



UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

“JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

Faculdade de Engenharia e Ciências de Guaratinguetá

GUILHERME CAVALCANTE DA SILVA SOUZA

Perdas na distribuição de energia elétrica

Guilherme Cavalcante da Silva Souza

Perdas na distribuição de energia elétrica

Trabalho de Graduação apresentado ao Conselho de Curso de Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia do Campus de Guaratinguetá, Universidade Estadual Paulista, como parte dos requisitos para obtenção do diploma de Graduação em Engenharia Elétrica.

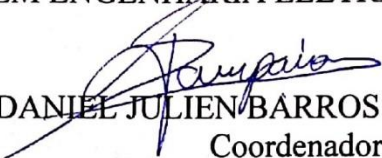
Orientador: Prof. Dr. Guilherme Eugênio
Filippo Fernandes Filho
Coorientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias

S729p	Souza, Guilherme Cavalcante da Silva Perda na distribuição de energia elétrica / Guilherme Cavalcante da Silva Souza - Guaratinguetá, 2023. 106 f : il. Bibliografia: f. 103-106 Trabalho de Graduação em Engenharia Elétrica – Universidade Estadual Paulista, Faculdade de Engenharia e Ciências de Guaratinguetá, 2023. Orientador: Prof. Dr. Guilherme E. Filippo Fernandes Filho Coorientador: Prof. Dr. Rubens Alves Dias 1. Energia elétrica - Distribuição. 2. Energia elétrica - Transmissão. 3. Sistemas de energia elétrica. 4. Redes elétricas. I. Título. CDU 621.316
-------	---

GUILHERME CAVALCANTE DA SILVA SOUZA

ESTE TRABALHO DE GRADUAÇÃO FOI JULGADO ADEQUADO COMO PARTE
DO REQUISITO PARA OBTENÇÃO DO DIPLOMA DE
"GRADUADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA"

APROVADO EM SUA FORMA FINAL PELO CONSELHO DE CURSO DE
GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA


Prof. Dr. DANIEL JULIÊN BARROS DA SILVA SAMPAIO
Coordenador

BANCA EXAMINADORA:


Prof. Dr. GUILHERME EUGÊNIO FILIPPO FERNANDES FILHO
Orientador/UNESP – FEG


Prof. Dra. RAPHAELA CARVALHO MACHADO
UNESP – FEG


Prof. Dr. DANIEL JULIÊN BARROS DA SILVA SAMPAIO
UNESP – FEG

Janeiro 2023

Este trabalho é dedicado à minha
avó Maria Cosmo da Silva

AGRADECIMENTOS

Gostaria de agradecer a Deus e aos meus guias espirituais, primeiramente, por sempre estarem ao meu lado em cada momento de dificuldade e por toda a graça e bençãos que eu obtive em minha vida.

Agradeço aos meus pais, Helena Cavalcante da Silva e Francisco Antônio Rodrigues da Silva, por todo amor e carinho e por sempre me apoiarem em meus estudos e também a minha tia, Crenilda Ferreira da Silva, que também sempre esteve ao meu lado, assim como, a minha futura esposa, Carolina Akemi Yamasake, que me apoiou em cada momento de dificuldade e me incentivou sempre a estar buscando os meus sonhos.

Agradeço também a cada funcionário da Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá, e em especial aos meus professores e aos meus orientadores neste trabalho, Dr. Guilherme Eugênio Filippo Fernandes Filho e Dr. Rubens Alves Dias, que me incentivaram e me apoiaram em cada etapa do desenvolvimento deste trabalho e agregaram muito ao meu desenvolvimento acadêmico e profissional. No mais, sou grato pela oportunidade de fazer parte da Faculdade de Engenharia de Guaratinguetá e pelos amigos que eu fiz durante os anos em que estudei nesta instituição, sem eles dificilmente eu conseguiria concluir mais etapas em minha vida.

RESUMO

O transporte de energia elétrica no Brasil é um dos mais complexos do mundo, uma vez que ele conecta, praticamente, todo o território nacional por meio das linhas de distribuição de energia elétrica. Sendo assim, este sistema está intimamente suscetível a processos relacionados a perdas de energia elétrica que podem ocorrer devido as interações eletromagnéticas que ocorrem durante o processo de transporte de energia. Porém, este problema, no Brasil, não está associado apenas as características técnicas existentes, mas também sociais, uma vez que, as chamadas perdas não técnicas são as que possuem a maior parcela de desperdício de energia no Brasil e são oriundas, em sua maioria, de fraudes e furtos de energia elétrica. Tendo em vista que este problema ocasiona desperdícios, busca-se, no presente estudo, entender de que forma a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aborda este problema em relação a cada empresa de distribuição e de que forma ela realiza a fiscalização de cada uma delas por intermédio das suas regulações e revisões tarifárias. Sendo assim, pretende-se elaborar estudos analíticos dos dados de perdas de quatorze empresas, previamente escolhidas, como uma forma de identificar padrões e elaborar novas hipóteses e ideias que possam demonstrar o impacto das perdas de energia mediante um espectro matemático e associar estes resultados e conclusões com as ações realizadas pela ANEEL, ao longo dos anos, e entender de que forma modelos matemáticos podem impactar problemas tão abrangentes como os relacionados as perdas de energia elétrica.

Palavras-chave: Perdas técnicas; Perdas não técnicas; Perdas de energia elétrica; Perdas na distribuição de energia elétrica.

ABSTRACT

The transport of electricity in Brazil is one of the most complex in the world since it connects practically the entire national territory through electricity distribution lines. Therefore, this system is intimately susceptible to processes related to electrical energy losses that may occur due to electromagnetic interactions that occur during the energy transport process. However, this problem, in Brazil, is not only associated with the existing technical characteristics, but also with social ones, since the so-called non-technical losses are those that have the largest share of energy waste in Brazil and come mostly from, fraud and theft of electricity. Bearing in mind that this problem causes waste, the aim of this study is to understand how the National Electric Energy Agency (ANEEL) addresses this problem in relation to each distribution company and how it carries out the inspection of each one of them through its regulations and tariff revisions. Therefore, it is intended to develop analytical studies of the loss data of fourteen companies, previously chosen, as a way to identify patterns and to elaborate new hypotheses and ideas that can demonstrate the impact of energy losses through a mathematical spectrum and associate these results and conclusions with the actions carried out by ANEEL, over the years, and understand how mathematical models can impact problems as comprehensive as those related to electrical energy losses.

KEYWORDS: Technical losses; Non-technical losses; Electricity losses; Losses in the distribution of electrical energy.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1 – Projeção para o sistema de transmissão até 2024	19
Figura 2 – Perdas sobre a energia injetada em 2020.....	24
Figura 3 - Perdas Técnicas, Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre a Energia Injetada por região (2020)	25
Figura 4 – Percentual de perdas técnicas regulatórias consolidadas em 2020	26
Figura 5 - Perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada no ano de 2020.....	26
Figura 6 – Percentual de perdas não técnicas regulatórias em 2020	28
Figura 7 - Percentual de perdas não técnicas reais em 2020	29
Figura 8 – Perdas não técnicas regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado em 2020	29
Figura 9 – Participação das perdas não técnicas reais em relação as perdas não técnicas totais	30
Figura 10 - Fluxograma simplificado do procedimento de avaliação das perdas técnicas	34
Figura 11 - Demonstração de um fluxo de potência em um circuito.....	36
Figura 12 – Síntese dos ciclos tarifários periódicos desde 2003	40
Figura 13 - Relação de dependência ente variáveis em uma regressão linear	55
Figura 14 - Reta de regressão	55
Figura 15 - Comparativo entre as empresas em relação as perdas	61
Figura 16 - Percentual de perdas técnicas de cada componente da rede.....	68
Figura 17 - Reta de regressão dos dados da Tabela 26	72
Figura 18 – Reta de regressão dos dados da Tabela 31	75
Figura 19 - Percentual de perdas técnicas, em TWh, nos transformadores	75
Figura 21 – Reta de regressão dos dados da Tabela 43	82
Figura 22 - Histograma do número de concessionárias por percentual de perdas não técnicas	83
Figura 23 – Reta de regressão linear dos dados da Tabela 48.....	86
Figura 24 – Percentual de perdas totais.....	87
Figura 25 - Energia injetada, em MWh, no sistema de cada distribuidora	88
Figura 26 – Participação proporcional de cada indicador de extensão de rede.....	89
Figura 27 – Número de unidades consumidoras por empresa de distribuição	91
Figura 28 - Participação percentual de cada segmento em relação as perdas técnicas totais ..	93
Figura 29 - Números de distribuidoras por margem de erro	94

Figura 30 - Resultado referente ao desvio do modelo de regressão para perdas técnicas	95
Figura 31 – Instalação de medidores eletrônicos no Rio de Janeiro (mil unidades)	97
Figura 32 – Evolução das perdas não técnicas considerando a média simples de todas as empresas	99
Figura 33 - Evolução das perdas não técnicas considerando a média ponderada	99
Figura 34 – Valores das perdas não técnicas contabilizadas no ano de 2020, em milhões de reais	100

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 – Tensão de fornecimento das linhas de transmissão pertencentes ao grupo A.....	20
Tabela 2 - Classificação dos grupos de consumo de energia em baixa tensão.....	20
Tabela 3 – Divisão das concessionárias por porte	44
Tabela 4 - Divisão dos modelos econométricos C, G e K.....	45
Tabela 5 - Distribuidoras selecionadas para estudo	50
Tabela 6 - Perdas e Energia injetada/Fornecida das concessionárias analisadas	59
Tabela 7 – Montante total de perdas de energia consolidadas nos anos de 2016 e 2021	60
Tabela 8 - Resultado dos indicadores de perdas técnicas e perdas não técnicas	61
Tabela 9 - Variância e desvio padrão dos indicadores da Tabela 6.....	61
Tabela 10 - Resultado dos indicadores de razão de valores relativos à extensão de rede	63
Tabela 11 - Variância e desvio padrão dos indicadores relativos à extensão de rede	63
Tabela 12 - Resultado dos indicadores de razão de valores relativos aos transformadores.....	64
Tabela 13 - Variância e desvio padrão dos indicadores relativos aos transformadores.....	64
Tabela 14 - Resultado dos indicadores de razão de valores relativos aos consumidores	65
Tabela 15 - Variância e desvio padrão dos indicadores relativos aos consumidores	65
Tabela 16 - Resultado dos indicadores de razão de valores relativos aos consumidores	66
Tabela 17 - Variância e desvio padrão dos indicadores relativos aos transformadores.....	66
Tabela 18 - Perdas técnicas consolidadas por segmento do sistema	67
Tabela 19 - Percentual de perdas técnicas de cada segmento da rede	67
Tabela 20 - Variância e desvio padrão dos indicadores da Tabela 20	67
Tabela 21 – Relação das perdas técnicas em baixa tensão em relação ao montante total	68
Tabela 22 - Perdas técnicas em média tensão e sua proporção em relação ao total	69
Tabela 23 - Variáveis independentes para a regressão linear das perdas em média tensão	70
Tabela 24 - Coeficientes de regressão para as perdas em média tensão	70
Tabela 25 - Resultado para o coeficiente de determinação	71
Tabela 26 - Comparativo das perdas técnicas estimadas versus perdas técnicas reais	71
Tabela 27 - Perdas técnicas em baixa tensão e sua proporção em relação ao total	72
Tabela 28 - Variáveis independentes para a regressão linear das perdas em baixa tensão	73
Tabela 29 - Coeficientes de regressão para as perdas em baixa tensão	73
Tabela 30 - Resultado para o coeficiente de determinação	74
Tabela 31 - Comparativo das perdas técnicas estimadas versus perdas técnicas reais	74
Tabela 32 – Participação percentual da origem das perdas no transformador	76

Tabela 33 - Perdas técnicas nos transformadores MT/BT	76
Tabela 34 - Variáveis independentes para a regressão linear das perdas em transformadores	77
Tabela 35 - Coeficientes de regressão para as perdas em baixa tensão	77
Tabela 36 - Resultado para o coeficiente de determinação	78
Tabela 37 - Comparativo das perdas técnicas reais x estimado pelo modelo de regressão	78
Tabela 38 – Perdas técnicas nos medidores e sua proporção em relação ao total	79
Tabela 39 - Variáveis independentes para a regressão linear das perdas em medidores	80
Tabela 40 - Coeficientes de regressão para as perdas em baixa tensão	80
Tabela 41 - Resultado para o coeficiente de determinação	80
Tabela 42 - Comparativo das perdas técnicas reais x estimado pelo modelo de regressão	81
Tabela 43 - Comparativo das perdas técnicas reais x estimado pelo modelo de regressão	82
Tabela 44 - Classificação das concessionárias em relação as perdas não técnicas	84
Tabela 45 - Classificação das concessionárias em relação as perdas técnicas	84
Tabela 46 – Variável para o processo de regressão de perdas não técnicas.....	85
Tabela 47 – Resultado para o coeficiente de determinação	85
Tabela 48 - Comparativo das perdas técnicas reais x estimado pelo modelo de regressão	86
Tabela 49 – Resultado da regressão de multivariáveis das perdas técnicas totais	92
Tabela 50 – Percentual de erros obtidos para o modelo de regressão de perdas técnicas	94
Tabela 51 - Resultado da regressão de multivariáveis das perdas técnicas totais	96
Tabela 52 – Indicadores de perdas não técnicas relacionados ao consumo de energia	98

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

SIN	Sistema Interligado Nacional
ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
PRORET	Procedimentos de Regulação Tarifária
RTP	Revisão Tarifária Periódica
SEB	Sistema Elétrico Brasileiro
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
RTA	Revisão Tarifária Anual
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
DIT	Demais Instalações de Transmissão
BDGD	Base de Dados Geográfica da Distribuidora
SDMT	Sistema de Média Tensão
SDBT	Sistema de Baixa Tensão
SAMP	Sistema de Acompanhamento de Informações de Mercado para Regulação
ASRO	Áreas de Severa Restrição Operativa
TUSD	Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição
CGIE	Comitê Gestor de Informações Energéticas

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	APRESENTAÇÃO.....	14
1.2	MOTIVAÇÃO.....	14
1.3	OBJETIVO DO ESTUDO	15
1.4	ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO	16
2	CENÁRIO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL	18
2.1	SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL.....	18
2.1.1	Abordagem geral do sistema	18
2.1.2	Características técnicas do SIN e modicidade tarifária	19
2.1.3	Controle e regulação do sistema.....	21
2.2	CARACTERÍSTICAS DAS PERDAS NO BRASIL	24
2.2.1	Panorama geral.....	24
2.2.2	Perdas técnicas.....	25
2.2.3	Perdas não técnicas.....	27
2.2.4	Perdas na Rede Básica.....	31
2.3	CÁLCULOS E MÉTODO DE APURAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS	31
2.3.1	Requisitos gerais para o cálculo das perdas técnicas.....	31
2.3.2	Parâmetros regulatórios	32
2.3.3	Etapas do cálculo	33
2.3.4	Método de cálculo	35
2.3.5	Perdas técnicas apuradas por fluxo de potência.....	35
2.3.6	Perdas em transformadores de potência.....	36
2.3.7	Perdas em Medidores	38
2.3.8	Caracterização da Carga.....	38
2.4	CÁLCULOS E MÉTODO DE APURAÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS 39	
2.4.1	Método e definições gerais.....	41
2.4.2	Cálculos e definição de metas	42
2.4.3	Trajetórias regulatórias para redução das perdas não técnicas	48
3	MÉTODO.....	50
3.1	COLETA DE DADOS.....	50
3.2	TRATAMENTO ESTATÍSTICO	52
3.3	MÉTODO APLICADO	53
3.4	INDICADORES DE RAZÃO DE VALORES	56
3.4.1	Extensão de redes.....	57

3.4.2	Transformadores	57
3.4.3	Consumidores	58
3.4.4	Consumo específico.....	58
4	RESULTADOS.....	59
4.1	DADOS TOTAIS	59
4.2	CARACTERIZAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS.....	62
4.2.1	Extensão de redes.....	62
4.2.2	Transformadores	63
4.2.3	Consumidores	64
4.2.4	Consumo específico.....	66
4.3	PERDAS TÉCNICAS.....	66
4.3.1	Perdas técnicas na rede de média tensão (fios, cabos e demais acessórios) ..	69
4.3.2	Perdas técnicas na rede de baixa tensão (fios, cabos e demais acessórios) ...	72
4.3.3	Perdas técnicas em transformadores de média tensão para baixa tensão	75
4.3.4	Perdas técnicas em medidores	79
4.3.5	Perdas técnicas totais a jusante da SED.....	82
4.4	PERDAS NÃO TÉCNICAS	83
5	ANÁLISE DE RESULTADOS	87
5.1	RESULTADOS GERAIS	87
5.1.1	Indicadores relacionados a extensão de rede	89
5.1.2	Indicadores relacionados aos transformadores	90
5.1.3	Indicadores relacionados a quantidade de consumidores e consumo	90
5.2	PERDAS TÉCNICAS.....	91
5.3	PERDAS NÃO TÉCNICAS	96
6	CONCLUSÃO.....	101
	REFERÊNCIAS.....	103

1 INTRODUÇÃO

1.1 APRESENTAÇÃO

O setor elétrico no Brasil é dividido em: geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Nesta estrutura, as geradoras possuem o papel de garantir a produção, as transmissoras realizam o transporte do ponto de geração até as subestações de transformação, presentes nos grandes centros consumidores, e as distribuidoras realizam a distribuição para os consumidores finais (ANEEL, 2021a). Dentro deste contexto, o Brasil apresenta um sistema que se interconecta, praticamente, por toda a sua extensão territorial e é conhecido como Sistema Interligado Nacional (SIN). Dessa forma, a dinâmica de produção, transmissão e consumo de energia é realizada em conjunto para que o equilíbrio entre a oferta e demanda possa existir de forma satisfatória.

Dentro do aspecto relacionado a distribuição de energia elétrica existem as perdas de energia. Elas são definidas, pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), como a diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e a faturada aos seus consumidores se dividindo entre perdas técnicas e não técnicas. As perdas técnicas são aquelas associadas aos processos de transformação de energia que ocorrem durante o transporte e as perdas não técnicas estão muito mais associadas a furtos, erros de medição e aspectos socioeconômicos de uma determinada área (ANEEL, 2021a).

O montante total dessas perdas representou em 2020, aproximadamente, 14,8% do mercado consumidor brasileiro (ANEEL, 2021a), e a cada ano, os órgãos reguladores do Sistema Elétrico Brasileiro (SEB) buscam minimizar seus impactos, que vão além do aspecto econômico, mas também atingem, de forma expressiva, o âmbito social (CHAVES *et al.*, 2019).

Dessa forma, as perdas de energia acabam por ser um tema desafiador e complexo, tanto para o Brasil quanto para o mundo, uma vez que, ele exige mais do que soluções técnicas de engenharia, mas também, de buscar solucionar desafios que tangem à realidade socioeconômica de um país de dimensões continentais (CHAVES *et al.*, 2019).

1.2 MOTIVAÇÃO

Tendo em vista a extensão territorial que o Brasil apresenta, a quantidade de realidades e problemáticas em torno das perdas de energia é diverso e cabe a ANEEL o papel de regulador deste sistema complexo. Atualmente, existem 52 concessionárias responsáveis pelo processo

de distribuição de energia elétrica no Brasil (ANEEL, 2022a), sendo assim, realizar uma gestão e regulação destas empresas de uma forma imparcial e que possa levar a tratamentos igualitários é um grande desafio, pois as realidades enfrentadas por cada empresa são muito diversas.

Sendo assim, a ANEEL procura, por meio de uma regulação por incentivos, motivar o empenho contínuo, de cada uma dessas empresas, em relação a redução dos níveis de perdas de energia elétrica. É a partir deste momento que o papel do órgão regulador é fundamental, pois sendo ele o responsável por penalizar as empresas que fogem ao que é solicitado, ele também precisa motivar aquelas que destoam positivamente das demais, fazendo com que elas se tornem referência no futuro.

Isso é realizado por meio dos processos de revisões tarifárias periódicas, chamados de RTP, que são realizados desde o ano de 2003, sob supervisão da ANEEL, e ocorrem a cada ciclo de 4 ou 5 anos com o intuito de, a cada ciclo, se atualizarem de forma que oportunize comparações projetando sempre o ciclo seguinte visando a redução dos níveis totais de perdas.

Portanto, a ANEEL, além de regular o processo, ela avalia as ações realizadas antes, durante e após cada ciclo tarifário, exigindo assim um controle sobre as informações disponibilizadas pelas empresas e o desenvolvimento de análises que possam servir de parâmetro para reduzir as perdas de energia no Brasil uniformemente.

As dificuldades e desafios apresentados servem de motivação para o estudo das perdas de energia, uma vez que, as análises, regulações e diretrizes em relação ao combate destes problemas estão em constante mudanças, a cada ciclo tarifário, e apresentam aspectos que vão além das particularidades técnicas da engenharia.

1.3 OBJETIVO DO ESTUDO

O presente estudo busca entender as particularidades que envolvem a temática das perdas de energia elétrica no Brasil se baseando na compreensão do sistema de distribuição de energia elétrica no Brasil e de como a ANEEL, como órgão público responsável pela regulação do sistema elétrico, busca regulamentar cada empresa de distribuição em relação as perdas de energia elétrica e com esta compreensão elaborar um modelo matemático que possa servir de comparação com o modelo adotado pelo órgão regulador. Para realização deste estudo, busca-se compreender os dados e informações disponíveis em notas técnicas, revisões e documentos que registram os procedimentos de distribuição e regulação de energia elétrica no Brasil.

Sendo assim, os principais documentos que direcionam o presente estudo são: Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), Procedimentos de Distribuição de Energia

Elétrica (PRODIST), Relatório de perdas homologadas pela ANEEL em 2020 e as Revisões Tarifárias Periódicas (RTP) de cada empresa de distribuição analisada.

Todos estes documentos são disponibilizados de forma pública pela ANEEL e foram coletados e estudados durante o desenvolvimento do estudo com o objetivo de entender os resultados de perdas elétricas de cada distribuidora, durante o período analisado, para que assim pudesse ser desenvolvido um modelo estatístico, o qual possa representar as perdas de energia elétrica, com os dados coletados nestes documentos. O intuito na elaboração de um modelo estatístico é buscar comparar os resultados apresentados por intermédio deste mecanismo com os resultados reais coletados.

Desta forma, se oportuniza a possibilidade da geração de hipóteses que possam estar relacionadas ao problema, assim como, o desenvolvimento de um raciocínio que possa levar a soluções ao problema que possam se enquadrar nas regulações vigentes relacionadas as perdas de energia. Todo este processo tem como base quatorze empresas de distribuição, com o objetivo de se analisar os seus resultados de perdas, técnicas e não técnicas, e elaborar o referido modelo matemático que possa representá-las. Os dados coletados abrangem o período de 2015 a 2018, sendo referentes ao quarto ciclo de revisão tarifária periódica, sendo dados já homologados e disponibilizados para acesso público.

