, o volume de compensações financeiras e as assimetrias entre segmentos de consumo e localização no setor brasileiro de distribuição de energia elétrica. A pergunta que norteou a investigação em que medida os mecanismos de compensação automática impactaram a eficiência das distribuidoras e qual o peso relativo dessas penalidades no resultado operacional das *holdings* pode ser respondida à luz dos resultados obtidos.

No que se refere ao primeiro objetivo específico caracterizar os marcos regulatórios da REN nº 1.000/2021 e suas principais alterações em relação à norma anterior, a pesquisa demonstrou que a nova resolução promoveu uma mudança de paradigma ao substituir o modelo reativo de compensação, dependente da iniciativa do consumidor, por um modelo automático e proativo, no qual a própria distribuidora identifica o descumprimento e credita o valor na fatura. A consolidação de mais de 60 atos normativos em uma única resolução, aliada à ampliação dos serviços monitorados pelo sistema INDGER, conferiu ao regulador uma capacidade de fiscalização sem precedentes no setor.

Quanto ao segundo objetivo, quantificar a evolução da taxa de transgressão de prazos e o custo unitário por falha, os dados indicam uma redução expressiva na taxa de transgressão, que passou de 2,97% em 2021 para 0,09% em 2023. Embora essa redução percentual reflita, em parte, a ampliação do denominador decorrente da maior granularidade do sistema de reporte, a queda absoluta de 48,9% no número de transgressões (de 897.957 para 458.841) sugere que a automaticidade das penalidades exerceu pressão efetiva sobre os processos operacionais. Simultaneamente, o custo unitário médio por transgressão apresentou elevação de 10,13 vezes, passando de R\$51,89 para R\$525,89, o que evidencia o abandono da lógica de compensações simbólicas da norma anterior.

Em relação ao terceiro objetivo avaliar as assimetrias no impacto da regulação, os resultados revelaram disparidades significativas. No eixo de grupo de

consumo, o Grupo A (alta tensão) apresentou custo médio por falha superior a R\$ 12.000 em 2023, configurando um indutor de eficiência pela magnitude da sanção pontual, enquanto o Grupo B (baixa tensão) operou sob uma lógica de proteção em escala, com custo unitário menor, porém aplicado a um volume massivo de transgressões. No eixo geográfico, consumidores rurais apresentaram incidência de falhas 2,51 vezes superior à dos consumidores urbanos, refletindo as dificuldades logísticas inerentes à dispersão territorial. No plano da materialidade financeira achado central desta pesquisa, o peso das compensações no EBITDA das sete principais *holdings* do setor permaneceu inferior a 0,30%, indicando que, para os grandes grupos econômicos, as penalidades regulatórias funcionam predominantemente como mecanismo de reparação individual ao consumidor, e não como instrumento capaz de induzir, por si só, investimentos estruturais de longo prazo.

A pesquisa disponibilizou, de forma aberta, todo o repositório analítico utilizado, compreendendo os scripts de coleta, os fluxos de transformação (*ETL*), de forma otimizada para tratar grandes volumes de dados e a arquitetura do painel interativo. Esta contribuição metodológica reforça o compromisso com a transparência e a reprodutibilidade científica, permitindo que outros pesquisadores e órgãos de controle auditem os resultados e repliquem as análises a partir das fontes primárias da ANEEL. A democratização desses dados e ferramentas técnicas não apenas valida a robustez dos achados deste trabalho, mas oferece um legado prático para o monitoramento contínuo da regulação por incentivos no setor elétrico brasileiro.

Logo com a luz desses achados, conclui-se que a REN nº 1.000/2021 representou um avanço significativo na proteção dos direitos do consumidor de energia elétrica, ao garantir transparência, automaticidade e maior severidade na reparação financeira por descumprimento de prazos comerciais. Contudo, os resultados sugerem que a baixa materialidade financeira relativa das compensações para grandes grupos econômicos pode limitar o potencial da norma como mecanismo de indução de mudanças estruturais na eficiência do setor. Essa constatação não diminui a relevância da resolução para o consumidor individual que

passou a contar com reparação automática e sistemática, mas aponta para a necessidade de reflexão sobre a calibragem das penalidades sobre volumes também.

6. SUGESTÕES PARA TRABALHOS FUTUROS

Os achados desta pesquisa abrem caminhos para investigações complementares que podem aprofundar a compreensão dos efeitos da regulação por incentivos no setor elétrico brasileiro. Cinco direções de pesquisa são sugeridas a seguir.

Em primeiro lugar, aproveitando todo o pipeline criado para a recriação de bases de dados extraídos e tratados, pode se construir pesquisas direcionadas para todo os caminhos, aproveitando toda a documentação feita, e trabalho intenso para extrair, limpar e deixar replicável, esse grande compilado de dados. Logo a aplicação de modelos de aprendizado de máquina (machine learning) para a previsão de transgressões de prazo constitui uma extensão natural do repositório analítico desenvolvido neste trabalho, pode ser um dos grandes trabalhos feitos até para uma previsão futura, aproveitando o momento que vivemos com a evolução de modelos computacionais e modelos de inteligência artificial, pois a base de dados com mais de 1,66 bilhão de registros oferece volume e diversidade de variáveis suficientes para o treinamento de modelos preditivos que permitam às distribuidoras antecipar falhas operacionais e alocar recursos preventivamente, reduzindo tanto o volume de transgressões quanto o custo financeiro associado.