Com estes estudos, espera-se compreender o aspecto técnico e regulatório que permeia o tema das perdas de energia elétrica e analisar hipóteses que possam trazer a resultados eficientes no combate a estas perdas no Brasil mediante ao tratamento estatístico dos dados, além disso, busca-se identificar possíveis problemas no tratamento deste problema e identificar possíveis defasagens de informações e particularidades que possam estar associadas as empresas e as suas respectivas áreas de atuação.

1.4 ORGANIZAÇÃO DO TRABALHO

Este trabalho está organizado em seis capítulos, incluindo esta introdução.

O capítulo 2 aborda de forma teórica as perdas de energia elétrica no Brasil apresentando as suas regras de regulação e como são desenvolvidas. Inicialmente apresenta-se uma contextualização do SEB, apresentando suas características técnicas e regulatórias que acarretam ao cenário recente de perdas de energia que é abordado na sequência. Ao final deste capítulo são apresentados os cálculos, métodos e definições de apuração das perdas, técnicas e não técnicas, realizadas pela ANEEL em conjunto com as empresas de distribuição.

O capítulo 3 apresenta o método escolhido para o estudo desenvolvido apresentando a coleta de dados e informações e o tratamento estatístico atrelado ao método que foi aplicado.

No capítulo 4 são apresentados os resultados obtidos, com a aplicação do método escolhido, separando os resultados em perdas técnicas e não técnicas e apresentando os indicadores que caracterizam as concessionárias analisadas.

No capítulo 5 são expostas as análises dos resultados apresentados no capítulo anterior e o resultado do processamento estatístico realizado visando relacionar os resultados obtidos com as perdas técnicas e não técnicas.

E, por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões e os entendimentos obtidos por meio da realização deste estudo.

2 CENÁRIO DE PERDAS DE ENERGIA ELÉTRICA NO BRASIL

2.1 SISTEMA INTERLIGADO NACIONAL

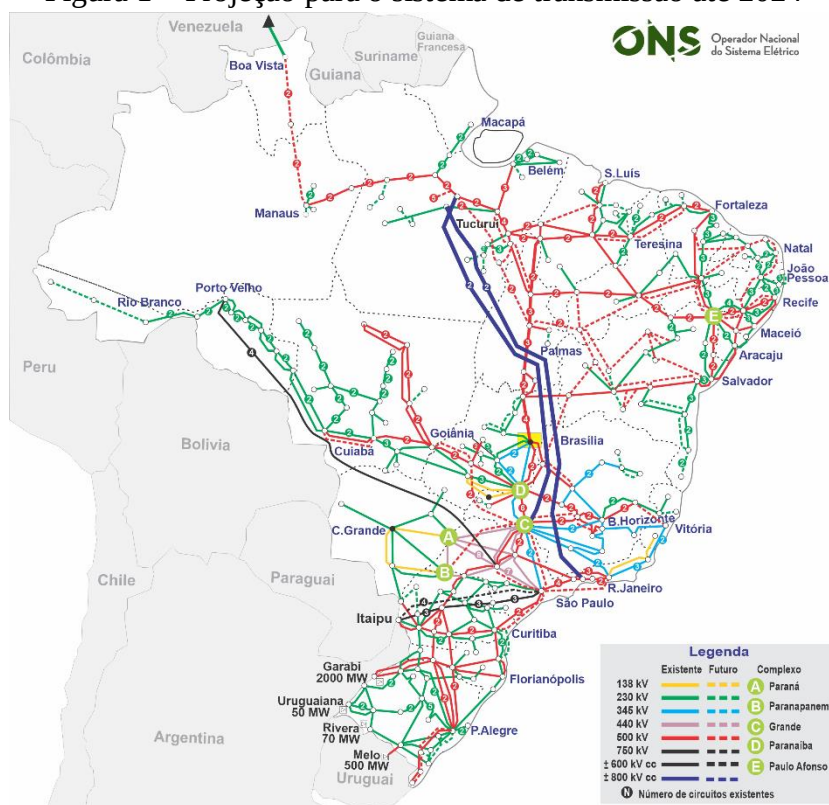
2.1.1 Abordagem geral do sistema

A partir da década de 1990, como resultado de algumas reformas, os segmentos de geração, transporte e comercialização de energia elétrica passaram a ser separados, sendo administrados e operados por agentes distintos (ABRADEE, 2022). Neste aspecto, os segmentos de geração e comercialização são caracterizados como segmentos competitivos, dada a existência de muitos agentes e pelo fato do produto, a energia elétrica, ser homogêneo, como uma *commodity* (CHAVES et al, 2019). Por outro lado, os setores de transporte de energia (transmissão e distribuição), são considerados monopólios naturais pois é economicamente inviável a competição entre dois agentes em uma mesma área de concessão. Desta forma, para estes segmentos, o modelo de regulação de preços, ou regulação por incentivos, é o que ocorre (ABRADEE, 2022).

A gestão e regulação deste modelo é realizado pela ANEEL, portanto, as empresas não são livres para praticar os preços que desejam, inserindo-se no contexto dos contratos de concessão, que, usualmente, contam com mecanismos de revisões e reajustes tarifários periódicos, operacionalizados pela própria agência reguladora (ABRADEE, 2022). Estas revisões e reajustes oferecem o embasamento necessário para que as empresas atuem no processo de transmissão e distribuição de energia elétrica no Brasil. O processo de transporte de energia elétrica ocorre por meio das linhas de transmissão que interligam toda a rede elétrica nacional e propiciam a transferência de energia entre subsistemas, permitindo assim, a obtenção de ganhos sinérgicos e explorando o potencial de geração de energia de cada fonte (ONS, 2023a).

Na Figura 1 pode-se identificar o mapa do sistema de transmissão de energia brasileiro com uma projeção até 2024 realizado pelo ONS.

Figura 1 – Projeção para o sistema de transmissão até 2024



Fonte: ONS (2023b)

Identifica-se na Figura 1 a existência de uma densidade de linhas de transmissão expressiva no Brasil. Isso gera uma facilidade em relação ao direcionamento da energia entre as regiões, porém acarreta uma grande dependência dos sistemas entre si, uma vez que, eventuais interrupções podem ocasionar problemas em cadeia.

A interconexão robusta deste sistema gera uma necessidade de estudos e acompanhamentos periódicos como forma de prever falhas e garantir que a atividade de transmissão e distribuição de energia seja lucrativa para as empresas e realizada de forma satisfatória para os consumidores, ou seja, que este serviço seja realizado com o menor custo possível evitando-se, ao máximo, eventuais desperdícios que ocasionam as perdas de energia elétrica e acarretam prejuízos.

2.1.2 Características técnicas do SIN e modicidade tarifária

A energia elétrica, ao partir das usinas geradoras, possui o seu transporte realizado pelas linhas de transmissão e de distribuição. A primeira realiza o transporte de energia da fonte geradora, em linhas de alta tensão, até as subestações de distribuição de energia que são responsáveis pela etapa de redução da tensão antes de chegar as linhas de distribuição que

direcionam esta energia até os grandes centros de consumo por meio de linhas de baixa ou média tensão (ENERGÊS, 2021).

Segundo dados presentes no Boletim de Monitoramento do Sistema Elétrico de outubro de 2022 o SEB atingiu 176.618 km de linhas de transmissão em operação (MME, 2022, p. 22). As tensões usuais de transmissão dessas linhas variam entre 138 kV até 765 kV, incluindo neste intervalo as tensões de 230 kV, 345 kV, 440 kV e 500 kV, todas em corrente alternada. Essas linhas fazem parte do Grupo A, que agrupa as unidades consumidoras com fornecimento igual ou maior que 2,3 kV, ou atendidas por um sistema subterrâneo de distribuição em tensão secundária. Esse grupo é dividido em subgrupos que são apresentados na Tabela 1.

Tabela 1 – Tensão de fornecimento das linhas de transmissão pertencentes ao grupo A

Subgrupo	Tensão de fornecimento
A1	Igual ou superior a 230 kV
A2	88 kV a 138 kV
A3	69 kV
A3a	30 kV a 44 kV
A4	2,3 kV a 25 kV
AS	Inferior a 2,3 kV, a partir de sistema subterrâneo de distribuição

Fonte: autoral

O grupo A1 é o mais representativo para o sistema de transmissão e é denominado de rede básica. Esse sistema possui 175.013 km de extensão e apresenta a projeção de atingir 199.916 km de extensão até 2026 (ONS, 2023c).

As perdas de energia elétrica, em geral, predominam nas linhas de distribuição (PIOTROWSKI, 2021). Essas linhas são as que possuem a função de transporte da energia até os grandes centros de consumo e se dividem em linhas de média e baixa tensão. As linhas de média tensão variam entre 2,3 kV e 44 kV, enquanto as linhas de baixa tensão variam entre 110 e 440 V. Estas linhas estão presentes nos postes de concreto situados nos grandes centros urbanos e os seus consumidores são segmentados em subgrupos de consumo que são definidos e apresentados na Tabela 2.

Tabela 2 - Classificação dos grupos de consumo de energia em baixa tensão

Subgrupo	Tipo
B1	Residencial
B2	Rural
B3	Demais classes
B4	Iluminação pública

Fonte: ANEEL (2022b)

Sendo assim, as empresas atuantes nos serviços públicos de transmissão e distribuição de energia, no Brasil, estão dentro de um contexto que visa assegurar o equilíbrio econômico entre os agentes e, principalmente, modicidade tarifária aos consumidores e usuários dos serviços de transmissão de energia (CHAVES *et al.*, 2019).

Essa concepção de modicidade traz para o setor o objetivo de prestação de um serviço público ligado à satisfação de todos, ou seja, o coletivo sendo a prioridade. Sendo assim, a cobrança de tarifas e repasse dos custos se faz necessária, mas deve ocorrer sob este princípio, exigindo assim, a cobrança das menores tarifas possíveis.

O entendimento deste conceito é abordado por Fernanda Marinella:

Esse princípio decorre de um raciocínio simples: o Brasil é um país relativamente pobre, tendo o serviço público que atingir e satisfazer os diversos grupos sociais na persecução do bem comum. Sendo assim, quando esse serviço depender de uma cobrança, ela deve ser condizente com as possibilidades econômicas do povo brasileiro, ou seja, a mais baixa possível (MARINELLA, 2007, p. 441)

Com isso, ao mesmo tempo que as empresas de transmissão e distribuição buscam otimizar os seus custos e garantir a entrega de um serviço com excelência, é responsabilidade da ANEEL garantir a modicidade tarifária a todos os consumidores.

Portanto, dentro do contexto de perdas, quanto maiores são os seus níveis existentes, maiores são os repasses aos consumidores finais, e por consequência, levam a existência de tarifas menos módicas. Logo, as perdas de energia estão relacionadas diretamente com as tarifas cobradas e acabam por impactar, diretamente ou indiretamente, a sociedade que arca com parte dos custos e as empresas que assumem prejuízos no processo.

2.1.3 Controle e regulação do sistema

As empresas responsáveis pelo processo de distribuição de energia possuem a responsabilidade de entregar uma prestação de serviço com excelência aos seus consumidores seguindo parâmetros previamente estabelecidos e que são definidos e atrelados a metas que são acompanhadas e atualizadas continuamente visando a melhoria na entrega da energia elétrica ao consumidor.

Tais medidas são definidas e fiscalizadas pela ANEEL, que é uma autarquia em regime especial vinculada ao Ministério de Minas e Energia que foi criada para regular o setor elétrico brasileiro por meio da Lei nº 9.427/1996 e do decreto nº 2.325/1997 (ANEEL, 2022c).

Este órgão utiliza a regulação por incentivos como forma de acompanhar e motivar as empresas ao atingimento das metas previamente definidas. Este tipo de regulação busca bonificar proporcionalmente as empresas que atingem as metas no período estabelecido.

Para Kessler (2006) existem três aspectos principais que definem a regulação por incentivos como importante: definição dos objetivos específicos a serem atingidos; o grau de liberdade que a empresa regulada gozará para tomar decisões quanto à prestação do serviço e a empresa regulada estar sujeita às ações de fiscalização do regulador, seja por meio dos

resultados operacionais ou do estabelecimento de metas associadas à qualidade e à eficiência do serviço.

Os mecanismos de regulação destas empresas, tanto as distribuidoras quanto as transmissoras, são a Revisão Tarifária Periódica (RTP), que ocorre a cada cinco anos, e a Revisão Tarifária Anual (RTA), que visa a correção monetária das tarifas praticadas.

Estes mecanismos de regulação dependem exclusivamente dos contratos de concessão estabelecidos entre a empresa e o órgão regulador. Este contrato é realizado para definir as diretrizes e regras em relação a tarifa, regularidade, continuidade, segurança, atualidade e qualidade do serviço e atendimento prestado aos consumidores. Neste contrato também se definem as eventuais penalidades para metas não atingidas e ele é único para cada empresa, pelo fato de que, apenas uma empresa pode realizar os serviços relacionados a transmissão ou distribuição de energia elétrica em cada área de concessão previamente definida (ABRADEE, 2022). A concessão para operar o sistema de transmissão é firmada em contrato de duração de 30 anos, estabelecendo que, quanto mais eficiente as empresas forem na manutenção e na operação das instalações de transmissão, evitando desligamento desnecessários, maior será a sua receita (ANEEL, 2022a). Já a concessão para operação dos sistemas de distribuição busca priorizar o atendimento abrangente do mercado, sem que haja qualquer exclusão das populações de baixa renda e das áreas com baixa densidade populacional (ANEEL, 2022d). Além disso, define incentivos para implantação de medidas de combate ao desperdício de energia e de ações relacionadas às pesquisas voltadas para o setor elétrico.

Estes contratos são padronizados seguindo regras de procedimento estabelecidos previamente pela ANEEL como forma de regular e atribuir uma referência ao sistema. Os detalhes em relação aos mecanismos de alteração tarifária, por exemplo, são consolidados em um documento chamado de PRORET, assim como, a regulação técnica dos sistemas de distribuição é definida no PRODIST, que apresenta as atividades técnicas relacionadas ao funcionamento e desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica e os seus níveis de referência. Estes documentos buscam regulamentar as relações entre os agentes de transmissão e distribuição de energia, bem como garantir que os seus serviços sejam entregues ao consumidor final da melhor forma possível.

A relação entre os agentes de distribuição de energia elétrica e o consumidor final possui a regulação sendo elaborada seguindo as normas presentes na Resolução Normativa 1000/2021 da ANEEL (ANEEL, 2021b). Essa resolução, estabelece regras de prestação de serviço público de distribuição de energia elétrica e nela estão dispostos os direitos e deveres dos consumidores e de todos os usuários dos serviços prestados e que são beneficiados de alguma forma.

Segundo dados da ANEEL de março de 2022, o serviço público de distribuição de energia é prestado por 105 agentes, sendo 52 concessionárias, 52 permissionárias e 1 designada, todos eles atuando sob os mesmos regimes de regras expostos e regulados pela ANEEL (ANEEL, 2022a).

A RTP, é o principal mecanismo de avaliação para cada um destes agentes, pois ela ocorre a cada 4 ou 5 anos, e estabelece diretrizes e metas para cada um deles. É nela que os níveis de perdas, consolidados na última RTP, são avaliados visando a próxima e a definição das metas a serem alcançadas, até a RTP seguinte, é estabelecida para cada empresa de distribuição.

Apesar das regras serem as mesmas para todos os agentes, no âmbito das perdas não técnicas, o tratamento regulatório busca separar as empresas por áreas de complexidade, ou seja, áreas que possuem complexidades semelhantes agrupam os mesmos agentes de distribuição. Isso ocorre, pois devido a extensão territorial do Brasil, a quantidade de desafios e problemas a serem enfrentados pelas empresas é diversa e, com isso, é necessário que os parâmetros a serem seguidos pelas empresas, sejam semelhantes entre si.

O processo de aplicação da RTP é, relativamente, recente, e se iniciou em 2003. Ao longo de cada ciclo tarifário mudanças foram estabelecidas, buscando-se evitar os problemas ocasionados no ciclo tarifário anterior. Sendo assim, o método de abordagem das perdas não técnicas está em constante atualização, porém, devido à assimetria de informações, a ANEEL necessita de estratégias para assegurar que os serviços realizados pela empresa regulada garantam o benefício social de tal atividade econômica (CHAVES, *et al.*, 2019, p. 54-55).

Por conta desta assimetria, em 2008, a ANEEL publicou a Nota Técnica nº 342/2008-SER/ANEEL, estabelecendo um método específico para o tratamento destas perdas (ANEEL, 2008).

Este método emprega o modelo conhecido como *Yardstick Competition*, proposto por Shleifer (1985), e é uma forma de regulação por comparação ou competição por padrões, ideal em casos de monopólio natural, com o objetivo de introduzir estímulos à redução de custos entre as empresas, diminuindo o risco moral e a seleção adversa (CHAVES, *et al.*, 2019, p. 55).

Este modelo é caracterizado pelo estabelecimento do custo meta por intermédio do custo que uma empresa referência apresenta, desde que, esta tenha características semelhantes com as demais que deveram seguir esta meta. Essa empresa referência, ou grupo de empresas, sempre é aquela que apresenta o menor custo de operação.

A partir destas regulações e modelos a ANEEL busca garantir que os impactos das perdas de energia sejam os menores possíveis, tanto nas tarifas, para os consumidores, quanto para os agentes de distribuição que acabam por somatizar prejuízos no processo.

2.2 CARACTERÍSTICAS DAS PERDAS NO BRASIL

2.2.1 Panorama geral

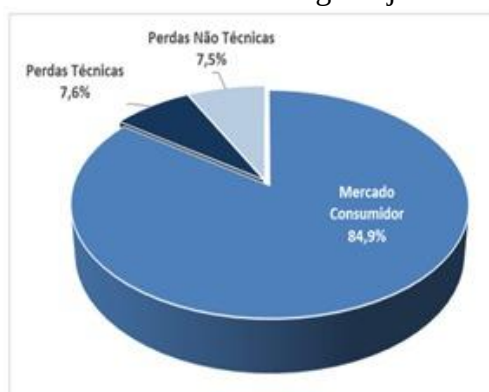
As perdas de energia elétrica no Brasil são separadas entre perdas técnicas e não técnicas e cada uma delas possui as suas especificidades.

As perdas técnicas estão relacionadas, em resumo, as perdas ocasionadas pelo processo natural de transporte de energia, ou seja, estão relacionadas à transformação de energia elétrica em energia térmica nos condutores (efeito Joule), perdas nos núcleos dos transformadores ou perdas dielétricas, além disso, essas perdas estão associadas às características de carregamento e configuração das redes das concessionárias de transmissão e distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021a, p. 3).

Já as perdas não técnicas se referem as perdas que decorrem principalmente de furto (ligação clandestina ou desvio da rede elétrica) ou fraude de energia (adulteração no medidor), erros de medição ou de faturamento (ANEEL, 2022e). Tais perdas, em grande maioria, estão associadas à gestão da concessionária e às características socioeconômicas das áreas de concessão.

Segundo dados presentes no relatório de perdas da ANEEL referente ao ano de 2020, em montantes de energia, as perdas técnicas na distribuição corresponderam a cerca de 38,8 TWh e as perdas não técnicas 37,9 TWh, (ANEEL, 2021a, p. 2). Se comparado as perdas totais na distribuição deste mesmo ano, elas representaram mais do que o consumo de energia elétrica das regiões Norte e Centro-Oeste em 2018, e representaram aproximadamente, 15,1% do mercado consumidor deste mesmo ano, sendo 7,6% em relação a perdas técnicas e 7,5% em relação a perdas não técnicas (ANEEL, 2021a, p. 17). Na Figura 2 é representado de forma gráfica estas relações.

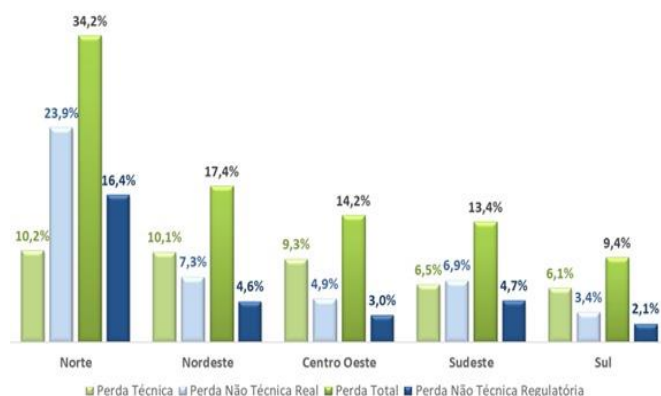
Figura 2 – Perdas sobre a energia injetada em 2020



Fonte: ANEEL (2021a)

A contabilização destes montantes de perdas na distribuição é realizada por meio da diferença entre a energia elétrica adquirida pelas distribuidoras e faturada na conta de seus consumidores, ou seja, em termos técnicos, as perdas de energia são apuradas subtraindo o valor da energia despachada pela subestação de distribuição de energia, saída do alimentador, da energia mensal medida e faturada nos medidores de energia de cada consumidor. As distribuidoras possuem a responsabilidade de identificar e aferir as suas perdas por tipo, técnicas ou não técnicas, e repassar as respectivas informações para ANEEL que realiza o papel de avaliar se as empresas estão dentro de níveis aceitáveis de perdas de energia. Na Figura 3 apresenta-se os valores percentuais de perdas, consolidadas no relatório de perdas da ANEEL de 2021, que ocorreram em 2020, segmentadas por tipo e região.

Figura 3 - Perdas Técnicas, Não Técnicas Reais e Regulatórias sobre a Energia Injetada por região (2020)



Fonte: ANEEL (2021a)

2.2.2 Perdas técnicas

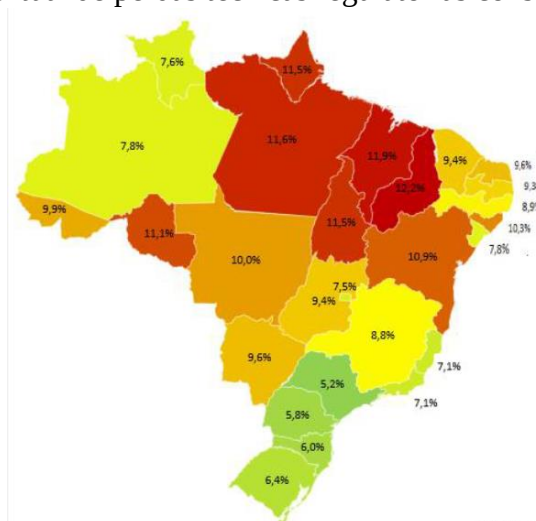
O nível, relativamente, aceitável em relação as perdas técnicas são definidas em função da topologia e do comprimento das redes, dos materiais e equipamentos utilizados e do comportamento da carga (equilíbrio, fator de carga, carregamento permissível), sendo assim, estas perdas estão muito mais relacionadas as características técnicas e físicas do processo de distribuição de energia elétrica (BERNADON, 2015). Este tipo de perda é inevitável em qualquer sistema de distribuição e seus montantes totais variam de acordo com cada área de concessão, sendo reconhecidas, nas tarifas pela ANEEL, apenas os níveis eficientes.