Em segundo lugar, uma análise regional e espacial das assimetrias identificadas particularmente a disparidade de 2,51 vezes entre zonas rural e urbana poderia recorrer a técnicas de geoprocessamento e análise espacial para mapear clusters de ineficiência e relacioná-los com variáveis socioeconômicas, de infraestrutura e de extensão de rede. Essa abordagem permitiria identificar se as assimetrias observadas decorrem de limitações logísticas estruturais ou de diferenças na alocação de recursos pelas distribuidoras, e assim construir modelos econométricos com variáveis de controle como expansão da base de clientes, investimentos em CAPEX e indicadores macroeconômicos permitiria isolar com maior rigor o efeito causal da REN nº 1.000/2021 sobre a eficiência operacional.

Ademais, o achado central sobre a baixa materialidade financeira das compensações suscita uma discussão sobre regulação ótima e calibragem de

penalidades. Pesquisas futuras poderiam investigar, à luz da teoria de regulação por incentivos, qual seria o patamar de compensação necessário para que as penalidades deixem de funcionar como custo operacional diluído e passem a atuar como vetor efetivo de investimento estrutural. A análise comparativa com modelos regulatórios de outros países, especialmente do Reino Unido (Ofgem) e dos Estados Unidos (PUCs estaduais), poderia oferecer parâmetros para essa calibragem.

Por fim, a incorporação de eventos climáticos extremos como variáveis explicativas representa uma fronteira relevante para a análise da eficiência regulatória, e é muito explorada principalmente no setor elétrico, sendo uma das principais variáveis de interesse no mercado livre de energia, todavia esse tipo de pesquisa além de extrema especialização dos pesquisadores necessita de ainda mais poder computacional. Pois eventos como secas prolongadas, tempestades e ondas de calor podem elevar o volume de solicitações e de transgressões de prazo independentemente da capacidade gerencial da distribuidora, e estas previsões são de modelagem extremamente complexa. A integração de séries históricas meteorológicas com a base de dados regulatórios permitiria distinguir com maior precisão os efeitos da gestão operacional dos efeitos de fatores exógenos, contribuindo para uma avaliação mais justa do desempenho das concessionárias.

7. REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010**. Estabelece as Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica. Brasília, DF: ANEEL, 2010.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa ANEEL nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021**. Estabelece as Regras de Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica; revoga as Resoluções Normativas ANEEL nº 414, de 9 de setembro de 2010; nº 470, de 13 de dezembro de 2011; nº 901, de 8 de dezembro de 2020 e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2021.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 10520**: Informação e documentação; citações em documentos; apresentação. Rio de Janeiro: ABNT, 2023.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **ABNT NBR 6023**: Informação e documentação Referências Elaboração. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.

CAMARGO, Leonardo Gianmarino. Repositório Analise-REN1000-A-IV-Setor-Eletrico-Brasil: código-fonte e base de dados. GitHub, 2026. Disponível em: <https://github.com/leonardogian/Analise-REN1000-A-IV-Setor-Eletrico-Brasil>.

CEMIG - COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS. Demonstrações Financeiras Padronizadas (DFP) - Exercício findo em 31 de dezembro de 2023. Belo Horizonte: Relações com Investidores Cemig, mar. 2024. Disponível em: <<https://ri.cemig.com.br/>>. Acesso em: 25 mar. 2026.

COPEL - COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA. Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras 2023. Curitiba: Relações com Investidores Copel, mar. 2024. Disponível em: <<https://ri.copel.com/>>. Acesso em: 25 mar. 2026.

CPFL ENERGIA. Release de Resultados 4T23 e 2023. Campinas: Relações com Investidores CPFL, mar. 2024. Disponível em: <<https://cpfl.riweb.com.br/>>. Acesso em: 25 mar. 2026.

EQUATORIAL ENERGIA. Release de Resultados do Quarto Trimestre e Ano de 2023. Brasília: Relações com Investidores Equatorial, mar. 2024. Disponível em: <<https://ri.equatorialenergia.com.br/>>. Acesso em: 25 mar. 2026.

GRUPO ENERGISA. Release de Resultados 4T23 e 2023. Cataguases: Relações com Investidores Energisa, mar. 2024. Disponível em: <<https://ri.energisa.com.br/>>. Acesso em: 25 mar. 2026.

INSTITUTO BRASILEIRO DE GEOGRAFIA E ESTATÍSTICA (IBGE). **Divisão Territorial Brasileira - DTB 2024**. Disponível em: <<http://www.ibge.gov.br>>. Acesso em: 1 jun. 2026.