O sistema de distribuição é dividido de acordo com os segmentos de rede (alta, média e baixa tensão), transformadores, ramais de ligação e medidores (ANEEL, 2021a, p. 4). Os níveis de perdas técnicas totais eficientes, relativos à energia injetada na rede, são consolidados mediante a aplicação de modelos específicos para cada um dos segmentos que compõem,

utilizando-se informações simplificadas das redes e equipamentos existentes. O detalhamento destes modelos, bem como as equações aplicadas, é apresentado no módulo 7 do documento: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST).

O resultado dos níveis eficientes destas perdas, em 2020, é apresentado na Figura 4, para cada estado do Brasil, cuja média total destas perdas, em relação à energia total injetada, é de 7,5% como apresentado na Figura 3. A análise da Figura 4 permite identificar que os estados que apresentam tons mais claros possuem menores percentuais de perdas técnicas regulatórias, enquanto os estados com os tons mais escuros no mapa apresentam os maiores percentuais.

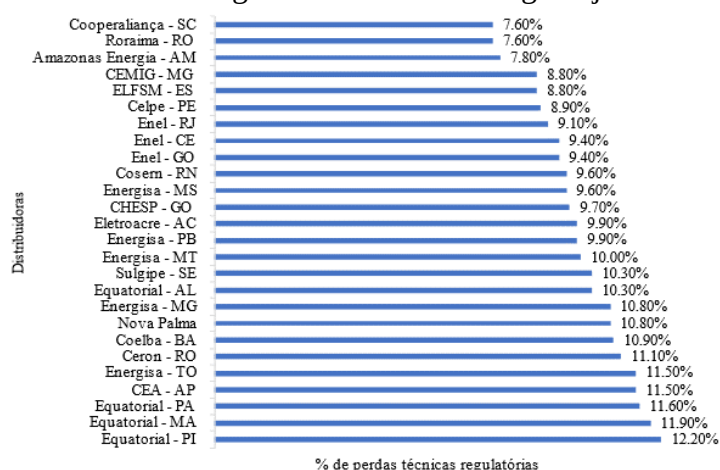
Figura 4 – Percentual de perdas técnicas regulatórias consolidadas em 2020



Fonte: ANEEL (2021a)

Na Figura 5 apresenta-se um gráfico com os dados de perdas técnicas regulatórias das concessionárias que atingiram valores superiores à média total consolidada. No total, no ano de 2020, 53 concessionárias realizaram o serviço de distribuição de energia elétrica no Brasil e, desse total, 26 concessionárias apresentaram valores de perdas técnicas superiores à média total de perdas (ANEEL, 2021a).

Figura 5 - Perdas técnicas regulatórias sobre a energia injetada no ano de 2020



Fonte: ANEEL (2021a)

A análise da amostra total de perdas técnicas das 53 concessionárias apresenta um valor de desvio padrão e variância iguais a 2,47% e 0,06%, respectivamente. Estes valores demonstram uma certa homogeneidade em relação ao resultado de perdas técnicas das concessionárias no ano de 2020. Isso mostra, claramente, que para este tipo de perda, os resultados apresentados entre as distribuidoras são, razoavelmente, próximos entre si, assim como, é apresentado na Figura 3 para cada região do Brasil.

2.2.3 Perdas não técnicas

As perdas não técnicas estão mais relacionadas a variáveis que, dificilmente, são mensuradas e administradas de formas técnicas. Elas são o resultado da diferença entre o total de perdas na distribuição e as perdas técnicas mensuradas no processo, portanto, elas são dependentes das aferições realizadas pela empresa de distribuição em relação as perdas técnicas.

Este tipo de perda é definido, pela ANEEL, mediante dois parâmetros de referência que são: as perdas não técnicas reais e as perdas não técnicas regulatórias. As perdas não técnicas reais são o resultado da diferença entre o total de perdas aferidas pela distribuidora e o resultado obtido com a aferição das perdas, exclusivamente, técnicas. Já as perdas não técnicas regulatórias são definidas, pela ANEEL, a cada ciclo de revisão tarifária e são parâmetros definidos por intermédio de um processo de comparação entre as empresas com o objetivo de se definir um valor de perda não técnica que possa servir de referência para as empresas (ANEEL, 2021a).

A ANEEL aborda o método de definição dos parâmetros regulatórios de perdas não técnicas, em seu relatório de perdas de 2020, da seguinte forma:

A metodologia regulatória das perdas não técnicas sofreu alterações significativas no 2º CRTTP (2007-2010), quando a ANEEL adotou a regulação por incentivos, com base na comparação das distribuidoras. Essa metodologia se baseou na determinação de uma trajetória de redução das perdas não técnicas para a distribuidora em processo de revisão tarifária, baseada no ponto de partida (referencial regulatório inicial a ser considerado no ano da revisão da empresa) e no ponto de chegada ao final do ciclo tarifário. Regra geral, foi considerado como ponto de partida o mínimo histórico das perdas não técnicas observadas nos quatro anos anteriores. Já o ponto de chegada foi obtido a partir das melhores práticas verificadas na comparação das empresas (benchmarking) (ANEEL, 2021a, p. 13).

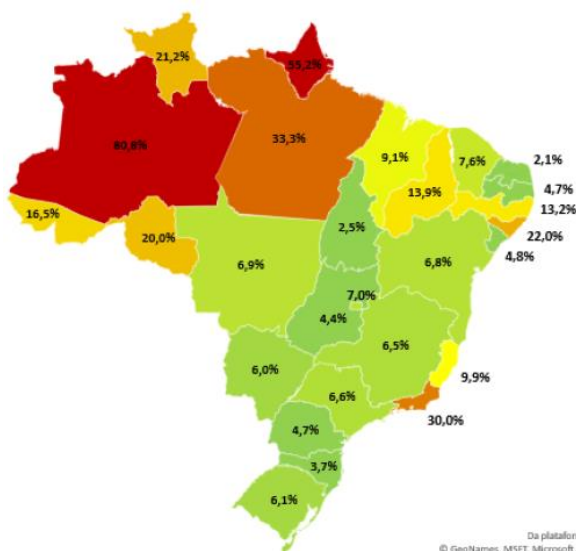
Com isso, os parâmetros regulatórios são fundamentais para servir de referência para as empresas de distribuição no processo de redução dos seus níveis de perdas não técnicas e, além disso, também são importantes para garantir que o ônus de uma má gestão realizada pelas concessionárias não afete em sua totalidade as tarifas pagas pelos consumidores, uma vez que,

o consumidor regular arca parcialmente pelos custos relacionados a fraude e furtos de energia devido aos valores regulatórios eficientes estabelecidos pela ANEEL (ANEEL, 2021a). Sendo assim, considerando em uma situação, hipotética, que as perdas não técnicas reais são maiores que os valores regulatórios, a diferença obtida entre os dois valores não incide na tarifa dos seus respectivos consumidores. Desta forma, a redução das perdas não técnicas é importante para as empresas financeiramente devido a eficiência do processo, mas também para os consumidores, uma vez que, a cada ciclo tarifário os valores regulatórios podem ser reduzidos e, por consequência, as tarifas também.

A homologação das perdas não técnicas é realizada com base no mercado de baixa tensão faturado, diferentemente do que ocorre em relação as perdas técnicas que são faturadas em relação ao montante total de energia injetada. A ANEEL adota este processo devido ao fato de que as perdas não técnicas ocorrem, predominantemente, na baixa tensão e assim, os valores regulatórios das perdas não técnicas são normalmente inferiores aos valores praticados pelas concessionárias, pois o método aplicado pela ANEEL observa critérios de eficiência, que limitam o repasse das perdas não técnicas reais aos consumidores.

Na Figura 6 apresenta-se o percentual, por estado, de perdas não técnicas regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado. Nesta Figura, os tons mais claros se referem aos menores níveis enquanto os tons mais escuros se referem aos estados com os maiores percentuais.

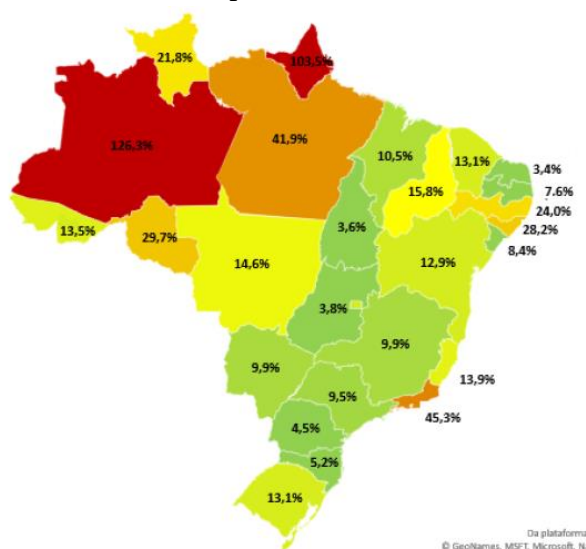
Figura 6 – Percentual de perdas não técnicas regulatórias em 2020



Fonte: ANEEL (2021a)

Como comparativo, apresenta-se na Figura 7 o percentual de perdas não técnicas reais sobre o mercado de baixa tensão faturado que apresenta a mesma relação de escala exposta na Figura 6.

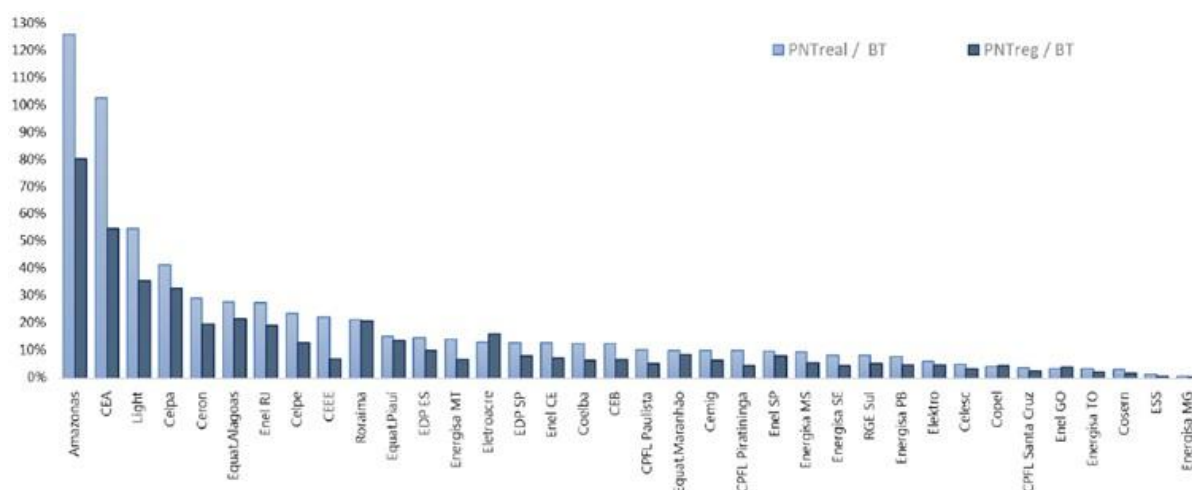
Figura 7 - Percentual de perdas não técnicas reais em 2020



Fonte: ANEEL (2021a)

A análise das Figuras 6 e 7, permite identificar a relevância do método regulatório, implementado pela ANEEL, assim como, os percentuais de perdas de energia que deixam de ser repassados às tarifas dos consumidores. A Figura 8 apresenta o percentual de perdas não técnicas reais e regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado das concessionárias de grande porte, para o ano de 2020.

Figura 8 – Perdas não técnicas regulatórias sobre o mercado de baixa tensão faturado em 2020



Fonte: ANEEL (2020)

Segundo o relatório de perdas de energia da ANEEL (2020) as concessionárias de grande porte são aquelas com mercado maior do que 1 TWh e que atendem mais de 500 mil unidades consumidoras ou que possuem mais do que 15.000 km de rede elétrica (ANEEL, 2021a, p. 5).

Em comparação com as perdas técnicas, as perdas não técnicas entre as concessionárias apresentam maiores disparidades entre as empresas de distribuição, sendo que, apenas algumas delas concentrando valores expressivamente altos de perdas não técnicas. Essa análise é

corroborada pela Figura 9 que apresenta as 10 maiores empresas em relação a participação no percentual total de perdas não técnicas, em 2020, no Brasil.

Figura 9 – Participação das perdas não técnicas reais em relação as perdas não técnicas totais



Fonte: ANEEL (2021a)

Identifica-se pela Figura 9 que apenas 10 empresas concentram 68,9 % das perdas não técnicas totais do país para o referido ano, sendo que, só as 3 primeiras já correspondem por mais da metade deste percentual.

Isso mostra a importância em relação ao tratamento destas perdas, uma vez que, a análise dos resultados de 2020, já demonstra particularidades em relação a determinadas empresas e regiões como, por exemplo, as concessionárias de grande porte que foram responsáveis pela maior parcela do montante total de perdas não técnicas no Brasil. Estas concessionárias, além de apresentarem um expressivo número de consumidores, estão inseridas em áreas de elevada complexidade socioeconômica. Esta complexidade é o que aumenta a dificuldade na tratativa destas perdas, pois ela é uma variável que depende, além da gestão das concessionárias, de aspectos comportamentais intrínsecos a cada área de concessão.

Estes fatores explicam o fato da diferença nos valores percentuais de perdas não técnicas totais entre as regiões definidas na Figura 3, anteriormente. Além disso, identifica-se que a região Norte é a que apresenta a maior parcela de perdas não técnicas sendo repassadas aos consumidores, uma vez que, os níveis regulatórios para estas perdas são, expressivamente, maiores nesta região do que nas demais. Porém, a Figura 6 mostra que, além dos estados presentes na região Norte do país, o estado do Rio de Janeiro e alguns estados da região Nordeste, também apresentam valores regulatórios de perdas não técnicas elevados que são justificados pelo percentual de perdas não técnicas reais apresentados na Figura 7.

As regras e definições para combate destas perdas são definidas no submódulo 2.6 do PRORET (ANEEL, 2022f).

2.2.4 Perdas na Rede Básica

As perdas na Rede Básica são calculadas pela diferença da energia gerada e entregue nas redes de distribuição. Essas perdas são apuradas mensalmente pela CCEE e o seu custo, que é definido anualmente nos processos tarifários, é rateado de forma igual para as empresas de geração e os seus consumidores.

Nesta rede as perdas são exclusivamente técnicas e são inerentes a atividade de transmissão de energia elétrica. Tais perdas, portanto, estão associadas às características de carregamento e configuração de suas respectivas redes de transmissão.

O tratamento regulatório dado a estas perdas é descrito no módulo 3 do PRORET.

2.3 CÁLCULOS E MÉTODO DE APURAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS

O módulo 7 do PRODIST apresenta as regras e requisitos para a realização da apuração das perdas técnicas no sistema de distribuição nacional. Este módulo tem como objetivo estabelecer o método e os procedimentos para obtenção das informações e dados necessários para a realização do cálculo das perdas nos sistemas de distribuição de energia elétrica (ANEEL, 2021c).

Além disso, este módulo apresenta os parâmetros regulatórios e o método necessário para realizar a apuração das perdas e os indicadores para avaliação delas nos segmentos de distribuição. Os procedimentos definidos são direcionados as distribuidoras de energia elétrica, de acordo com os regulamentos específicos relacionados à revisão tarifária vigente, e a CCEE, pois é este órgão que realiza a apuração das perdas de energia nos sistemas de transmissão.

As perdas técnicas consideradas no processo são apenas aquelas que são de responsabilidade da distribuidora, incluindo seu sistema de distribuição e as DIT, quando couber. As perdas técnicas nos transformadores, acrescidas aos valores medidos de energia e demanda nas unidades consumidoras atendidas em tensão primária, com equipamentos de medição instalados no secundário, não são consideradas no cálculo de perdas técnicas na distribuição.

2.3.1 Requisitos gerais para o cálculo das perdas técnicas

Os dados utilizados no processo de cálculo precisam, obrigatoriamente, apresentar um processo de coleta de dados eficiente, ou seja, os dados originados pelas empresas reguladas

precisam ser validos e devem ser armazenados para estudos e análises posteriores. É na Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD), que todas as informações referentes aos dados físicos (redes, transformadores, reguladores, chaves e medidores) e de energia nas unidades consumidoras são armazenados (ANEEL, 2021c).

Esta base é considerada um modelo geográfico que acaba por ser uma simplificação do sistema elétrico brasileiro real, para um período previamente estabelecido, e por meio dela é possível refletir sobre a situação dos ativos e obter todas as informações técnicas e comerciais de interesse (GDI, 2019).

Já os dados referentes a produção e balanço de energia, que compreende os montantes de energia injetada e fornecida agregados para cada segmento do sistema de distribuição, são de responsabilidade da distribuidora realizar o seu envio, bem como as informações de energia são obtidas por meio dos dados do sistema de medição das distribuidoras, de agentes supridores e da CCEE. Todos os demais dados necessários para a apuração das perdas no sistema de distribuição, e nas DIT de uso exclusivo, devem ser fornecidos pela distribuidora, e para apuração das perdas podem ainda ser utilizadas demais informações disponibilizadas pela ANEEL (ANEEL, 2021c).

A avaliação das perdas pela distribuidora é sempre apresentada por segmento, detalhando o método utilizado no estudo. Já as perdas nas DIT, são apuradas pela CCEE que possui a responsabilidade de informar os valores de cada distribuidora diretamente à ANEEL (ANEEL, 2022e). Todas estas informações devem estar sempre disponíveis para fiscalização por um período de cinco anos.

2.3.2 Parâmetros regulatórios

Segundo Paul (2021), para a definição destes parâmetros não são considerados os elementos de compensação de energia reativa instalados no SDMT e SDBT e adota-se o valor de 0,92 para o fator de potência para fins de cálculo nestes sistemas.

Considera-se no cálculo das perdas técnicas um adicional de 5% sobre o montante total, excluindo-se as perdas apuradas por medição, devido a “descarga de corona”, que, segundo Macedo (2021), é uma descarga elétrica que ocorre nas linhas de transmissão produzida quando há um campo elétrico suficientemente intenso para promover a ionização do ar. É um efeito que causa aumento nos níveis de perdas técnicas e tal fenômeno ocorre em conexões, sistemas supervisórios, relés fotoelétricos, capacitores, transformadores de corrente e de potencial, e por fugas de correntes em isoladores e para-raios (MACEDO, 2021, p. 7).

O nível de tensão de operação considerado é aquele informado pela distribuidora na saída do alimentador de média tensão, que deverá corresponder à tensão que o circuito opera na maior parte do período de apuração das perdas.

Os valores regulatórios de perdas totais e em vazio para os transformadores de distribuição são previamente definidos pela ANEEL e estão disponíveis no item 4.1 da seção 7.1 do módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2021c). Já os valores de perdas totais e em vazio dos equipamentos, correspondem aos seus dados de placa e a sua avaliação e fiscalização é de responsabilidade da ANEEL.

Outro parâmetro previamente determinado é a consideração de 1 W de perda por circuito de tensão para medidores eletromecânicos e 0,5 W para medidores eletrônicos. Além disso, segundo Paul (2021), é considerado a impedância de sequência positiva para fins de cálculo de perdas e à temperatura de operação dos condutores elétricos igual a 55 °C (PAUL, 2021, p.36).

Os condutores também são tabelados pela ANEEL, e para os casos em que o condutor não está contido nas regulações é utilizado a impedância informada na BDGD, e a sua avaliação é de responsabilidade da ANEEL (ANEEL, 2021c).

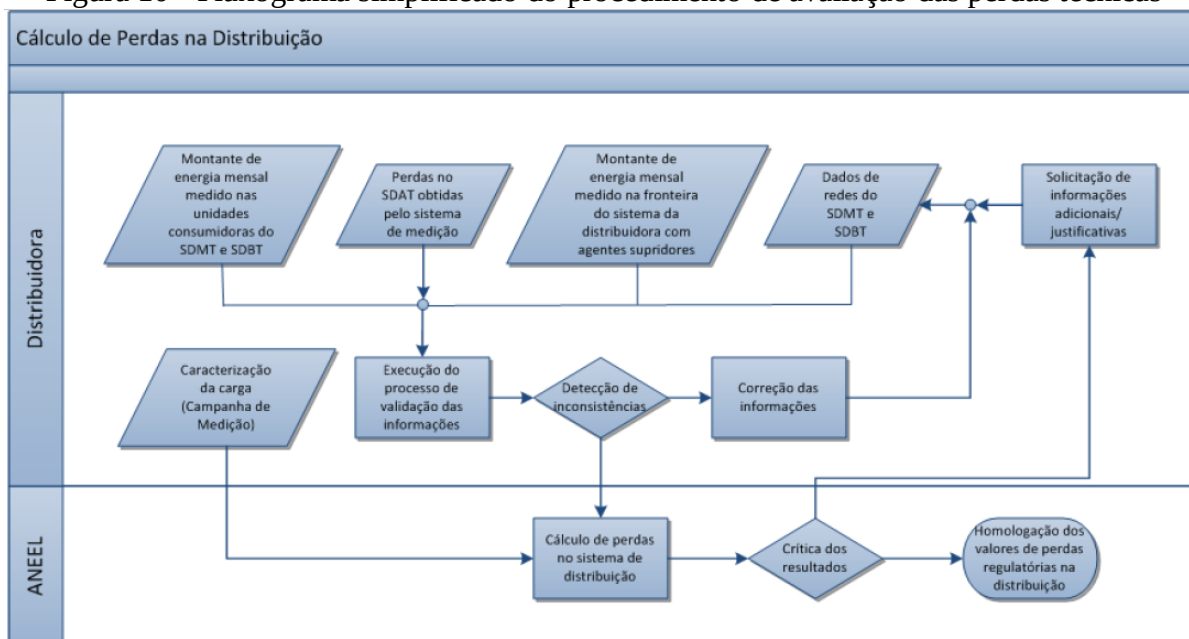
O modelo adotado para as cargas conectadas ao SDMT e ao SDBT é denominado *ZIP*, composto por 100% de impedância constante para a parcela reativa e de 50% de potência constante e impedância constantes para a parcela ativa da carga. Esta é dividida de forma igual entre as fases para as unidades consumidoras trifásicas e é considerada conectada entre fases para as unidades monofásicas a três fios (ANEEL, 2021c).

A resistência de aterramento considerada para os circuitos monofilares com retorno por terra é de 15 Ω . Caso a distribuidora não possua cadastro dos seus ramais de ligação de unidades consumidoras de baixa tensão é estabelecido o comprimento regulatório de 15 metros. O comprimento máximo admissível para o ramal de ligação é de 30 metros (ANEEL, 2021c).

2.3.3 Etapas do cálculo

O fluxograma da Figura 10, presente no item 5.1 da seção 5 do módulo 7 do PRODIST, descreve de forma resumida o fluxo de informações em cada uma das etapas do cálculo das perdas técnicas na distribuição (ANEEL, 2021c).

Figura 10 - Fluxograma simplificado do procedimento de avaliação das perdas técnicas



Fonte: ANEEL (2021c)

Este fluxo representa a definição das diretrizes a serem obedecidas na apuração dos dados e informações e no estabelecimento do método de cálculo das perdas. Além disso, neste fluxograma é possível identificar a divisão dos deveres e afazeres tanto do órgão regulador quanto dos agentes de mercado.

O cálculo das perdas técnicas considera os segmentos de rede e os equipamentos dos sistemas de distribuição (ramais, transformadores, reguladores e medidores) e os subgrupos de tensão (A1, A2, A3, A3a, A4 e B) aos quais esses segmentos e equipamentos estão associados.

Sendo assim, o sistema de distribuição é dividido pela ANEEL, segundo o item 5.3 da seção 5 do módulo 7 do PRODIST, com o objetivo de facilitar os cálculos e análises do sistema como pode ser observado nos tópicos que se seguem (ANEEL, 2021c).

- i. Redes do Sistema de Distribuição de Alta Tensão – SDAT;
- ii. Transformadores de potência;
- iii. Reguladores;
- iv. Redes do Sistema de Distribuição de Média Tensão – SDMT;
- v. Sistema de Distribuição de Baixa Tensão – SDBT;
- vi. Transformadores de distribuição;
- vii. Ramais de ligação;
- viii. Medidores de energia das unidades consumidoras do SDBT.

A partir desta divisão, calcula-se o nível de perdas, para cada um individualmente, e é efetuado a consolidação das perdas técnicas para cada distribuidora de energia.

2.3.4 Método de cálculo

As definições do método de cálculo são importantes para conseguir demonstrar os períodos necessários para a realização do cálculo de perdas técnicas na distribuição e o método a ser adotado em cada segmento e equipamento de distribuição.

Além disso, é nesta etapa que é representado a forma de caracterização da carga para que a aplicação do método seja realizada. A apuração dessas perdas é sempre anual e deve coincidir com o ano civil e ser realizado para cada mês do período de apuração. As perdas nas redes e equipamentos associados ao SDAT são apuradas por dados obtidos do sistema de medição e as distribuidoras são obrigadas a possuir medição neste ponto de modo a totalizar as perdas de energia no SDAT pela diferença entre a energia injetada e fornecida aos consumidores (ANEEL, 2021c).

As perdas no SDMT e SDBT são calculadas mediante a aplicação do método de fluxo de potência. Já os medidores de energia possuem a aferição realizada por meio das perdas nas bobinas de tensão localizadas nos consumidores do grupo B (ANEEL, 2021c).

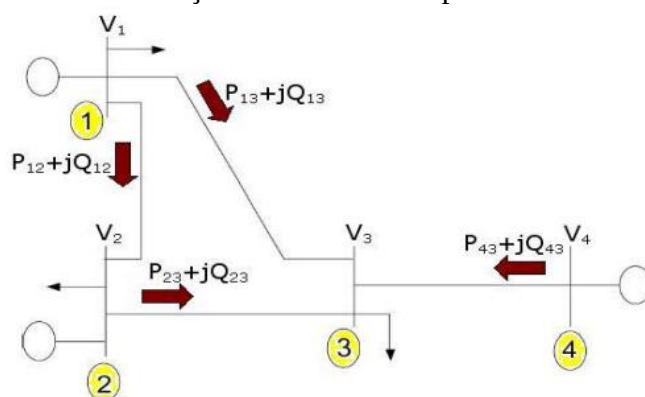
2.3.5 Perdas técnicas apuradas por fluxo de potência

O processo de aplicação deste método consiste na previsão de tensões, correntes e potências no estado estacionário de um sistema. Com isso, é realizada a simulação de condições operacionais que não podem ser testadas no sistema real, seja por que o sistema ainda não foi construído ou pelo fato de ser complicado e prejudicial expor o sistema a condições adversas não testadas (MOURA, 2018).

Este método é uma exibição matemática de uma rede elétrica, com modelos criados e desenvolvidos há muitos anos, como os métodos de *Newton-Raphson* e *Gauss Seidel* (CAVAGNOLI *et al*, 2011). O objetivo desta rede é distribuir as potências ativas e reativas necessárias às diversas cargas a ela ligadas, em que, as potências geradas fluem pela rede elétrica a fim de atender as cargas presentes em determinadas barras (CARVALHO *et al.*, 2021)

Em paralelo, durante o processo, a frequência e as várias tensões de barra devem ser mantidas dentro de limites especificados, apesar das variações, por vezes grandes e até certo ponto imprevisíveis, que podem apresentar as demandas das cargas. Na Figura 11 representa-se um sistema de fluxo de potência mostrando as barras atreladas ao sistema e o equilíbrio que deve existir entre elas.

Figura 11 - Demonstração de um fluxo de potência em um circuito



Fonte: ELGERD (1981)

As perdas ocorridas no SDMT e SDBT são calculadas mediante a aplicação deste método. Os elementos não-lineares, como geradores e alguns tipos de cargas, são considerados como equivalentes de *Norton*, com matriz de admitância nodal constante e uma corrente de compensação que ajusta a porção não-linear, segundo o item 6.2, presente na seção 6 do módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2021c). Esta corrente é a corrente adicionada ao vetor de injeção de corrente e compõe as equações nodais do circuito. Estes requisitos são realizados para melhorar a eficiência na solução do problema.

Para resolução, inicialmente é realizado o cálculo desconectando todas as cargas do sistema e considerando apenas os elementos passivos ligados em série no circuito e chegando em um valor de tensão inicial. Por meio deste procedimento é obtido as tensões em módulo e ângulo em todas as barras do circuito.

Após isso, se inicia o ciclo de iterações em que são obtidas as correntes injetadas, requeridas pelos elementos ativos conectados ao circuito, que são adicionadas ao vetor de injeção de corrente para, desta forma, solucionar o problema com a obtenção de novos valores de tensões nas barras do circuito.

Com a obtenção das tensões nas barras, este processo é reiniciado até que as tensões se encontrem dentro da tolerância especificada e se caso a convergência não seja obtida com a aplicação do método, pode ser adotado outra solução para o cálculo de perdas nos segmentos de média e baixa tensão.

2.3.6 Perdas em transformadores de potência

Os transformadores são dispositivos usados para abaixar ou aumentar a tensão e a corrente elétrica em um circuito. Eles consistem em dois enrolamentos de fios, primário e secundário, envolvidos em um núcleo metálico. Todos os cálculos realizados para definição das perdas

neste equipamento são elaborados para a condição de carga média e nas equações (1) e (2), são apresentadas as fórmulas utilizadas para o referido cálculo para as perdas de potência para a demanda média no transformador e no cobre do transformador, respectivamente.

$$P_{TR} = (P_{fe} + P_{CU}) \quad (1)$$

Em que:

- P_{TR} = perda de potência para a demanda média do transformador [MW];
- P_{fe} = perda no ferro ou em vazio do transformador [MW];
- P_{CU} = perda de potência para a demanda média no cobre do transformador [MW].

$$P_{CU} = \left(\frac{P_{med}}{P_{nom} \times \cos \varphi} \right)^2 \times P_{Ncu} \quad (2)$$

Em que:

- P_{CU} = perda de potência para a demanda média no cobre do transformador em [MW];
- P_{Ncu} = perda no cobre do transformador na condição nominal de carga, sendo obtida pela diferença entre a perda total e a perda em vazio do transformador em [MW];
- P_{med} = potência média no transformador, obtida pela energia consumida pelos consumidores ligados ao transformador dividida pelo tempo em [MW];
- P_{nom} = potência nominal do transformador em [MVA];
- $\cos \varphi$ = fator de potência estabelecido em 0,92.

Com os valores das perdas de potência nos transformadores, é possível realizar o cálculo da perda de energia no transformador, como é representado na equação (3).

$$E_{TR} = \Delta T \times (P_{fe} + P_{CU} \times CP_T) \quad (3)$$

Em que:

- E_{TR} = Perda de energia no transformador [MWh];
- P_{fe} = perda no ferro ou em vazio do transformador [MW];
- P_{CU} = perda de potência para a demanda média no cobre do transformador em [MW];
- ΔT = Variação do período analisado [h];
- CP_T = Coeficiente de Perdas [1].

O coeficiente de perdas, é um valor pré-definido e utilizado como uma premissa para o cálculo das perdas técnicas na distribuição. Ele é definido na campanha de medição de cada distribuidora e é sempre utilizado o valor obtido da campanha mais recente, segundo o item 5.3, presente na seção 5 do módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2021c).

2.3.7 Perdas em Medidores

Os medidores que fazem parte do cálculo das perdas técnicas são apenas aqueles que abrangem os consumidores do grupo B. O seu cálculo é realizado mediante a aplicação da equação (4).

$$P_M = K \times P_C \times 10^{-6} \quad (4)$$

Em que:

- P_M : perda de potência no medidor [MW];
- P_C : perda por circuito de tensão do medidor [W];
- K : multiplicador da perda de potência do circuito de tensão do medidor cujo valor deve ser fixado em:
 - 3, para unidades consumidoras alimentadas em 3 fases e 4 fios;
 - 2, para unidades consumidoras alimentadas em 2 fases e 3 fios e em 1 fase e 3 fios;
 - 1, para unidades consumidoras alimentadas em 1 fase e 2 fios.

O resultado para a perda de energia nos medidores (E_M) é obtida pelo produto entre a perda de potência no medidor (P_M) e o período analisado (ΔT [h]) que é representado pela equação (5),

$$E_M = P_M \times \Delta T \text{ [MWh]} \quad (5)$$

2.3.8 Caracterização da Carga

Cada distribuidora tem a obrigação de atribuir a cada unidade consumidora do sistema de média e baixa tensão uma curva de carga (consumidor-tipo) da tipologia que a representa, utilizando as informações de sua campanha de medição mais recente, segundo o item 8.1 da seção 8 do módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2021c).

O percentual do mercado de energia anual informado, para fins de cálculo, de perdas das unidades consumidoras atribuído a cada consumidor-tipo deve ser igual ao percentual do mercado de referência que esse consumidor-tipo representa na formação da tipologia. Para o cálculo deste percentual deve ser considerado a diferença de energia do mercado de referência observada entre dias úteis, sábados, domingos e feriados.

Por fim, a curva de carga diária a ser considerada para cada unidade é composta por 24 patamares de carga que são obtidos pela média aritmética, para cada hora, dos pontos de demanda obtidos de 15 em 15 minutos ou de 5 em 5 minutos.

Devido ao fato de o sistema elétrico brasileiro ser muito extenso, é natural que sistemas com complexidades e estruturas diferentes se apresentem e, portanto, é essencial que a caracterização da carga por cada distribuidora seja elaborada da melhor forma e apresentada baseada nos resultados mais recentes obtidos com a campanha de medição.

A importância deste processo está associada ao fomento de uma operação mais técnica e economicamente viável, pois o comportamento de consumo da energia elétrica no Brasil apresenta diversos perfis típicos e, dificilmente, é possível individualizar a curva de carga de cada consumidor. A partir deste estudo, técnicas de agrupamento e classificação das informações dos consumidores são utilizadas para realizar a seleção das curvas características e definir os chamados *clusters* de definição das tipologias de carga de consumo.

2.4 CÁLCULOS E MÉTODO DE APURAÇÃO DAS PERDAS NÃO TÉCNICAS

A abordagem em relação as perdas não técnicas, no Brasil, ao longo dos anos, estão sofrendo constantes mudanças e exigindo mais investimentos e estudos com o foco na elaboração de abordagens e tratamentos mais eficientes, mostrando assim a relevância do tema para o mercado de energia. É dever das distribuidoras de energia o desenvolvimento destes estudos associados à manutenção da entrega de energia ao consumidor em níveis ótimos e maximizando os seus lucros na prestação deste serviço. Essas medidas estão em linha com a regulação por incentivos realizada pela ANEEL que busca fomentar este tipo de prática (CHAVES et al, 2019).

Dessa forma, desde 2003, ano em que se iniciou o processo de RTP, as perdas não técnicas ganharam um tratamento metodológico específico na regulação do setor. Este método estabelece uma trajetória regulatória para redução de perdas para as distribuidoras se baseando na lógica da regulação por incentivos, porém prevê um acompanhamento constante por meio da definição de uma trajetória de redução, periódica e constante, de perdas ao longo do ciclo (CHAVES et al, 2019).

Segundo o anexo I do relatório de perdas de energia da ANEEL de 2020, no primeiro ciclo de Revisão, de 2003 a 2006, os níveis regulatórios das perdas não técnicas se basearam na média histórica de cada distribuidora. No segundo ciclo, de 2007 a 2010, passou a ser adotado um método específico para o tratamento dessas perdas, iniciando assim, o processo de *Benchmarking* entre as distribuidoras. A partir deste ponto, as empresas foram comparadas entre si por meio de critérios de similaridade, utilizando o índice de complexidade de combate às perdas não técnicas (ANEEL, 2021a).

Este índice, presente no submódulo 2.6 do PRORET, é calculado por um modelo econométrico aplicado sobre um conjunto de informações e variáveis socioeconômicas das áreas de concessão. Com este método, a meta de perdas definida pelo modelo de complexidade é comparada com o histórico da própria empresa, adotando-se o menor valor (ANEEL, 2022f).

Ao longo dos anos outros dois conceitos relevantes foram aplicados a elaboração do cálculo de perdas não técnicas: ponto de partida e velocidade de redução de perdas (CHAVES et al, 2019). Estes conceitos foram elaborados para se avaliar a trajetória regulatória de perdas ao longo de cada ciclo tarifário. Sendo assim, avalia-se constantemente a velocidade em que uma empresa reduz suas perdas em relação ao seu nível de partida, ou seja, no início do ciclo tarifário. Na Figura 12 apresenta-se uma síntese em relação aos avanços implementados em cada processo tarifário apresentada no livro: “As perdas não técnicas no setor de distribuição brasileiro: Uma abordagem regulatória” (CHAVES et al, 2019).

Figura 12 – Síntese dos ciclos tarifários periódicos desde 2003

<i>Período de Revisão Tarifária</i>	1ªRTP (2003 a 2006)	2ªRTP (2007 a 2010)	3ªRTP (2011 a 2014)	4ªRTP (2015 a 2018)
Nota Técnica ANEEL	NT nº 030 de 2003	NT nº342 de 2008	NT nº298 de 2011	NT nº106 de 2015
Modelo	Análise de Dados Históricos	- Modelo de Complexidade - Painel com efeitos aleatórios - <i>Benchmarking</i> - 1 modelo com 5 variáveis	- Modelo de Complexidade - Painel com efeitos aleatórios - <i>Benchmarking</i> - 3 modelos com 5 variáveis cada	- Modelo de Complexidade - Painel com efeitos aleatórios - <i>Benchmarking</i> - 2 modelos com 5 variáveis cada e 1 com 4 variáveis
Metas	Média Histórica da concessionária	Menor valor entre o <i>benchmark</i> e o histórico da empresa	Média entre as metas dos 3 modelos (C, G e K)	Média entre as metas dos 3 modelos (C, G e K)
Pontos de Partida	x	Média histórica observada	Precisa ser inferior ao ponto de chegada do ciclo anterior	Regra considerando porte da empresa
Velocidade de Redução	x	Trajetória linear decrescente ou fixa, sem limitador de redução	Criação de 5 <i>clusters</i> com trajetórias diferentes	Criação de 2 <i>clusters</i> de tamanho com regras específicas

Fonte: CHAVES et al. (2019)

Verifica-se na Figura 12 a evolução da tratativa em relação ao tema em cada ciclo tarifário, dessa forma, em função desta complexidade e relevância, a ANEEL busca constantemente, por intermédio de consultas públicas, discutir o aprimoramento dos métodos aplicados tanto no presente como aqueles que possam vir a ser incorporados futuramente ao processo.

2.4.1 Método e definições gerais

O método utilizado para cálculo das perdas não técnicas utiliza como base o índice de complexidade socioeconômica elaborada pela ANEEL. Este índice está presente no PRORET e recebe atualizações a cada ciclo tarifário.

A abordagem utilizada para a definição dos níveis regulatórios de perdas não técnicas é o da análise comparativa, conhecida como *yardstick competition*, que é uma alternativa para contornar as dificuldades da implementação do modelo microeconômico de minimização do custo total (CHAVES *et al.*, 2019). A escolha por este método toma como base o objetivo de mitigar a assimetria de informação entre o regulador, e as concessionárias, onde o preço e a receita permitida dependem do desempenho de outras empresas também.

Em resumo, este modelo cria subconjuntos de concessionárias com características semelhantes e define uma empresa referência, ou seja, uma espécie de *benchmark* em que as empresas pertencentes ao mesmo subconjunto, ou cluster, “competem” entre si.

Em cada cluster é realizado uma análise comparativa dos indicadores de continuidade dos seus conjuntos, a partir da qual se estabelece uma meta de continuidade comum a todos os conjuntos pertencentes ao cluster. As metas podem ser escolhidas pelos menores valores observados para os indicadores de continuidades (melhor desempenho) ou pelos valores médios ou medianos destes indicadores.

A identificação destes clusters visa resolver o problema de como dividir um conjunto com n objetos em k clusters mutuamente exclusivos, de tal forma que todos os objetos pertencentes ao mesmo cluster sejam semelhantes entre si, mas diferentes dos demais objetos (CHAVES *et al.*, 2019). Isso permite que seja realizado um agrupamento de distribuidoras com problemas e dificuldades parecidas e com uma “competição” justa entre si.

Chaves *et al.* (2019 apud TAN, 2018, p. 212)¹ enfatiza que: “Quanto maior a similaridade dentro de um grupo e maior a dissimilaridade entre os grupos, melhor e mais distinto é o *cluster*”

Dessa forma, tal divisão permite a criação de um ranking de complexidade das áreas de concessão, que possibilita aferir a eficiência de cada distribuidora no combate às perdas não técnicas. A partir dessa análise é definido uma meta de perdas que se trata de um nível de referência para as perdas de uma determinada área de concessão específica.

¹ CHAVES, A. C. *et al.* **As Perdas Não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro**: Uma abordagem regulatória. [S. 1: s.n.], 2019. 257p. apud

TAN, PN. **Introduction to data mining**. Pearson Education, Índia, 2018

Caso os níveis regulatórios mais atualizados estiverem acima da meta de perdas, são definidas trajetórias de redução dos níveis regulatórios com o objetivo de alcançar as metas em um determinado período, com isso, o processo de redução estipulado passa a ser gradativo.

Para a aferição de tais perdas em níveis regulatórios, são definidos dois mercados distintos, o mercado medido e o mercado faturado. O primeiro, é o resultado da diferença entre a perda total medida e a perda técnica regulatória, obtida pelo produto da energia injetada e os percentuais de perdas técnicas regulatórias. Este valor obtido é dividido pelo mercado anual de baixa tensão medido, informado mensalmente no SAMP. Já o segundo, é o resultado da diferença entre a perda total faturada e a perda técnica regulatória, obtida pelo produto da energia injetada e o percentual de perda técnica regulatória. Este valor obtido é dividido pelo mercado anual de baixa tensão faturado, também informado mensalmente no SAMP.

É definido na resolução normativa da ANEEL nº1.000/2021, um faturamento mínimo de consumo e devido a isso, pode-se ocorrer que mercados faturados difiram dos mercados medidos, principalmente em regiões onde há muitos consumidores com consumo abaixo do mínimo (ANEEL, 2021b).

2.4.2 Cálculos e definição de metas

Os dados utilizados nos cálculos são disponibilizados no SAMP. A base de dados para comparação entre as empresas é composta pelas perdas apuradas no ano civil anterior ao início do ciclo tarifário.

O percentual de perdas não técnicas é calculado pela diferença das perdas totais na distribuição e a multiplicação da energia injetada pelo percentual de perda técnica regulatória mais recente. A expressão que representa este cálculo é apresentada equação (6).

$$P_{nt} = \frac{P_{total} - E_{inj} \times P_{tec(\%)}}{M_{bt}} \quad (6)$$

Em que:

- P_{nt} : Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão [%];
- P_{total} : Total de perdas na distribuição [MWh];
- E_{inj} : Total de energia injetada na rede de distribuição [MWh];
- $P_{tec(\%)}$: Percentual de perdas técnicas sobre energia injetada [%];
- M_{bt} : Mercado de baixa tensão [MWh].

Segundo o item 30 da seção 3.2 do submódulo 2.6 do PRORET (ANEEL, 2022f), caso os dados da concessionária ou da empresa *benchmark* não sejam suficientes para proceder ao cálculo das perdas técnicas na distribuição, por meio da aplicação do método de estudo de fluxo de potência, é utilizado o percentual de perdas não técnicas do terceiro ciclo de revisões tarifárias para o cálculo do percentual de perdas não técnicas.

Foi a partir deste ciclo tarifário que evoluções consideráveis no método de cálculo das perdas não técnicas começaram a ser utilizadas devido a utilização de três modelos econométricos, denominados de C, G e K. Estes modelos econométricos foram aplicados como forma de melhorar a captura das diferenças sociais e econômicas entre as áreas de concessão.

O resultado da utilização deste método é expresso no índice de complexidade de cada concessionária. Na Tabela 3 apresenta-se a divisão das concessionárias por porte e apresenta-se o seu referido índice de complexidade classificando as empresas a partir de seu valor de forma decrescente. Tal divisão por porte é realizada com o objetivo de classificar as empresas quanto a sua área de atuação e o número de consumidores atendidos e é definida no item 35 da seção 3.4 do submódulo 2.6 do PRORET. (ANEEL, 2022f).

Tabela 3 – Divisão das concessionárias por porte

Grupo 1	Índice de complexidade	Grupo 2	Índice de complexidade
EQUATORIAL - PA	0,503	CEA	0,457
LIGHT	0,377	EBO	0,229
AMAZONAS ENERGIA	0,364	CERR	0,181
CEMAR	0,315	SULGIPE	0,168
CELPE	0,313	ELFSM - SANTA MARIA	0,137
COELBA	0,284	COCEL	0,119
CEAL	0,266	UHENPAL	0,107
ELETROPAULO	0,265	EFLUL	0,099
CEPISA	0,257	FORCEL	0,092
COELCE	0,253	CHESP	0,09
ELETROACRE	0,243	IGUAÇU	0,076
ESCELSA	0,235	EEB - BRAGANTINA	0,075
ESE	0,224	BOA VISTA	0,074
AMPLA	0,218	CPEE - PAULISTA	0,067
EPB	0,197	CSPE	0,064
CERON	0,191	EFLJC	0,061
CEEE - D	0,179	CLFM - MOCOCA	0,06
COSERN	0,177	ELETROCAR	0,058
BANDEIRANTE	0,172	ENF	0,056
CPFL PIRATININGA	0,17	CFLO	0,056
CEB	0,166	MUX ENERGIA	0,053
CEMIG	0,147	HIDROPAN	0,052
CELTINS	0,139	CAIUÁ	0,049
CEMAT	0,122	CLFSC - SANTA CRUZ	0,049
ELEKTRO	0,106	DEMEI	0,048
COPEL	0,105	EDEVP	0,044
RGE	0,092	COOPERALIANÇA	0,044
EMG	0,091	CNEE - NACIONAL	0,037
AES SUL	0,086	DMEPC	0,037
CPFL - PAULISTA	0,08	CPFL JAGUARI	0,031
CELESC - D	0,077		
CELG - D	0,075		
ENERSUL	0,063		

Fonte: ANEEL (2022f)

A divisão dos grupos, expresso na Tabela 3, é realizada baseada no porte de cada empresa, ou seja, as empresas que possuem mercado de baixa tensão maior que 1.000 GWh/ano e atendem mais que 500 mil unidades consumidoras ou que possuem mais do que 15.000 km de rede elétrica são consideradas no grupo 1 e as demais empresas são consideradas do grupo 2 (ANEEL, 2022f).