KIMBALL, R.; ROSS, M. The Data Warehouse Toolkit. 3. ed. Indianapolis: Wiley, 2013.

LANEY, D. 3D Data Management: Controlling Data Volume, Velocity, and Variety. META Group Research Note, 2001.

MAESTRI, C. O. N. M.; ANDRADE, M. E. M. C. Indicadores de qualidade do fornecimento de energia no Brasil. **Revista Brasileira de Planejamento e Desenvolvimento**, Curitiba, v. 8, n. 1, p. 40-61, jan./abr. 2019. DOI: 10.3895/rbpd.v8n1.9056.

NEOENERGIA. Release de Resultados do 4T23 e do Exercício de 2023. Rio de Janeiro: Relações com Investidores Neoenergia, fev. 2024. Disponível em: <<https://ri.neoenergia.com/>>. Acesso em: 25 mar. 2026.

PESSANHA, J. F. M.; SOUZA, R. C.; LAURENCEL, L. C. Um modelo de análise envoltória de dados para o estabelecimento de metas de continuidade do fornecimento de energia elétrica. **Pesquisa Operacional**, Rio de Janeiro, v. 27, n. 1, p. 53-83, jan./abr. 2007.

PIRES, J. C. L. O processo de reformas do setor elétrico brasileiro. **Revista do BNDES**, Rio de Janeiro, v. 6, n. 12, p. 137-168, dez. 1999.

REIS, J.; HOUSLEY, M. **Fundamentals of Data Engineering**. Sebastopol: O'Reilly, 2022.

REIS, R. M. M.; PIRES, M. A.; TEIXEIRA, A. C. C. Os Benefícios da Privatização: Evidência no Setor Elétrico Brasileiro. *In*: FUNDAÇÃO INSTITUTO CAPIXABA DE PESQUISAS EM CONTABILIDADE, ECONOMIA E FINANÇAS. Vitória: FUCAPE, 2007.

7.1 Referências de utilização de IA

NOTA DECLARATÓRIA SOBRE O USO DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL GENERATIVA

Em atendimento à Portaria CNPq nº 2.664, de 6 de março de 2026, que institui a Política de Integridade na Atividade Científica, declara-se que ferramentas de Inteligência Artificial Generativa (IAG) foram empregadas neste trabalho exclusivamente como recursos auxiliares de análise metodológica e suporte ao processo de coleta, tratamento de dados e revisão textual.

As ferramentas utilizadas foram as seguintes, com suas respectivas finalidades:

(i) Claude (Anthropic, 2024): utilizado como assistente de raciocínio analítico e apoio à estruturação lógica do referencial teórico e das seções de discussão. Auxiliou na verificação de coerência argumentativa entre os capítulos e na revisão gramatical e estilística do texto acadêmico.

(ii) Sistema *Harness* proprietário: ferramenta especializada em programação, utilizada no desenvolvimento e depuração dos scripts computacionais, responsáveis pelo pipeline de coleta, tratamento, padronização e consolidação automatizada dos dados públicos da ANEEL (INDGER, PRODIST) e do IBGE, bem como na construção das rotinas de validação estrutural e numérica dos indicadores analíticos.

(iii) Antigravity AI (Google DeepMind, 2026): utilizado na fase final do trabalho para apoio à revisão das correções textuais indicadas pela banca examinadora, formatação do documento conforme as normas ABNT/UNILA e geração das versões finais do documento nos formatos DOCX e PDF.

Declara-se que nenhuma das ferramentas listadas participou da formulação das hipóteses de pesquisa, da interpretação analítica dos resultados, da elaboração das conclusões nem da definição do referencial teórico adotado. Toda a produção intelectual, o julgamento crítico sobre os dados e a responsabilidade pela veracidade das informações e dos argumentos apresentados são de autoria exclusiva do pesquisador, nos termos do art. 5º e art. 6º da Portaria CNPq nº 2.664/2026.

REFERÊNCIAS DAS FERRAMENTAS DE INTELIGÊNCIA ARTIFICIAL GENERATIVA

ANTHROPIC. Claude: assistente de inteligência artificial. San Francisco: Anthropic, 2024. Disponível em: <<https://www.anthropic.com/claude>>. Acesso em: 2025-2026.

Harness autoral: ferramenta de programação assistida por inteligência artificial desenvolvida a partir dos critérios do autor para colaboração nos processos. Acesso em: 2025-2026.

GOOGLE DEEPMIND. Antigravity AI: assistente de inteligência artificial generativa. Mountain View: Google DeepMind, 2026. Disponível em: <<https://deepmind.google/>>. Acesso em: 2026.

8. APÊNDICE A - Repositório de dados e scripts para reprodutibilidade da pesquisa

Repositório público criado com instruções para coleta das informações e reprodução, compreendendo todos os possíveis arquivos e dados complementares nas apresentados integralmente neste trabalho devido ao volume

<https://github.com/leonardogian/Analise-REN1000-A-IV-Setor-Eletrico-Brasil>