Os valores dos índices de complexidade são obtidos, como mencionado anteriormente, pelos modelos econométricos C, G e K que são expressos na Tabela 4.

Tabela 4 - Divisão dos modelos econométricos C, G e K

Modelo C			Modelo G			Modelo K		
Empresa	Índice	Desvio	Empresa	Índice	Desvio	Empresa	Índice	Desvio
AES-SUL	0,08	0,02	BRAGANTINA	0,09	0,03	CELG	0,09	0,03
AMAZONAS	0,37	0,04	LIGHT	0,36	0,07	LIGHT	0,41	0,07
AMPLA	0,20	0,03	CER	0,20	0,03	CEEE	0,20	0,03
BANDEIRANTE	0,17	0,03	PIRATININGA	0,17	0,03	CER	0,18	0,04
BOA_VISTA_ENERGIA	0,07	0,03	CPEE	0,08	0,03	ENERSUL	0,08	0,02
BRAGANTINA	0,07	0,03	IENERGIA	0,08	0,03	CELESC	0,08	0,02
CAIUA	0,05	0,02	EVP	0,06	0,03	DEMEI	0,04	0,03
CEA	0,46	0,06	CEA	0,42	0,07	CEA	0,49	0,06
CEAL	0,27	0,02	ELETROPAULO	0,26	0,05	CEAL	0,29	0,03
CEB	0,15	0,02	CEMIG	0,15	0,02	CEMIG	0,15	0,02
CEEE	0,17	0,02	CEEE	0,17	0,03	BANDEIRANTE	0,18	0,03
CELESC	0,07	0,02	CELESC	0,08	0,03	CFLO	0,08	0,03
CELG	0,07	0,02	JOAO CESA	0,08	0,03	CPFL PAULISTA	0,07	0,02
CELPA	0,49	0,06	CELPA	0,49	0,07	CELPA	0,53	0,07
CELPE	0,31	0,04	CELPE	0,29	0,04	CEMAR	0,31	0,03
CELTINS	0,15	0,02	SULGIPE	0,16	0,03	SULGIPE	0,17	0,03
CEMAR	0,31	0,03	CEMAR	0,33	0,03	CELPE	0,34	0,04
CEMAT	0,11	0,02	EFLUL	0,13	0,03	CEMAT	0,14	0,02
CEMIG	0,14	0,02	SANTA MARIA	0,14	0,02	SANTA MARIA	0,14	0,02
CEPISA	0,26	0,02	CEPISA	0,25	0,03	ELETROPAULO	0,28	0,05
CER	0,16	0,03	CEB	0,16	0,03	PIRATININGA	0,17	0,03
CERON	0,19	0,02	EPB	0,19	0,02	EPB	0,19	0,02
CFLO	0,05	0,03	HIDROPAN	0,06	0,03	COOPERALIANÇA	0,05	0,03
CHESP	0,09	0,02	FORCEL	0,10	0,03	BOA_VISTA_ENERGIA	0,09	0,03
CJE	0,03	0,03	CJE	0,04	0,03	CJE	0,02	0,03
COCEL	0,10	0,02	UHENPAL	0,12	0,03	COPEL	0,12	0,02
COELBA	0,28	0,03	COELBA	0,28	0,03	COELBA	0,30	0,03
COELCE	0,25	0,02	CEAL	0,24	0,02	COELCE	0,26	0,03
COOPERALIANÇA	0,04	0,02	DMED	0,05	0,03	EVP	0,03	0,03
COPEL	0,09	0,02	ELEKTRO	0,11	0,02	ELEKTRO	0,10	0,02
COSERN	0,18	0,02	CERON	0,19	0,02	CERON	0,19	0,02
CPEE	0,07	0,02	CSPE	0,07	0,03	IENERGIA	0,07	0,03
CPFL PAULISTA	0,08	0,02	CHESP	0,09	0,03	EMG	0,08	0,02
CSPE	0,07	0,02	ENF	0,07	0,03	BRAGANTINA	0,06	0,03
DEMEI	0,05	0,02	BOA_VISTA_ENERGIA	0,06	0,03	HIDROPAN	0,05	0,03
DMED	0,04	0,03	COOPERALIANÇA	0,05	0,03	DMED	0,03	0,03
EBO	0,23	0,03	ESE	0,22	0,02	ELETROACRE	0,24	0,02
EFLUL	0,09	0,03	EMG	0,10	0,03	CHESP	0,10	0,03
ELEKTRO	0,10	0,02	CEMAT	0,12	0,02	CELTINS	0,13	0,02
ELETROACRE	0,25	0,02	ELETROACRE	0,24	0,02	CEPISA	0,25	0,02
ELETROCAR	0,05	0,02	CELG	0,07	0,03	ENF	0,05	0,03
ELETROPAULO	0,26	0,04	COELCE	0,24	0,03	ESCELSA	0,26	0,03
EMG	0,09	0,02	COPEL	0,10	0,02	FORCEL	0,09	0,03
ENERSUL	0,05	0,02	ENERSUL	0,06	0,03	CPEE	0,05	0,03
ENF	0,04	0,02	DEMEI	0,05	0,03	CAIUA	0,04	0,03
EPB	0,21	0,02	AMPLA	0,21	0,03	ESE	0,23	0,02
ESCELSA	0,22	0,03	EBO	0,22	0,03	AMPLA	0,24	0,03
ESE	0,22	0,02	ESCELSA	0,22	0,03	EBO	0,24	0,03
EVP	0,04	0,02	NACIONAL	0,05	0,03	SANTA CRUZ	0,04	0,03
FORCEL	0,08	0,03	CPFL PAULISTA	0,09	0,02	AES-SUL	0,09	0,02
HIDROPAN	0,05	0,02	ELETROCAR	0,06	0,03	JOAO CESA	0,05	0,03
IENERGIA	0,08	0,03	AES-SUL	0,09	0,02	EFLUL	0,08	0,03
JOAO CESA	0,05	0,03	MUXFELDT	0,07	0,03	CSPE	0,05	0,03
LIGHT	0,36	0,06	AMAZONAS	0,34	0,05	AMAZONAS	0,39	0,04
MOCOCA	0,06	0,02	MOCOCA	0,07	0,03	ELETROCAR	0,06	0,03
MUXFELDT	0,05	0,03	CAIUA	0,06	0,03	MUXFELDT	0,04	0,03
NACIONAL	0,03	0,03	CFLO	0,04	0,03	NACIONAL	0,03	0,03
PIRATININGA	0,16	0,03	BANDEIRANTE	0,17	0,03	COSERN	0,18	0,02
RGE	0,08	0,02	RGE	0,10	0,02	RGE	0,09	0,02
SANTA CRUZ	0,05	0,02	SANTA CRUZ	0,06	0,03	MOCOCA	0,05	0,03
SANTA MARIA	0,13	0,02	CELTINS	0,14	0,03	COCEL	0,14	0,02
SULGIPE	0,17	0,03	COSERN	0,17	0,02	CEB	0,19	0,02
UHENPAL	0,10	0,03	COCEL	0,12	0,02	UHENPAL	0,10	0,03

Fonte: ANEEL (2022f)

Segundo Chaves *et al.* (2019), a lógica de desenvolvimento do modelo de complexidade considera que as perdas não técnicas são uma função de duas variáveis, em que a primeira diz respeito aos aspectos gerenciáveis pela distribuidora e a segunda são os aspectos não gerenciáveis (CHAVES *et al.*, 2019, p. 59). Sendo assim, o estudo principal do tema se refere a identificar quais aspectos não gerenciáveis impactam o processo de combate as perdas pelas concessionárias. Na equação (7) temos a demonstração deste modelo teórico (ANEEL, 2015):

$$PNT_i = C_i + X_i\beta + IG_i \quad (7)$$

Em que:

- PNT_i : Perdas não técnicas para a empresa i ;
- C_i : Variáveis específicas da empresa i que influenciam no seu nível de perdas não técnicas não consideradas (e não observáveis) nos demais termos;
- $X_i\beta$ = Característica socioeconômica da área de concessão;
- IG_i = Parcela das perdas não técnicas da empresa i devido à ineficiência gerencial.

Analizando a equação (7), pode-se identificar a presença de variáveis relacionadas a ineficiência das empresas (C_i e IG_i) e outra relacionada a característica socioeconômica da área de concessão. Porém, a adaptação proposta pela ANEEL para gerar o modelo de complexidade, expresso na Tabela 3, é realizada por meio da regressão, por mínimos quadrados ordinários – R^2 , somente dos fatores socioeconômicos em relação as perdas não técnicas (CHAVES *et al.*, 2019, p. 59). Sendo assim, a formulação matemática é realizada por meio destes três modelos econométricos, destacados na Tabela 3, e que são calculados mediante as fórmulas descritas nas equações (8), (9) e (10), respectivamente (CHAVES *et al.*, 2019, p. 60).

- **Modelo C**

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_3 pob2_{i,t} + \beta_4 Mbr.Mb1Mbr_{i,t} + \beta_5 inad_{i,t} + u \quad (8)$$

- **Modelo G**

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_3 gini_{i,t} + \beta_4 inad_{i,t} + u \quad (9)$$

- **Modelo K**

$$PNT_{i,t} = \beta_0 + \beta_1 sub2_{i,t} + \beta_2 lixo.u_{i,t} + \beta_3 pob2_{i,t} + \beta_4 Mbr.Mbt_{i,t} + \beta_5 vio_{i,t} + u \quad (10)$$

Em que:

- β : Coeficiente de regressão;
- vio : Violência - óbitos por agressão na área i e tempo t (DATASUS);
- $pob2$: Percentual de pessoas com renda per capita inferior a meio salário-mínimo na área i e tempo t (IBGE/IPEA);
- $gint$: na área i e tempo t (IBGE);

- *sub2*: Precariedade - percentual de pessoas em domicílios subnormais na área i e tempo t (Censo 2010, IBGE);
- *lixo.u*: Coleta de lixo urbano na área i e tempo t (IBGE);
- *inad*: Inadimplência do setor de crédito na área i e tempo t (BACEN);
- *Mbr.Mb1Mbr*: Mercado baixa renda/(Mercado B1 total) na área i e tempo t (SAMP);
- *Mbr.Mbt*: Mercado baixa renda/(Mercado BT total) na área i e tempo t (SAMP).

Com a divisão das empresas em porte (Tabela 2) e a formulação dos três modelos econométricos (C, G e K), são construídos três rankings, um para cada modelo, classificando as empresas pelo índice de complexidade de modo ordinal e cardinal, do maior para o menor, por meio da equação (11) que serve de base para a definição dos valores apresentados na Tabela 4.

$$\sum_{i=1}^n X_i^A \times \beta_i \quad (11)$$

Em que:

- X_i^A = Valor da variável i para a empresa A;
- β_i = Valor do coeficiente de regressão estimado para a variável i.

As empresas que apresentam os maiores valores em seu índice de complexidade demonstram as maiores dificuldades no combate as perdas não técnicas em sua área de atuação.

Esse processo é de muita importância e tanto a coleta de dados quanto a veracidade das informações são muito relevantes, pois qualquer informação distorcida pode levar a erros de comparação e, consequentemente, a atribuição de metas não eficientes.

E é após este procedimento que se pode determinar as metas de perdas não técnicas para cada distribuidora. O potencial de redução de perdas é definido pelos *benchmarks* de cada concessionária que possuem o menor índice de perdas atuando em áreas de concessão semelhantes tendo como referência as mesmas complexidades socioeconômicas.

A meta calculada a partir de cada ranking é obtida por meio de uma ponderação que considera as perdas praticadas pela concessionária e pelo seu *benchmark*, além da incerteza na comparação entre as duas empresas quanto às posições no ranking.

O item 33, da seção 3.4 do submódulo 2.6 do PRORET, apresenta a equação (12) que expressa o cálculo da meta de perdas não técnicas por concessionária (ANEEL, 2022f).

$$Meta_{(i,j)} = Prob_{(i,j)} \times P_{bench} + [1 - Prob_{(i,j)}] \times P_{(i)} \quad (12)$$

Em que:

- $Meta_{(i,j)}$ = Meta de perdas da empresa i [%], conforme o modelo j;

- $Prob_{(i,j)}$ = Probabilidade de o *benchmark* estar em área de concessão mais complexa, conforme o modelo j;
- P_{bench} = Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa *benchmark*;
- $P_{(i)}$ = Percentual de perdas não técnicas sobre o mercado de baixa tensão praticado pela empresa i.

Com base no valor meta para cada *benchmark* potencial da concessionária é selecionada o menor valor de perdas não técnicas a ser definido para o próximo ciclo de revisão. O potencial de redução da empresa é calculado pela média aritmética das metas definidas a partir dos três rankings de complexidade socioeconômica apresentados na Tabela 4 e equação (12).

O item 36 da seção 3.4 do submódulo 2.6 do PRORET, apresenta a equação (13) que expressa o cálculo do potencial de redução de cada empresa (ANEEL, 2022f).

$$Meta_{(i)} = \frac{\sum_{j=1}^n Meta_{(i,j)}}{n} \quad (13)$$

Em que:

- $Meta_{(i)}$ = Potencial de redução da empresa i [%];
- $Meta_{(i,j)}$ = Meta de perdas da empresa obtida por meio da equação (12).
- n = número de rankings selecionados.

2.4.3 Trajetórias regulatórias para redução das perdas não técnicas

É conhecido como “trajetória regulatória” o período que uma determinada concessionária necessita para reduzir os seus níveis de perdas ao longo de um ciclo tarifário, ou seja, ao longo de cada ano é realizado um acompanhamento para identificar o quão perto a referida empresa está de atingir a meta de perdas estipulada inicialmente.

Isso ocorre sempre que existir uma diferença entre os níveis regulatórios de perdas não técnicas e a meta estipulada, por meio da equação (12), no último ciclo de revisão tarifária. As trajetórias são diferenciadas pelo porte das empresas, expresso na Tabela 3, e pelos percentuais regulatórios de perdas não técnicas.

Os limites de redução anual das perdas não técnicas medidas são definidas no item 39, da seção 3.5 do submódulo 2.6 do PRORET, conforme alguns critérios que são destacados nos tópicos a seguir (ANEEL, 2022f):

- I. Empresas do Grupo 1 com percentual regulatório (medido) acima de 7,5 % e as do Grupo 2 com percentual regulatório acima de 11,5 %;

$$\% \text{ Limite de redução} = \frac{\% PNT_{\text{regulatório}}}{8} - \frac{15}{16}$$

- II. Empresas do Grupo 2 com percentual regulatório (medido) de 2,5 % até 11,5%;

$$\% \text{ Limite de redução} = 0,50\% \text{ ao ano}$$

- III. Empresas do Grupo 1 e Grupo 2 com percentuais regulatórios inferiores à 7,5 % e 2,5 %, respectivamente, não possuem trajetória de redução.

Após a definição da trajetória da concessionária é efetuado a conversão dos percentuais de perdas não técnicas do mercado medido para o mercado faturado seguindo a equação (14) definida no item 40, da seção 3.5 do submódulo 2.6 do PRORET (ANEEL, 2022f):

$$\%PNT \text{ sobre o } MBT_{fat} = \frac{\%PNT}{MBT_{med}} + \% \text{ Ajuste} \quad (14)$$

Em que:

- $\%PNT$ = Percentual de perda não técnica calculada [%];
- MBT_{fat} = Mercado de baixa tensão faturado [MWh];
- MBT_{med} = Mercado de baixa tensão medido [MWh];
- $\% \text{ Ajuste}$ = Percentual resultante da mediana das diferenças entre $\%PNT \text{ sobre o } MBT_{fat}$ e $\%PNT \text{ sobre o } MBT_{med}$ da concessionária nos últimos quatro anos civis [%].

3 MÉTODO

3.1 COLETA DE DADOS

A definição dos dados utilizados, inicialmente, foi elaborada com o intuito de abranger concessionárias inseridas em contextos econômico-sociais distintos, ou seja, empresas que atuam em áreas de concessão diferentes, mas que possuem um atendimento relevante em suas respectivas áreas. Sendo assim, foram selecionadas quatorze concessionárias de distribuição de energia elétrica para serem referência de análise e estudo, considerando que o resultado de perdas elétricas que elas apresentaram, no período analisado, representa mais de 50% do montante total de perdas elétricas dentre todas as concessionárias de distribuição de energia elétrica no Brasil.

As empresas escolhidas se diferenciam no ano que a sua RTP foi validada pela ANEEL, pois pode-se ocorrer dos dados enviados por uma determinada empresa, serem contestados pelo órgão regulador, exigindo assim, uma nova elaboração dos relatórios. Mas, todas as empresas analisadas estão inseridas na quarta revisão tarifária periódica, ou seja, os resultados emitidos nos documentos analisados foram comparados com os dados disponibilizados na terceira revisão tarifária periódica para todas elas, obtendo assim, o mesmo ponto de análise em comum.

Na Tabela 5 apresenta-se as concessionárias escolhidas, segmentadas pelo ano que ocorreu a quarta RTP e o seu sub mercado de energia.

Tabela 5 - Distribuidoras selecionadas para estudo²

Sub mercado	Distribuidora	Ano de RTP
Sudeste/Centro-Oeste	EDP-SP	2019
Sudeste/Centro-Oeste	CELG D	2018
Sudeste/Centro-Oeste	CEMIG D	2018
Sudeste/Centro-Oeste	ELETROPAULO	2019
Sudeste/Centro-Oeste	EMS	2018
Sudeste/Centro-Oeste	ENEL-RJ	2018
Sudeste/Centro-Oeste	LIGHTRIO	2017
Sul	RGE-SUL	2018
Sul	RGE	2018
Nordeste	COELBA	2018
Nordeste	CELPE	2017
Nordeste	COSERN	2018
Nordeste	ENEL-CE	2019
Norte	EQUATORIAL-PA	2019

Fonte: autoral

A divisão por sub mercado de energia é importante para demonstrar as regiões de atuação das concessionárias e para verificar se as empresas escolhidas abrangem boa parte do território

² No ano de 2019 o grupo CPFL, que era dono da RGE, adquiriu a RGE-Sul, tornando as duas empresas em uma única só denominada de RGE.

nacional. Em algumas regiões, é normal a presença de mais de uma concessionária de energia atuando em um mesmo estado, porém, em áreas de concessão diferentes.

O maior consumo de energia no Brasil ocorre nas regiões centrais do país e, por conta disso, na análise, a maioria das empresas estudadas se situam nessas regiões. Porém, ao mesmo tempo, é importante a análise de outras empresas situadas em regiões diferentes, para que o estudo em torno das características sociais e econômicas de uma área de concessão seja levado em conta e identificado se os problemas que ocorrem podem ser impactados, de fato, pela região que esta empresa está inserida.

Para essas análises, foram coletadas as informações referentes aos seguintes tópicos destacados a seguir:

- a. Extensão das linhas de transmissão em km;
- b. Número e potência dos transformadores de energia;
- c. Número de consumidores e o seu respectivo consumo em MWh;
- d. Perdas de energia segmentadas em técnicas e não técnicas;
- e. Perdas técnicas e não técnicas nos segmentos de rede e transformadores;

Tais informações estão disponíveis nos seguintes arquivos de acesso público pela ANEEL, disponibilizados por cada empresa e analisados neste estudo:

- Nota técnica do resultado final;
- Nota técnica sobre perdas;
- Sistema para Processos Automatizados de Revisões/Reajustes Tarifários – SPARTA;
- TR – Arquivo com a consolidação dos dados da campanha de medição tarifária vigente.

Este conjunto de documentos são disponibilizados pela ANEEL para todos os consumidores e agentes de mercado como uma forma de transparência para o setor elétrico. A elaboração destes documentos se inicia sempre a partir do último ciclo tarifário para que se projete o ciclo seguinte, sendo assim, os dados coletados dizem respeito aos valores consolidados de 2015 a 2018.

Tais informações disponíveis vão além da temática das perdas e demonstram informações tarifárias, receitas adquiridas e características técnicas de cada empresa, sendo assim, documentos de grande importância para análises, comparações e estudos.

Os dados de perdas são explicitados, nestes documentos, por tipo, técnicas ou não técnicas, e por consumidores, agrupamentos de tensão, medidores, transformadores e extensão de rede em quilômetros.

3.2 TRATAMENTO ESTATÍSTICO

A estatística descritiva foi utilizada para se realizar o tratamento dos dados coletados de perdas. Este modelo apresenta como objetivo a descrição dos dados observados de uma forma a auxiliar a descrição e o entendimento do fenômeno observado. Desta forma, realiza-se a coleta de dados potencialmente relevantes, organiza-se de forma satisfatória e realiza-se a redução destes dados de uma forma que eles possam representar aquilo que se deseja analisar (CAPCS, 2019).

A coleta de dados, de cada documento disponibilizado pela ANEEL, permite a criação de um banco de dados que fora armazenado em planilhas dentro do software *Excel*. Nestas planilhas, os dados brutos são trabalhados com o objetivo de se obter informações que são, de fato, relevantes para as análises.

A estatística descritiva é um método que possibilita a geração de hipóteses baseadas no tratamento dos dados coletados. Dessa forma, é natural que durante o processo a alteração de variáveis seja realizada, como uma forma de se melhorar o modelo preditivo que está a ser desenvolvido, bem como a sua representação.

Em resumo, tal modelo permite tornar um grande volume de informações em uma base de dados manejáveis para poder relacioná-las entre si. Mediante esta simplificação cria-se um viés pela redução da informação a um único número. Este viés se minimiza pela utilização, ao mesmo tempo, de medidas de tendência central e dispersão que permitem cruzar informações e contrapor com outras leituras dos dados resumidos (FACCHIN, 2005).

Estas medidas são chamadas de indicadores de razão de valores e, normalmente, são referenciadas a indicadores de desempenho, conhecidos como *Key Performance Indicator* (ENDEAVOR, 2021). Estes indicadores são o resultado da combinação dos dados de métrica simples, ou seja, os dados brutos que foram inicialmente consolidados após extração das informações presentes nos documentos analisados. Com a obtenção dos dados de métricas simples, e a definição dos indicadores de razão de valores, realiza-se a organização dos valores, ou seja, a redução dos dados a indicadores que são de fato eficientes e que demonstrem informações relevantes em relação as perdas de energia.

Após a obtenção, consolidação e estruturação dos dados é importante que se confirme estatisticamente o comportamento dos indicadores entre si, e, com isso, procede-se ao cálculo, para todos os indicadores, dos eventuais erros estatísticos e desvios entre os dados observados.

Sendo assim, procede-se ao cálculo do desvio padrão e da variância dos dados coletados como uma forma de se analisar, estatisticamente, como os dados se comportam entre as distribuidoras escolhidas.

Estes cálculos se realizam por intermédio das equações (15) e (16) para a variância amostral e desvio padrão amostral, respectivamente.

$$s^2 = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n-1} \quad (15)$$

Em que:

- s^2 = Variância amostral;
- x_i = Cada um dos dados pertencentes ao conjunto;
- $\bar{x}$ = Média dos dados do conjunto;
- n = Número de dados desse conjunto.

$$Dp = \sqrt{s^2} \quad (16)$$

Em que:

- Dp = Desvio padrão amostral

A escolha pela utilização destes índices de forma amostral ocorre devido ao fato de que as concessionárias escolhidas para o estudo representam uma parcela da população total do universo de distribuidoras.

Com os dados coletados e trabalhados procede-se a aplicação de um método estatístico que possa permitir a avaliação das perdas e buscar variáveis que se relacionem com elas e possibilitem a geração de hipóteses e análises.

3.3 MÉTODO APLICADO

Com os indicadores calculados e com o embasamento necessário em relação aos desvios de cada um deles, realiza-se a escolha pela aplicação dos conceitos de análise de regressão linear para classificar, matematicamente, os indicadores que apresentam impacto relevante no resultado de perdas para cada concessionária analisada.

De acordo com Chein (2019 apud ANGRIST e PISCHKE, 2009, p. 10)³, os modelos de regressão podem ser vistos como um dispositivo computacional para estimação de diferenças entre um grupo de controle, com ou sem covariância. Dessa forma, esta técnica é útil, pois por meio dela é possível identificar quais variáveis analisadas realmente importam e quais, eventualmente, podem ser ignoradas. Além disso, utiliza-se este método pelo fato de que na análise de regressão o foco sempre está na relação matemática entre as variáveis, ou seja, as relações determinísticas ou funcionais não são consideradas (CHEIN, 2019). Para o estudo proposto isto é relevante, uma vez que, as perdas de energia podem ser ocasionadas por variáveis com uma relação causal indireta, principalmente aquelas relacionadas as perdas não técnicas, uma vez que, elas são assimétricas no Brasil e, dificilmente, são associadas a parâmetros técnicos mensuráveis.

Portanto, inicialmente, em uma análise de regressão, define-se dois tipos de variáveis: as dependentes e as independentes, sendo que, a primeira diz respeito ao que está se buscando entender ou prever, já a segunda, diz respeito ao fator que pode afetar a variável dependente (FACCHIN, 2005).

Em relação as perdas de energia, o melhor modelo a ser aplicado é o proposto pela regressão linear de variáveis múltiplas, ou seja, realiza-se a escolha de duas ou mais variáveis independentes que possam apresentar relação com uma variável dependente. Adota-se este modelo com a finalidade de se melhorar a capacidade de predição do modelo de regressão com a adição de novas variáveis independentes e, considerando o fato de que as perdas de energia originam, naturalmente, uma diversidade de variáveis, ou seja, dificilmente é possível gerar hipóteses conclusivas analisando-se apenas um aspecto em relação as perdas.

A análise de regressão linear múltipla é baseada em uma formulação matemática que é expressa na equação (17):

$$Y = \beta_0 + \beta_1 X_1 + \beta_2 X_2 + \dots + \beta_k X_k \quad (17)$$

Em que:

- Y = Variável dependente;
- X = Variável independente;
- β_0 = Intercepto do eixo y;
- β_k = Coeficiente angular;

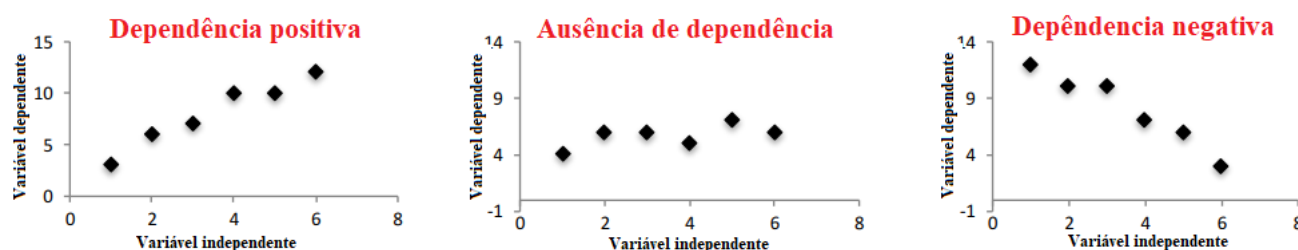
³ CHEIN, F. **Introdução aos modelos de regressão linear**. Brasília: Enap, 2019 apud ANGRIST, J. D.; PISCHKE, J. S. **Mostly harmless econometrics: an empiricist's companion**. Massachusetts Institute of Technology and The London school of Economics, 2009

- k = Número de variáveis independentes.

A equação (17) expressa uma reta de primeiro grau e o seu coeficiente angular demonstra o nível de relação existente entre as variáveis analisadas, ou seja, o aumento ou redução da variável independente ocasiona um acréscimo ou decréscimo na variável dependente.

Este coeficiente demonstra a inclinação da reta formada, sendo assim, na Figura 13 são apresentados 3 gráficos que demonstram as relações de dependência que podem existir em uma análise de uma regressão linear de multivariáveis.

Figura 13 - Relação de dependência ente variáveis em uma regressão linear

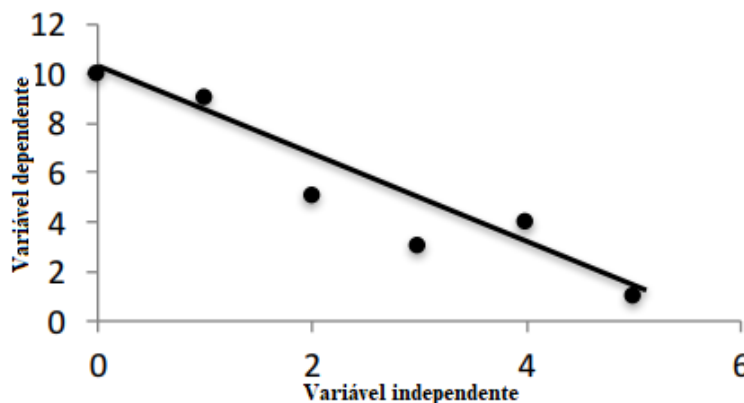


Fonte: autoral

Por meio destas análises, avalia-se graficamente a dispersão dos dados coletados e pode-se inferir se existe relação ou não entre as variáveis analisadas. Com a plotagem dos dados em um gráfico, é traçado uma reta de regressão formada pela junção da menor distância de cada conjunto de variáveis analisadas em relação a está reta. Em resumo, quanto mais ajustados os dados estão, menor é a distância de cada ponto analisado para a reta. Essa distância permite identificar o erro estatístico de cada ponto analisado, bem como, analisar a dependência dos dados entre si, ao passo que, quanto mais distante um ponto está desta reta, mais ele demonstra que o par de variáveis analisadas estão distorcidos em relação aos demais (FACCHIN, 2015).

A Figura 14 demonstra graficamente uma reta de regressão.

Figura 14 - Reta de regressão



Fonte: autoral

O software *Excel* apresenta, de uma forma simplificada, todas as formulações matemáticas para aplicação de modelos de regressão linear de múltiplas variáveis, além de oportunizar análises mais rápidas e eficientes em torno dos dados coletados.

Além disso, este software permite a obtenção de um dos principais parâmetros de ajuste e validação de uma reta de regressão linear, o coeficiente de determinação, normalmente referenciado como R^2 . Este coeficiente, possui como objetivo expressar a proporção da variação de uma medida, variável dependente, que é explicada pela variação de outra medida, variável independente (OLIVEIRA FLHO, 2002). Este coeficiente varia entre 0 e 1 e, na maioria das vezes, é expresso em porcentagem.

Este coeficiente é um índice de ajuste que estabelece uma relação entre o erro originado pelo modelo e a distância de cada ponto a média do conjunto (FACCHIN, 2005, p. 51).

FACCHIN (2005) apud MONTGOMERY e PECK (1982) dissertam que o R^2 não é um índice ideal para a determinação do melhor conjunto de variáveis devido ao fato de que este índice apresenta crescimento assintótico à medida que novas variáveis independentes são inseridas ao modelo. Como uma forma de avaliar a ocorrência deste problema, o software *Excel* também gera os valores de R^2 ajustado, que é o mesmo coeficiente de determinação acrescido de um termo de penalização decorrente da complexidade do modelo (FACCHIN, 2005). Este índice ajustado não cresce com a inclusão de novas variáveis ao modelo e, com isso, se dois modelos apresentam valores de R^2 idênticos, mas o número de variáveis independentes diferentes, avalia-se o valor de R^2 ajustado para identificar qual modelo é mais impactado pela inclusão ou exclusão de uma variável.

Quanto mais próximo de 1 estiver estes coeficientes, mais o modelo de regressão explica as variações existentes na variável dependente e quanto mais distante deste nível mais ele demonstra que a variável independente escolhida não afeta diretamente a variabilidade da variável dependente. Sendo assim, busca-se na aplicação deste método a obtenção de modelos de regressão linear, com multivariáveis, que apresentem valores de R^2 mais próximos do valor unitário e que representem as perdas de energia entre as distribuidoras analisadas.

3.4 INDICADORES DE RAZÃO DE VALORES

Os indicadores de razão de valores definidos neste estudo buscam relacionar as métricas simples entre si com o objetivo de identificar padrões e relacionamentos que possam explicar o fenômeno analisado. Portanto, os indicadores utilizados neste estudo se basearam nos dados que envolvem quatro métricas simples distintas que são: extensão de rede, transformadores,

consumidores e consumo específico. Estas métricas foram definidas buscando-se analisar as mesmas métricas utilizadas pela ANEEL, principalmente, em relação as perdas técnicas.

Nos tópicos que se seguem estes indicadores definidos são explicitados.

3.4.1 Extensão de redes

Os indicadores relacionados a extensão de rede possuem o objetivo de indicar a dispersão da rede elétrica atendida por cada concessionária analisada, bem como a abrangência de atendimento relacionado a aquela área de concessão. Os indicadores desenvolvidos relacionam a extensão de rede em quilômetros, entre as empresas analisadas, segregando-as entre os níveis de tensão das linhas atendidas, a sua área de atuação, urbana ou rural, e entre os níveis de tensão de atendimento ao consumidor final dessas linhas.

3.4.2 Transformadores

Os indicadores relacionados aos transformadores representam o nível de atendimento que cada concessionária realiza. Considerando que os níveis de tensão precisam, necessariamente, serem equalizados para chegar até o consumidor final, a quantidade de transformadores, bem como, o nível de tensão que ele atua, está associado ao nível de consumo de energia em uma determinada área de concessão. Este indicador também está associado ao acesso que as empresas de distribuição têm a eles, seja para realização de manutenções ou para eventuais trocas.

No Brasil existem regiões conhecidas como Áreas de Severa Restrição Operativa – ASRO, que são regiões afetadas por indicadores de violência que fogem do tradicional e possuem grande influência sob as ações dos cidadãos (CASTRO, 2019, p. 38). Este conceito traz para a temática das perdas a dificuldade de acesso das empresas de distribuição a regiões dominadas por índices de violência expressivos. Este conceito é abordado e corroborado pelo trabalho de CASTRO (2019), denominado “Perdas não técnicas na distribuição de energia elétrica: O caso da Light”. Neste trabalho o tema é abordado e em relação ao acesso aos transformadores pela empresa Light, presente no Rio de Janeiro, CASTRO (2019) disserta sobre as dificuldades de acesso as informações, por parte da empresa, da seguinte forma:

Para a demarcação das ASRO, a empresa elaborou os traçados de acordo com a verificação em campo do limite de acesso aos transformadores. A demarcação destas áreas é de grande utilidade para o planejamento das ações de operação da empresa. No entanto, e com a devida ênfase, o uso oficial das informações derivadas do mapeamento pelo órgão regulador ainda é limitado, pois não há uma métrica determinística e formal dos indicadores de segurança pública e criminalidade que comprove a possibilidade ou a impossibilidade de atuação nas áreas (CASTRO, 2019, p. 71).

Uma vez que, o acesso à informação é de extrema importância para o processo de estudo das causas de ocorrência de perdas, o que é apresentado neste trabalho demonstra que os indicadores relacionados aos transformadores em regiões de severas restrições operativas podem indicar conclusões e explicações para análises e estudos posteriores, uma vez que, em algumas regiões os dados referentes a este segmento são de difícil acesso, fazendo com que os dados consolidados pela ANEEL não representem a realidade.

3.4.3 Consumidores

O número de consumidores em uma área de concessão é importante não só para a avaliação da demanda atendida pela concessionária, mas também para indicar os níveis de infraestrutura de uma região. Dessa forma, os indicadores desenvolvidos buscam analisar se uma região é mais ou menos urbana e em que regiões a empresa analisada possui um atendimento mais abrangente.

3.4.4 Consumo específico

Os indicadores relacionados ao consumo específico representam o poder aquisitivo e renda dos consumidores atendidos pela concessionária. O nível de renda de uma área de concessão está, geralmente, diretamente ligado ao maior consumo de energia elétrica e, portanto, tais indicadores também demonstram o nível de desenvolvimento das regiões e qual o tipo principal de cliente atendido por aquela distribuidora. Também pode-se identificar o número de consumidores associados a um determinado nível de tensão, assim como, as relações entres os subgrupos de consumo de energia.

4 RESULTADOS

4.1 DADOS TOTAIS

A Tabela 6 apresenta os dados gerais, para as 14 distribuidoras selecionadas. Os dados presentes nesta Tabela se referem a energia injetada e fornecida no sistema e as perdas na distribuição estão segmentadas por tipo, técnicas e não técnicas.

Tabela 6 - Perdas e Energia injetada/Fornecida das concessionárias analisadas

Distribuidora	Energia Injetada (EI) [MWh/ano]	Energia Fornecida (EF) [MWh/ano]	Perdas na Distribuição (PD) [MWh/ano]	Perdas Técnicas (PT) [MWh/ano]	Perdas Não Técnicas (PNT) [MWh/ano]
EDP-SP (2019)	16.604.579,2	15.122.281,6	1.482.297,6	658.869,4	823.428,2
COSERN (2018)	6.228.751,5	5.515.074,9	713.676,6	598.561,6	115.115,0
ENEL-CE (2019)	13.349.450,6	11.288.001,0	2.061.449,6	1.258.359,3	803.090,3
COELBA (2018)	22.812.016,4	19.269.513,2	3.542.503,2	2.478.180,1	1.064.323,1
CELG D (2018)	15.270.326,2	13.122.343,1	2.147.983,2	1.399.840,7	748.142,5
CEMIG D (2018)	49.511.789,3	42.962.072,4	6.549.716,8	4.340.432,7	2.209.284,1
ELETROPAULO (2019)	47.547.736,3	42.671.423,8	4.876.312,4	2.398.759,3	2.477.553,2
EMS (2018)	5.687.501,8	4.878.133,2	809.368,6	514.471,1	294.897,5
RGE (2018)	11.511.452,8	10.358.596,5	1.152.856,4	772.958,3	379.898,1
ENEL-RJ (2018)	14.369.385,7	11.387.404,5	2.981.981,2	1.307.653,9	1.674.327,3
RGE-SUL (2018)	9.918.888,4	9.081.121,4	837.767,0	643.537,9	194.229,1
EQUATORIAL - PA (2019)	12.054.685,2	8.320.838,7	3.733.846,5	1.335.756,7	2.398.089,8
LIGHTRIO (2017)	37.750.622,2	29.118.197,0	8.632.425,2	2.142.372,4	6.490.052,8
CELPE (2017)	16.288.933,3	13.437.601,2	2.851.332,1	1.386.220,0	1.465.112,1

Fonte: autoral

A energia injetada no sistema é o somatório de toda a energia injetada na rede de distribuição da concessionária via ponto de fronteira (menos a energia exportada para a rede básica) ou geração local (própria ou de terceiros). Já a energia fornecida é aquela transportada pelos sistemas da distribuidora com faturamento por meio da TUSD, calculada pela soma da energia entregue a todos os consumidores atrelados a este sistema de distribuição, segundo os conceitos presentes e definidos no PRORET (ANEEL, 2022f, pg. 4).

A análise da Tabela 6 permite identificar uma certa diferença na quantidade de energia que é distribuída por cada empresa escolhida. Isso é importante para uma análise estatística, uma vez que, evita que os dados fiquem, de certa forma, enviesados em uma certa tendência.

O montante total de perdas, presente na Tabela 6, é de 42,4 TWh/ano, sendo que, 21,2 TWh/ano e 21,4 TWh/ano correspondem, respectivamente, as perdas técnicas e as perdas não técnicas. Estes valores correspondem a mais de 50% das perdas totais consolidadas pelo Comitê

Gestor de Informações Energéticas - CGIE no ano de 2016⁴ (CGIE, 2017) e em relação ao ano de 2021 (ANEEL, 2021a). Os valores consolidados nestes respectivos anos são expressos na Tabela 7.

Tabela 7 – Montante total de perdas de energia consolidadas nos anos de 2016 e 2021

Ano	Perdas na Distribuição (PD) [TWh/ano]	Perdas Técnicas (PT) [TWh/ano]	Perdas Não Técnicas (PNT) [TWh/ano]
2016	74,7	36,8	37,8
2021	76,7	38,8	37,9

Fonte: CGIE (2017), ANEEL (2021a)

O comparativo com o ano de 2016 se dá pelo fato de ser o último ano operativo imediatamente anterior a aplicação da RTP analisada no estudo e em relação ao ano de 2021 serve como base de análise e avaliação da situação mais recente de perdas registrada e protocolada pelo órgão regulador em relação ao universo total de concessionárias. Isso demonstra que em relação ao total de concessionárias responsáveis pelo processo de distribuição de energia no Brasil, no quarto ciclo de revisão tarifária, apenas 14 já são responsáveis por mais da metade das perdas no processo, trazendo para o estudo uma confiança de que a análise dessa amostra pode trazer conclusões satisfatórias para a análise das perdas de energia.

Sendo assim, inicia-se o processo de estudo por meio da consolidação das métricas simples, apresentadas na Tabela 6, e desenvolvimento dos indicadores de razão de valores definidos nos tópicos a seguir e expressos na Tabela 8.

- %PNT/EF – Percentual de perdas não técnicas em relação a energia fornecida;
- %PNT/EI – Percentual de perdas não técnicas em relação a energia injetada;
- %PT/EF – Percentual de perdas técnicas em relação a energia fornecida;
- %PT/EI – Percentual de perdas técnicas em relação a energia injetada;

⁴ No ano de 2017, o MME, ANEEL, EPE, ONS e CCEE elaboraram, por intermédio do Comitê Gestor de Informações Energéticas – CGIE, um estudo de avaliação das perdas no SEB. Este estudo consta na nota técnica: GT Perdas – NT 01/2017.

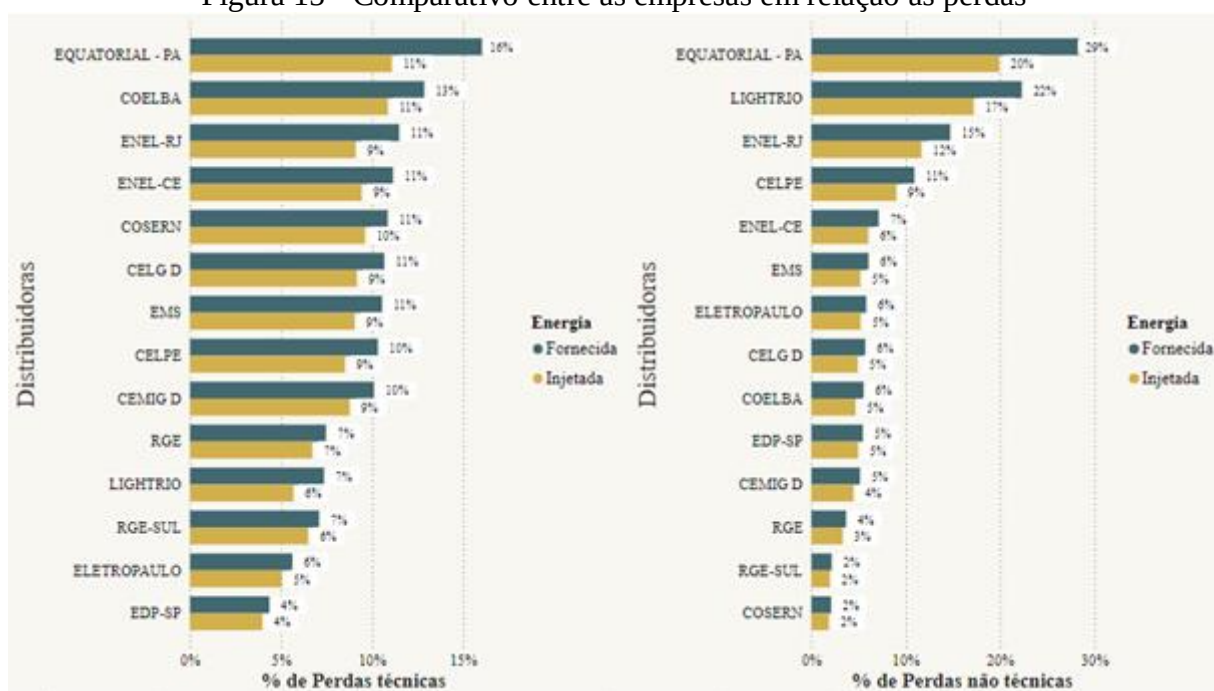
Tabela 8 - Resultado dos indicadores de perdas técnicas e perdas não técnicas

Distribuidoras	PNT/EF [%]	PNT/EI [%]	PT/EF [%]	PT/EI [%]
CELG D	5,70	4,90	10,67	9,17
CELPE	10,90	8,99	10,32	8,51
CEMIG D	5,14	4,46	10,10	8,77
COELBA	5,52	4,67	12,86	10,86
COSERN	2,09	1,85	10,85	9,61
EDP-SP	5,45	4,96	4,36	3,97
ELETROPAULO	5,81	5,21	5,62	5,04
EMS	6,05	5,19	10,55	9,05
ENEL-CE	7,11	6,02	11,15	9,43
ENEL-RJ	14,70	11,65	11,48	9,10
EQUATORIAL - PA	28,82	19,89	16,05	11,08
LIGHTRIO	22,29	17,19	7,36	5,68
RGE	3,67	3,30	7,46	6,71
RGE-SUL	2,14	1,96	7,09	6,49
Média	8,96	7,16	9,71	8,10

Fonte: autoral

Na Figura 15 apresenta-se a relação proporcional de representatividade de cada indicador para as empresas selecionadas e para o seu respectivo tipo de perda de energia.

Figura 15 - Comparativo entre as empresas em relação as perdas



Fonte: autoral

A avaliação dos dados gerados pela Tabela 8 foi realizada pelo cálculo da variância e do desvio padrão apresentados na Tabela 9.

Tabela 9 - Variância e desvio padrão dos indicadores da Tabela 6

Indicador	PNT/EF [%]	PNT/EI [%]	PT/EF [%]	PT/EI [%]
Variância	0,62	0,30	0,09	0,05
Desvio padrão	7,85	5,47	3,06	2,17

Fonte: autoral

A Figura 15 apresenta uma diferença na proporção das perdas entre as empresas se comparado as técnicas e não técnicas e, isto se confirma pela Tabela 9, uma vez que, os valores mais expressivos, tanto para a variância como para o desvio padrão, estão relacionadas as perdas não técnicas. A Tabela 9 mostra uma variância em relação aos dados de perdas técnicas baixa, o que demonstra que o universo de empresas escolhidas apresenta resultados semelhantes. Já as perdas não técnicas apresentam valores de variância e desvio padrão mais elevados, demonstrando a existência de empresas mais destoantes em relação a este tipo de perda. Está hipótese é fundamentada pela Figura 15 que mostra uma concentração dos maiores valores de perdas não técnicas entre as três primeiras empresas, justificando, assim, o desvio padrão elevado entre as empresas analisadas.

4.2 CARACTERIZAÇÃO DAS CONCESSIONÁRIAS

A identificação das características relacionadas as concessionárias analisadas é um caminho para identificar padrões e explicações para os resultados obtidos relacionados as perdas de energia. Os indicadores de razão de valores foram, inicialmente, abordados no tópico 3.4, presente no capítulo anterior, e, a seguir, pretende-se explicitar os resultados obtidos por meio dos indicadores desenvolvidos que se basearam nos dados coletados das revisões tarifárias periódicas de cada empresa analisada.

4.2.1 Extensão de redes

Os indicadores definidos são listados nos tópicos a seguir e seus resultados expressos na Tabela 10, assim como, os resultados obtidos com o cálculo da variância e do desvio padrão para cada empresa são apresentados na Tabela 11.

- **EAB:** Expressa a relação entre a extensão total da rede, em quilômetros, atendida pela concessionária em média tensão em relação a baixa tensão;
- **EBT/MB:** Expressa a relação entre a extensão de rede, em quilômetros, trifásica em relação as redes mono e bifásica atendidas em baixa tensão;
- **EBTUR:** Expressa a extensão total da rede, em quilômetros, em baixa tensão se comparado a zona urbana em relação a zona rural;
- **EMT/MB:** Expressa a relação entre a extensão de rede, em quilômetros, trifásica em relação as redes mono e bifásica atendidas em média tensão;

- **EMTUR:** Expressa a extensão total da rede, em quilômetros, em média tensão se comparado a zona urbana em relação a zona rural.

Tabela 10 - Resultado dos indicadores de razão de valores relativos à extensão de rede

Distribuidora	EAB	EBT/MB	EBTUR	EMT/MB	EMTUR
CELG D	5,6	9,0	6,0	0,4	0,1
CELPE	1,4	0,5	0,5	0,9	0,1
CEMIG D	5,0	1,4	3,6	0,4	0,1
COELBA	1,9	0,6	0,3	1,4	0,1
COSERN	1,5	2,1	0,6	4,6	0,1
EDP-SP	1,2	2,8	5,2	3,7	1,3
ELETROPAULO	1,0	0,8	12,1	2,5	6,0
EMS	5,3	4,0	2,3	1,2	0,1
ENEL-CE	1,7	1,0	0,4	2,3	0,1
ENEL-RJ	2,1	1,4	2,6	6,2	0,6
EQUATORIAL - PA	4,6	2,0	1,8	0,4	0,1
LIGHTRIO	0,5	146,0	15,4	5,9	3,5
RGE	1,8	1,2	0,7	1,0	0,2
RGE-SUL	2,1	1,2	0,8	1,1	0,2
Média	2,6	12,4	3,7	2,3	0,9

Fonte: autoral

Tabela 11 - Variância e desvio padrão dos indicadores relativos à extensão de rede

Indicador	EAB	EBT/MB	EBTUR	EMT/MB	EMTUR
Variância	3,1	1481,7	21,6	4,2	3,0
Desvio padrão	1,8	39,9	4,8	2,1	1,8

Fonte: autoral

4.2.2 Transformadores

Os indicadores definidos são listados nos tópicos a seguir e seus resultados expressos na Tabela 12, assim como, os resultados obtidos com o cálculo da variância e do desvio padrão para cada empresa são apresentados na Tabela 13.

- **TRBEX:** Expressa a relação entre o número de transformadores e a extensão de rede, em baixa tensão, presentes na zona rural;
- **TRBPEX:** Expressa a relação entre a potência dos transformadores e a extensão de rede, em baixa tensão, presentes na zona rural;
- **TRMEX:** Expressa a relação entre o número de transformadores e a extensão de rede, em média tensão, presentes na zona rural;
- **TRMPEX:** Expressa a relação entre a potência dos transformadores e a extensão de rede, em média tensão, presentes na zona rural;
- **TUBEX:** Expressa a relação entre o número de transformadores e a extensão de rede, em baixa tensão, presentes na zona urbana;

- **TUBPEX:** Expressa a relação entre a potência dos transformadores e a extensão de rede, em baixa tensão, presentes na zona urbana;
- **TUMEX:** Expressa a relação entre o número de transformadores e a extensão de rede, em média tensão, presentes na zona urbana;
- **TUMPEX:** Expressa a relação entre a potência dos transformadores e a extensão de rede, em média tensão, presentes na zona urbana;

Tabela 12 - Resultado dos indicadores de razão de valores relativos aos transformadores

Distribuidora	TRBEX [Trafo/km]	TRBPEX [kVA/km]	TRMEX [Trafo/km]	TRMPEX [kVA/km]	TUBEX [Trafo/km]	TUBPEX [kVA/km]	TUMEX [Trafo/km]	TUMPEX [kVA/km]
CELG D	38,5	657,3	1,0	17,8	1,4	135,4	3,7	375,2
CELPE	3,2	45,3	1,8	25,0	1,5	117,3	3,7	280,4
CEMIG D	35,6	411,3	1,7	19,5	2,8	151,6	4,8	259,3
COELBA	2,6	45,9	1,1	19,2	2,5	178,3	4,3	314,2
COSERN	3,2	69,3	1,5	31,5	1,3	99,1	3,5	274,9
EDP-SP	8,3	211,8	2,6	65,4	4,7	338,9	6,0	432,8
ELETROPAULO	7,2	257,7	3,8	135,1	10,7	755,8	11,3	801,9
EMS	11,1	263,0	0,7	16,1	2,3	172,1	4,2	318,6
ENEL-CE	3,2	46,5	1,5	21,9	1,5	116,9	2,9	229,1
ENEL-RJ	12,0	271,3	2,6	57,7	5,5	318,9	4,9	286,5
EQUATORIAL - PA	12,9	130,3	1,1	11,0	2,0	134,2	3,3	215,1
LIGHTRIO	4,0	130,5	2,0	67,4	1,7	182,5	3,8	414,6
RGE	4,5	89,0	1,6	32,8	2,3	181,6	3,8	303,4
RGE-SUL	3,3	62,4	1,0	19,6	2,3	188,1	3,5	288,4
Média	10,7	192,2	1,7	38,6	3,0	219,3	4,6	342,4

Fonte: autoral

Tabela 13 - Variância e desvio padrão dos indicadores relativos aos transformadores

Indicador	TRBEX [Trafo/km]	TRBPEX [kVA/km]	TRMEX [Trafo/km]	TRMPEX [kVA/km]	TUBEX [Trafo/km]	TUBPEX [kVA/km]	TUMEX [Trafo/km]	TUMPEX [kVA/km]
Variância	138,0	30362,2	0,7	1120,3	6,3	28761,9	4,4	21450,5
Desvio padrão	11,7	174,2	0,8	33,5	2,5	169,6	2,1	146,5

Fonte: autoral

4.2.3 Consumidores

Os indicadores definidos são listados nos tópicos a seguir e seus resultados expressos na Tabela 14, assim como, os resultados obtidos com o cálculo da variância e do desvio padrão para cada empresa são apresentados na Tabela 15.

- **RAB:** Relação entre o consumo de energia, em MWh, dos consumidores do grupo A em relação aos consumidores do grupo B;
- **RABUC:** Relação entre o número de consumidores em alta tensão em relação ao número de consumidores em baixa tensão;
- **RMB:** Relação entre o consumo em média tensão em relação a baixa tensão, em MWh;

- **RMBUC:** Relação entre o número de consumidores em média tensão em relação ao número de consumidores em baixa tensão;
- **RB1/23:** Relação do consumo, em MWh, dos consumidores do subgrupo B1 em relação ao subgrupo B2 e B3;
- **RB1UC:** Relação entre o número de consumidores no subgrupo B1 em relação ao número de consumidores nos subgrupos B2 e B3;
- **RB2/13:** Relação do consumo, em MWh, dos consumidores do subgrupo B2 em relação ao subgrupo B1 e B3;
- **RB2UC:** Relação entre o número de consumidores no subgrupo B2 em relação ao número de consumidores nos subgrupos B1 e B3;
- **RB3/12:** Relação do consumo, em MWh, dos consumidores do subgrupo B3 em relação ao subgrupo B1 e B2;
- **RB3UC:** Relação entre o número de consumidores no subgrupo B3 em relação ao número de consumidores nos subgrupos B1 e B2;

Tabela 14 - Resultado dos indicadores de razão de valores relativos aos consumidores

Distribuidora	RAB	RABUC	RMB	RMBUC	RB1/23	RB1UC	RB2/13	RB2UC	RB3/12	RB3UC
CELG D	0,1	0,0	0,3	0,0	1,9	6,0	0,1	0,1	0,3	0,1
CELPE	0,1	0,0	0,4	0,0	2,2	7,6	0,1	0,1	0,3	0,1
CEMIG D	0,0	0,0	0,3	0,0	1,4	4,3	0,2	0,1	0,4	0,1
COELBA	0,1	0,0	0,3	0,0	2,0	7,7	0,1	0,0	0,3	0,1
COSERN	0,0	0,0	0,4	0,0	2,1	7,2	0,1	0,1	0,3	0,1
EDP-SP	0,0	0,0	0,4	0,0	2,5	10,9	0,0	0,0	0,4	0,1
ELETROPAULO	0,0	0,0	0,3	0,0	2,2	15,6	0,0	0,0	0,4	0,1
EMS	0,1	0,0	0,3	0,0	1,5	4,5	0,2	0,1	0,4	0,1
ENEL-CE	0,0	0,0	0,3	0,0	2,0	3,8	0,2	0,2	0,2	0,1
ENEL-RJ	0,0	0,0	0,3	0,0	3,7	11,3	0,0	0,0	0,2	0,1
EQUATORIAL - PA	0,0	0,0	0,3	0,0	2,3	6,3	0,1	0,1	0,3	0,1
LIGHTRIO	0,1	0,0	0,3	0,0	1,9	11,2	0,0	0,0	0,5	0,1
RGE	0,0	0,0	0,4	0,0	1,6	4,7	0,2	0,1	0,3	0,1
RGE-SUL	0,0	0,0	0,5	0,0	2,0	5,4	0,1	0,1	0,3	0,1
Média	0,1	0,0	0,3	0,0	2,1	7,6	0,1	0,1	0,3	0,1

Fonte: autoral

Tabela 15 - Variância e desvio padrão dos indicadores relativos aos consumidores

Indicador	RAB	RB2/13	RMB	RB1/23	RABUC	RB2UC	RMBUC	RB1UC	RB3/12	RB3UC	RB4/13	RB4UC
Variância	0,0	0,0	0,0	0,3	0,0	0,0	0,0	11,8	0,0	0,0	0,0	0,0
Desvio padrão	0,0	0,1	0,1	0,6	0,0	0,1	0,0	3,4	0,1	0,0	0,0	0,0

Fonte: autoral

4.2.4 Consumo específico

Os indicadores definidos são listados nos tópicos a seguir e seus resultados expressos na Tabela 16, assim como, os resultados obtidos com o cálculo da variância e do desvio padrão para cada empresa são apresentados na Tabela 17.

- **CECS:** Expressa o consumo de energia elétrica realizado por consumidor pertencente ao subgrupo B3 (comercial, industrial ou serviço público);
- **CER:** Expressa o consumo de energia elétrica realizado por consumidor pertencente ao subgrupo B1 (residencial);
- **CERU:** Expressa o consumo de energia elétrica realizado por consumidor pertencente ao subgrupo B2 (rural);

Tabela 16 - Resultado dos indicadores de razão de valores relativos aos consumidores

Distribuidoras	CECS [MWh/consumidores]	CER [MWh/consumidores]	CERU [MWh/consumidores]
CELG D	6,6	1,8	4,7
CELPE	6,8	1,5	2,6
CEMIG D	5,8	1,5	3,4
COELBA	5,8	1,3	3,5
COSERN	7,0	1,7	4,1
EDP-SP	9,7	2,2	8,4
ELETROPAULO	16,7	2,4	21,8
EMS	8,7	2,2	4,5
ENEL-CE	6,2	1,6	1,8
ENEL-RJ	7,5	2,0	2,7
EQUATORIAL - PA	6,5	1,5	1,4
LIGHTRIO	15,4	2,5	4,1
RGE	8,9	2,2	4,2
RGE-SUL	8,7	2,3	3,8
Média	8,6	1,9	5,1

Fonte: autoral

Tabela 17 - Variância e desvio padrão dos indicadores relativos aos transformadores

Indicador	CECS [MWh/consumidores]	CER [MWh/consumidores]	CERU [MWh/consumidores]
Variância	11,5	0,2	26,0
Desvio padrão	3,3	0,4	5,1

Fonte: autoral

4.3 PERDAS TÉCNICAS

Os dados de perdas técnicas estão representados na Tabela 18. Estes dados são métricas simples e estão divididos em segmentos de rede de alta tensão (AT)⁵, média tensão (MT), baixa

⁵ Os resultados apresentados em relação a rede de alta tensão compreendem as perdas técnicas resultantes dos subgrupos A1, A2 e A3

tensão (BT), medidores e transformadores (Trafos) de alta tensão no primário e baixa tensão no secundário (AT/MT) e transformadores de média tensão no primário e baixa tensão no secundário (MT/BT).

Tabela 18 - Perdas técnicas consolidadas por segmento do sistema

Empresa	Rede AT [MWh/ano]	Rede MT [MWh/ano]	Rede BT [MWh/ano]	Medidores [MWh/ano]	Trafos AT/MT [MWh/ano]	Trafos MT/BT [MWh/ano]
CELG D	433.211,2	399.831,3	136.553,1	35.176,3	90.512,7	304.556,1
CELPE	453.214,8	340.986,3	152.908,4	28.478,2	63.966,5	346.665,8
CEMIG D	1.846.192,6	1.051.901,6	305.448,2	108.527,7	189.514,1	838.117,2
COELBA	740.959,5	772.654,8	313.057,4	47.620,1	99.256,1	504.632,2
COSERN	169.606,1	180.196,0	77.282,0	14.202,7	23.447,3	133.827,5
EDP-SP	59.114,8	209.685,7	136.652,4	26.461,3	65.458,2	161.497,0
ELETROPAULO	166.363,0	443.787,3	902.137,1	112.040,0	188.366,5	586.065,5
EMS	146.713,8	128.513,9	46.370,5	7.987,7	30.357,6	154.527,5
ENEL-CE	345.088,3	342.662,6	227.725,2	32.192,0	60.856,2	249.835,1
ENEL-RJ	474.799,9	261.224,5	178.191,7	30.876,7	91.636,0	270.925,0
EQUATORIAL - PA	307.866,7	229.153,3	461.677,9	20.319,1	65.052,9	251.686,9
LIGHTRIO	558.386,8	285.387,7	550.201,6	81.030,9	111.949,8	555.415,6
RGE	181.030,4	288.321,9	40.434,4	14.884,4	54.882,1	193.405,0
RGE-SUL	204.723,7	155.825,6	71.680,8	15.974,9	40.052,4	155.280,5

Fonte: autoral

A Tabela 19 apresenta a relação percentual de perdas de cada um destes segmento do sistema em relação as perdas técnicas totais do sistema que foram apresentadas na Tabela 6.

Tabela 19 - Percentual de perdas técnicas de cada segmento da rede

Empresa	Rede AT [%]	Rede MT [%]	Rede BT [%]	Medidores [%]	Trafos AT/MT [%]	Trafos MT/BT [%]
CELG D	31,0	28,6	9,8	2,5	6,5	21,8
CELPE	32,7	24,6	11,0	2,1	4,6	25,0
CEMIG D	42,5	24,2	7,0	2,5	4,4	19,3
COELBA	29,9	31,2	12,6	1,9	4,0	20,4
COSERN	28,3	30,1	12,9	2,4	3,9	22,4
EDP-SP	9,0	31,8	20,7	4,0	9,9	24,5
ELETROPAULO	6,9	18,5	37,6	4,7	7,9	24,4
EMS	28,5	25,0	9,0	1,6	5,9	30,0
ENEL-CE	27,4	27,2	18,1	2,6	4,8	19,9
ENEL-RJ	36,3	20,0	13,6	2,4	7,0	20,7
EQUATORIAL - PA	23,1	17,2	34,6	1,5	4,9	18,8
LIGHTRIO	26,1	13,3	25,7	3,8	5,2	25,9
RGE	23,4	37,3	5,2	1,9	7,1	25,0
RGE-SUL	31,8	24,2	11,1	2,5	6,2	24,1

Fonte: autoral

O resultado da variância e do desvio padrão dos dados da Tabela 19 são apresentados na Tabela 20.

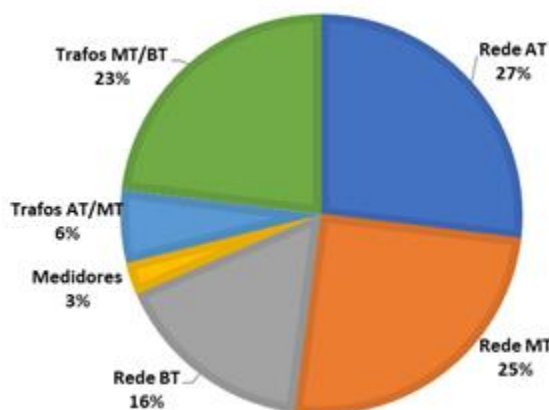
Tabela 20 - Variância e desvio padrão dos indicadores da Tabela 20

Indicador	Rede AT [%]	Rede MT [%]	Rede BT [%]	Medidores [%]	Trafos AT/MT [%]	Trafos MT/BT [%]
Variância	0,8	0,4	0,9	0,0	0,0	0,1
Desvio padrão	9,1	6,2	9,6	0,9	1,6	3,0

Fonte: autoral

Com os dados da Tabela 19 pode-se analisar graficamente a proporção da média de perdas de cada segmento de rede analisado. Essa relação é apresentada no gráfico presente na Figura 16.

Figura 16 - Percentual de perdas técnicas de cada componente da rede



Fonte: autoral

Se considerado apenas os segmentos a jusante da SED identifica-se que eles são responsáveis por 67% das perdas técnicas totais, sendo assim, em relação a este tipo de perda, eles acabam por ser extremamente relevantes no que se refere ao tratamento e a obtenção da redução dos níveis de perdas técnicas em cada um. Dessa forma, as análises de regressão linear desenvolvidas se basearam nas perdas que ocorrem exclusivamente nestes segmentos, e, sendo assim, a variável dependente para os casos desenvolvidos foi a perda técnica que ocorreu em cada um deles, excluindo-se as perdas técnicas em alta tensão.

Na Tabela 21, apresenta-se a participação das perdas técnicas totais a jusante da SED (PerdaMTBT) em relação as perdas técnicas totais consolidadas para cada distribuidora analisada.

Tabela 21 – Relação das perdas técnicas em baixa tensão em relação ao montante total

Empresa	PerdaMTBT [MWh]	PT [MWh]	Δ [%]
CELG D	876.116,80	1.399.840,70	62,6
CELPE	869.038,70	1.386.220,00	62,7
CEMIG D	2.303.994,70	4.339.701,40	53,1
COELBA	1.637.964,50	2.478.180,10	66,1
COSERN	405.508,20	598.561,60	67,7
EDP-SP	534.296,50	658.869,40	81,1
ELETROPAULO	2.044.029,80	2.398.759,30	85,2
EMS	337.399,70	514.471,10	65,6
ENEL-CE	852.414,90	1.258.359,30	67,7
ENEL-RJ	741.218,00	1.307.653,90	56,7
EQUATORIAL - PA	962.837,10	1.335.756,70	72,1
LIGHTRIO	1.472.035,80	2.142.372,40	68,7
RGE	537.045,80	772.958,30	69,5
RGE-SUL	398.761,80	643.537,90	62,0

Fonte: autoral

Pela Tabela 21 observa-se que para todas as distribuidoras o percentual de perdas a jusante da SED é superior a 60%. Com isso, as regressões desenvolvidas se apoiam no montante total destas perdas, excluindo assim as perdas em alta tensão e, além disso, para o desenvolvimento de análises de regressão divide-se os segmentos de rede para que a soma dos seus resultados individuais represente o montante total de perdas, que no caso, é a variável dependente no processo. Sendo assim, define-se quatro variáveis dependentes que representam as perdas em:

- Média tensão;
- Baixa tensão;
- Transformadores de média tensão para baixa tensão;
- Medidores.

Nos tópicos que se seguem, são explicitados os resultados obtidos com as regressões lineares desenvolvidas, assim como, as variáveis independentes escolhidas para cada segmento de rede em baixa tensão.

4.3.1 Perdas técnicas na rede de média tensão (fios, cabos e demais acessórios)

A variável dependente para essas perdas é apresentada na Tabela 22 junto com a sua representação percentual em relação as perdas técnicas totais a jusante da SED.

Tabela 22 - Perdas técnicas em média tensão e sua proporção em relação ao total

Empresa	PerdaMTBT [MWh]	Perdas MT [MWh]	Δ [%]
CELG D	876.116,8	399.831,3	45,6
CELPE	869.038,7	340.986,3	39,2
CEMIG D	2.303.994,7	1.051.901,6	45,7
COELBA	1.637.964,5	772.654,8	47,2
COSERN	405.508,2	180.196,0	44,4
EDP-SP	534.296,5	209.685,7	39,2
ELETROPAULO	2.044.029,8	443.787,3	21,7
EMS	337.399,7	128.513,9	38,1
ENEL-CE	852.414,9	342.662,6	40,2
ENEL-RJ	741.218,0	261.224,5	35,2
EQUATORIAL - PA	962.837,1	229.153,3	23,8
LIGHTRIO	1.472.035,8	285.387,7	19,4
RGE	537.045,8	288.321,9	53,7
RGE-SUL	398.761,8	155.825,6	39,1

Fonte: autoral

A análise de regressão linear contou com seis variáveis independentes previamente definidas e destacadas a seguir:

- **PotTr U:** Potência total dos transformadores localizados na zona urbana;

- **PotTr R:** Potência total dos transformadores localizados na zona rural;
- **ExtMT U:** Extensão total das linhas de média tensão na zona urbana;
- **ExtMT R:** Extensão total das linhas de média tensão na zona rural;
- **ConsMT/BT U:** Consumo em média e baixa tensão na zona urbana;
- **ConsMT/BT R:** Consumo em média e baixa tensão na zona rural;

Os valores consolidados de cada variável independente escolhida são apresentados na Tabela 23.

Tabela 23 - Variáveis independentes para a regressão linear das perdas em média tensão

Variável	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Distribuidoras	PotTr U [kVA]	PotTr R [kVA]	ExtMT U [km]	ExtMT R [km]	ConsMTBT U [MWh]	ConsBT R [MWh]
CELG D	3.806.999,0	3.086.811,0	10.147,5	173.416,5	9.891.146,3	881.269,6
CELPE	2.202.268,0	1.734.108,0	7.853,8	69.463,0	9.869.683,9	423.590,8
CEMIG D	9.878.557,0	7.422.186,0	38.104,8	379.760,8	21.888.731,0	2.387.640,1
COELBA	4.169.339,5	3.204.351,5	13.270,8	166.569,2	14.886.962,0	789.743,3
COSERN	739.362,5	906.367,5	2.690,0	28.772,7	4.271.286,2	258.176,0
EDP-SP	3.692.851,5	441.096,5	8.532,9	6.747,8	7.834.578,2	68.685,1
ELETROPAULO	14.376.492,0	406.329,5	17.928,9	3.008,8	31.846.585,0	11.564,2
EMS	1.670.730,0	1.104.807,5	5.243,8	68.803,6	3.877.658,7	399.757,7
ENEL-CE	1.716.451,0	1.759.423,0	7.491,4	80.397,7	8.777.419,8	963.437,5
ENEL-RJ	3.820.428,5	1.265.404,0	13.336,6	21.935,7	8.370.772,5	177.087,9
EQUATORIAL - PA	2.258.429,0	1.190.767,5	10.501,6	108.760,3	6.801.956,8	239.265,3
LIGHTRIO	7.528.485,0	350.010,0	18.158,0	5.196,0	19.443.020,0	46.766,8
RGE	2.270.781,0	1.523.521,5	7.484,4	46.449,7	5.891.870,8	573.854,7
RGE-SUL	1.769.162,7	748.685,0	6.134,4	38.218,2	5.694.556,4	405.144,1

Fonte: autoral

Com as variáveis definidas, procede-se a realização do cálculo da regressão linear de multivariáveis com o auxílio do software *Excel*. O resultado desta regressão gerou os resultados apresentados na Tabela 24 que compõem a equação (17).

Tabela 24 - Coeficientes de regressão para as perdas em média tensão

Coeficientes	Resultado
β_0	-18.084,7
β_1	-0,05
β_2	0,19
β_3	-0,48
β_4	-0,63
β_5	0,03
β_6	-0,14

Fonte: autoral

Com os valores da Tabela 25 e as variáveis independentes definidas na Tabela 24, formula-se a equação (18) que representa o modelo de regressão linear para as perdas técnicas em média tensão.

$$Y = -18.084,71 - 0,05X_1 + 0,19X_2 - 0,48X_3 - 0,63X_4 + 0,03X_5 - 0,14X_6 \quad (18)$$

Este modelo de regressão apresenta valores para o coeficiente de determinação satisfatórios, ou seja, próximo do valor unitário e eles são apresentados na Tabela 25 que contém o coeficiente para o modelo de regressão desenvolvido e o seu respectivo valor de R^2 ajustado.

Tabela 25 - Resultado para o coeficiente de determinação

Coeficientes	Resultado
R^2	0,96
R^2 ajustado	0,92

Fonte: autoral

Com os valores da Tabela 25 pode-se confirmar que o modelo de regressão, definido pela equação (18), apresenta valores, estatisticamente, satisfatórios para as perdas técnicas em média tensão e, dessa forma, segue-se com a análise do desempenho do modelo por meio da comparação da perda técnica real com a perda técnica estimada por meio da aplicação desta equação para cada concessionária. Esse comparativo se apresenta na Tabela 26.

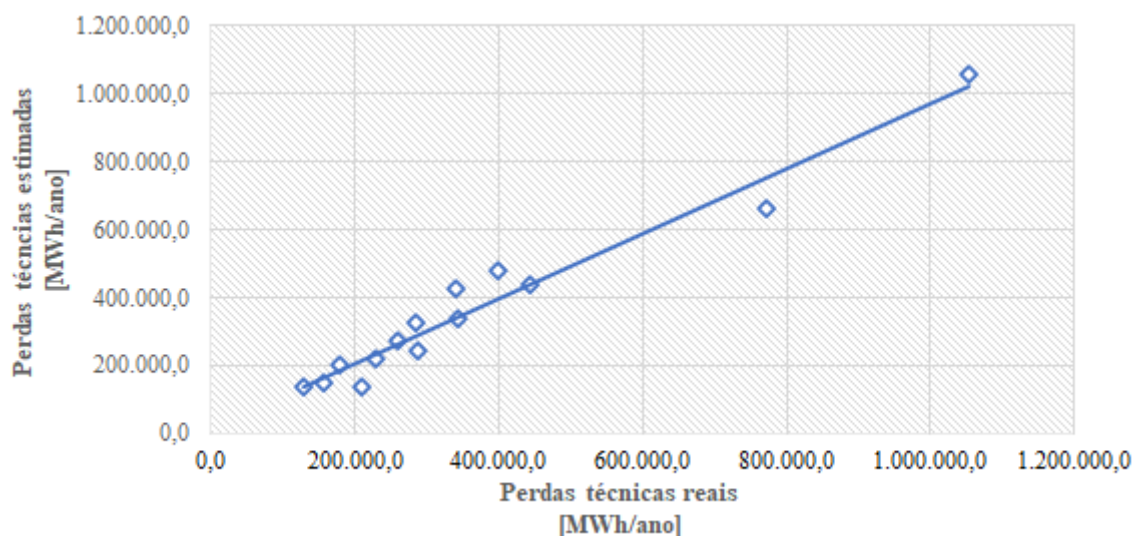
Tabela 26 - Comparativo das perdas técnicas estimadas versus perdas técnicas reais

Empresa	ESTIMADO [MWh]	Rede MT [MWh]	ERRO [%]
CELG D	476.637,00	399.831,3	19,2
CELPE	424.994,50	340.986,3	24,6
CEMIG D	1.056.715,60	1.051.901,6	0,5
COELBA	661.573,60	772.654,8	-14,4
COSERN	203.437,00	180.196,0	12,9
EDP-SP	136.611,50	209.685,7	-34,8
ELETROPAULO	440.546,20	443.787,3	-0,7
EMS	139.634,80	128.513,9	8,7
ENEL-CE	335.848,60	342.662,6	-2,0
ENEL-RJ	275.664,50	261.224,5	5,5
EQUATORIAL - PA	219.226,00	229.153,3	-4,3
LIGHTRIO	326.569,40	285.387,7	14,4
RGE	246.130,00	288.321,9	-14,6
RGE-SUL	146.544,00	155.825,6	-6,0

Fonte: autoral

Na Figura 17, é apresentado o gráfico de dispersão que representa a relação entre as perdas técnicas estimadas e as perdas técnicas reais, ambas em média tensão. Pelo gráfico pode-se confirmar a relação, aproximadamente, linear existente entre as variáveis desenvolvidas e analisadas.

Figura 17 - Reta de regressão dos dados da Tabela 26



Fonte: autoral

4.3.2 Perdas técnicas na rede de baixa tensão (fios, cabos e demais acessórios)

A variável dependente para essas perdas é apresentada na Tabela 27 (Perdas BT) junto com a sua representação percentual em relação as perdas técnicas totais a jusante da SED.

Tabela 27 - Perdas técnicas em baixa tensão e sua proporção em relação ao total

Empresa	Perdas BT [MWh]	PerdaMTBT [MWh]	Δ [%]
CELG D	136.553,1	876.116,80	15,6
CELPE	152.908,4	869.038,70	17,6
CEMIG D	305.448,2	2.303.994,70	13,3
COELBA	313.057,4	1.637.964,50	19,1
COSERN	77.282,0	405.508,20	19,1
EDP-SP	136.652,4	534.296,50	25,6
ELETROPAULO	902.137,1	2.044.029,80	44,1
EMS	46.370,5	337.399,70	13,7
ENEL-CE	227.725,2	852.414,90	26,7
ENEL-RJ	178.191,7	741.218,00	24,0
EQUATORIAL - PA	461.677,9	962.837,10	47,9
LIGHTRIO	550.201,6	1.472.035,80	37,4
RGE	40.434,4	537.045,80	7,5
RGE-SUL	71.680,8	398.761,80	18,0

Fonte: autoral

A análise de regressão linear contou com seis variáveis independentes previamente definidas e destacadas a seguir:

- **ExtBT U:** Extensão, em km, das linhas de baixa tensão na zona urbana;
- **ExtBT R:** Extensão, em km, das linhas de baixa tensão na zona rural;

- **ConsBT U:** Consumo, em MWh, em baixa tensão na zona urbana;
- **ConsBT R:** Consumo, em MWh, em baixa tensão na zona rural;
- **CliBT U:** Número de clientes, em baixa tensão, na zona urbana;
- **CliBT R:** Número de clientes, em baixa tensão, na zona rural;

Os valores consolidados de cada variável independente escolhida são apresentados na Tabela 28.

Tabela 28 - Variáveis independentes para a regressão linear das perdas em baixa tensão

Variável	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Distribuidoras	ExtBT U [km]	ExtBT R [km]	ConsBT U [MWh]	ConsBT R [MWh]	CliBT U [Clientes]	CliBT R [Clientes]
CELG D	28.109,8	4.696,4	7.018.651,5	881.269,6	2.797.308,0	186.017,0
CELPE	18.778,6	38.326,4	7.103.263,1	423.590,8	3.445.992,0	160.670,0
CEMIG D	65.160,0	18.044,2	16.453.447,0	2.387.640,1	7.654.016,0	704.548,0
COELBA	23.384,7	69.797,5	10.573.341,0	789.743,3	5.654.325,0	225.148,0
COSERN	7.463,5	13.086,1	3.084.420,3	258.176,0	1.350.818,0	62.309,0
EDP-SP	10.896,5	2.083,0	5.610.328,2	68.685,1	1.894.872,0	8.190,0
ELETROPAULO	19.021,8	1.577,0	24.358.755,0	11.564,2	7.227.126,0	530,0
EMS	9.706,9	4.200,7	2.864.038,7	399.757,7	923.588,0	89.090,0
ENEL-CE	14.678,9	37.842,1	6.405.175,5	963.437,5	3.410.785,0	531.064,0
ENEL-RJ	11.981,1	4.665,0	6.521.560,5	177.087,9	2.592.989,0	65.703,0
EQUATORIAL - PA	16.830,9	9.138,6	5.295.286,0	239.265,3	2.499.419,0	173.833,0
LIGHTRIO	41.257,0	2.682,0	14.515.172,0	46.766,8	3.868.821,0	11.481,0
RGE	12.501,6	17.111,4	4.020.857,1	573.854,7	1.342.937,0	137.568,0
RGE-SUL	9.407,6	11.999,2	3.713.158,7	405.144,1	1.229.112,0	106.838,0

Fonte: autoral

Com as variáveis definidas, procede-se a realização do cálculo da regressão linear de multivariáveis com o auxílio do software *Excel*. O resultado desta regressão gerou os resultados apresentados na Tabela 29 que compõem a equação (17).

Tabela 29 - Coeficientes de regressão para as perdas em baixa tensão

Coeficientes	Resultado
β_0	-22612,53
β_1	2,31
β_2	-1,91
β_3	0,02
β_4	-0,45
β_5	0,06
β_6	-0,76

Fonte: autoral

Com os valores da Tabela 29 e as variáveis independentes definidas na Tabela 28, formula-se a equação (19) que representa o modelo de regressão linear para as perdas técnicas em baixa tensão.

$$Y = -22.612,53 + 2,31X_1 - 1,91X_2 - 0,02X_3 - 0,45X_4 + 0,06X_5 - 0,76X_6 \quad (19)$$

Este modelo de regressão apresenta valores para o coeficiente de determinação satisfatórios, ou seja, próximo do valor unitário, e eles são apresentados na Tabela 30 que contém o coeficiente para o modelo de regressão desenvolvido e o seu respectivo valor de R² ajustado.

Tabela 30 - Resultado para o coeficiente de determinação

Coeficientes	Resultado
R ²	0,93
R ² ajustado	0,86

Fonte: autoral

Com os valores da Tabela 30 pode-se confirmar que o modelo de regressão, definido pela equação (19), apresenta valores, estatisticamente, satisfatórios para as perdas técnicas em baixa tensão e, dessa forma, segue-se com a análise do desempenho do modelo por meio da comparação da perda técnica real com a perda técnica estimada por meio da aplicação desta equação para cada concessionária. Esse comparativo se apresenta na Tabela 31.

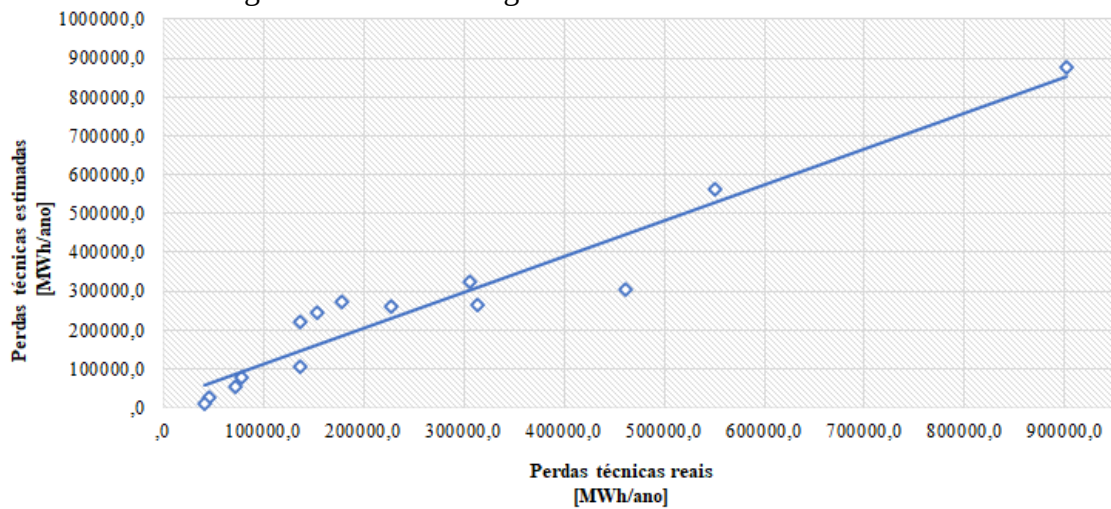
Tabela 31 - Comparativo das perdas técnicas estimadas versus perdas técnicas reais

Empresa	ESTIMADO [MWh]	Rede BT [MWh]	ERRO [%]
CELG D	103.911,60	136.553,1	-23,9
CELPE	243.785,50	152.908,4	59,4
CEMIG D	323.340,50	305.448,2	5,9
COELBA	266.329,50	313.057,4	-14,9
COSERN	76.282,70	77.282,0	-1,3
EDP-SP	221.578,60	136.652,4	62,1
ELETROPAULO	877.589,30	902.137,1	-2,7
EMS	26.428,70	46.370,5	-43,0
ENEL-CE	261.777,10	227.725,2	15,0
ENEL-RJ	270.438,90	178.191,7	51,8
EQUATORIAL - PA	302.276,50	461.677,9	-34,5
LIGHTRIO	562.346,80	550.201,6	2,2
RGE	10.569,20	40.434,4	-73,9
RGE-SUL	53.665,80	71.680,8	-25,1

Fonte: autoral

Na Figura 18, é apresentado o gráfico de dispersão que representa a relação entre as perdas técnicas estimadas e as perdas técnicas reais, ambas em baixa tensão. Pelo gráfico pode-se confirmar a relação, aproximadamente, linear existente entre as variáveis desenvolvidas.

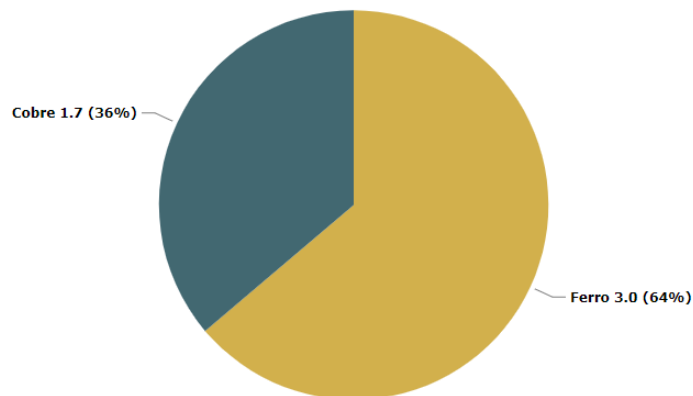
Figura 18 – Reta de regressão dos dados da Tabela 31



4.3.3 Perdas técnicas em transformadores de média tensão para baixa tensão

As perdas técnicas nos transformadores ocorrem, de fato, no ferro ou no cobre presente na sua estrutura e, sendo assim, o gráfico presente na Figura 19 apresenta a relação proporcional de perdas referente ao local onde ocorrem em baixa tensão.

Figura 19 - Percentual de perdas técnicas, em TWh, nos transformadores



Fonte: autoral

A Tabela 32 complementa o gráfico presente na Figura 19, pois representa-se a participação percentual de perdas técnicas, que ocorre em baixa tensão, no cobre e no ferro do transformador para cada empresa de distribuição analisada.

Tabela 32 – Participação percentual da origem das perdas no transformador

Distribuidora	Cobre [%]	Ferro [%]
CELG D	26,6	73,5
CELPE	66,7	33,3
CEMIG D	18,6	81,4
COELBA	34,0	66,0
COSERN	52,9	47,1
EDP-SP	31,5	68,5
ELETROPAULO	39,2	60,8
EMS	27,2	72,8
ENEL-CE	46,7	53,3
ENEL-RJ	29,8	70,2
EQUATORIAL - PA	43,7	56,3
LIGHTRIO	51,2	48,8
RGE	18,9	81,1
RGE-SUL	27,6	72,4

Fonte: autoral

A variável dependente para essas perdas é apresentada na Tabela 33 (Perda T) considerando as perdas no cobre e no ferro do transformador, atrelado a sua representação percentual em relação as perdas técnicas totais a jusante da SED.

Tabela 33 - Perdas técnicas nos transformadores MT/BT

Empresa	Perda T [MWh]	PerdaMTBT [MWh]	Δ [%]
CELG D	304.556,1	876.116,80	34,8
CELPE	346.665,8	869.038,70	39,9
CEMIG D	838.117,2	2.303.994,70	36,4
COELBA	504.632,2	1.637.964,50	30,8
COSERN	133.827,5	405.508,20	33,0
EDP-SP	161.497,0	534.296,50	30,2
ELETROPAULO	586.065,5	2.044.029,80	28,7
EMS	154.527,5	337.399,70	45,8
ENEL-CE	249.835,1	852.414,90	29,3
ENEL-RJ	270.925,0	741.218,00	36,6
EQUATORIAL - PA	251.686,9	962.837,10	26,1
LIGHTRIO	555.415,6	1.472.035,80	37,7
RGE	193.405,0	537.045,80	36,0
RGE-SUL	155.280,5	398.761,80	38,9

Fonte: autoral

A análise de regressão linear contou com seis variáveis independentes previamente definidas e destacadas a seguir:

- **PotTr U:** Potência, em kVA, dos transformadores na zona urbana;
- **PotTr R:** Potência, em kVA, dos transformadores na zona rural;
- **PotMed U:** Potência por quantidade de transformadores na zona urbana;

- **PotMed R:** Potência por quantidade de transformadores na zona rural;
- **ConsBT U:** Consumo, em MWh, em baixa tensão dos subgrupos B1, B3 e B4;
- **ConsBT R:** Consumo, em MWh, em baixa tensão do subgrupo B2;

Os valores consolidados de cada variável independente escolhida são apresentados na Tabela 34.

Tabela 34 - Variáveis independentes para a regressão linear das perdas em transformadores

Variável	X1	X2	X3	X4	X5	X6
Distribuidoras	PotTr U [kVA]	PotTr R [kVA]	PotMed U [kVA/Trafo]	PotMed R [kVA/Trafo]	ConsBT U [MWh]	ConsBT R [MWh]
CELG D	3.806.999,0	3.086.811,0	100,6	17,1	7.018.651,5	881.269,6
CELPE	2.202.268,0	1.734.108,0	76,0	14,2	7.103.263,1	423.590,8
CEMIG D	9.878.557,0	7.422.186,0	54,2	11,5	16.453.446,7	2.387.640,1
COELBA	4.169.339,5	3.204.351,5	72,4	17,6	10.573.340,8	789.743,3
COSERN	739.362,5	906.367,5	78,5	21,5	3.084.420,3	258.176,0
EDP-SP	3.692.851,5	441.096,5	71,8	25,6	5.610.328,2	68.685,1
ELETROPAULO	14.376.492,0	406.329,5	71,0	36,1	24.358.754,8	11.564,2
EMS	1.670.730,0	1.104.807,5	75,4	23,6	2.864.038,7	399.757,7
ENEL-CE	1.716.451,0	1.759.423,0	79,6	14,6	6.405.175,5	963.437,5
ENEL-RJ	3.820.428,5	1.265.404,0	58,3	22,6	6.521.560,5	177.087,9
EQUATORIAL - PA	2.258.429,0	1.190.767,5	65,8	10,1	5.295.286,0	239.265,3
LIGHTRIO	7.528.485,0	350.010,0	110,2	33,0	14.515.172,3	46.766,8
RGE	2.270.781,0	1.523.521,5	80,8	20,0	4.020.857,1	573.854,7
RGE-SUL	1.769.162,7	748.685,0	81,6	19,0	3.713.158,7	405.144,1

Fonte: autoral

Com as variáveis definidas, procede-se a realização do cálculo da regressão linear de multivariáveis com o auxílio do software *Excel*. O resultado desta regressão gerou os resultados apresentados na Tabela 35 que compõem a equação (17).

Tabela 35 - Coeficientes de regressão para as perdas em baixa tensão

Coeficientes	Resultado
β_0	-90.023,04
β_1	-0,03
β_2	0,09
β_3	783,27
β_4	1869,78
β_5	0,04
β_6	-0,10

Fonte: autoral

Com os valores da Tabela 34 e as variáveis independentes definidas na Tabela 35, formula-se a equação (20) que representa o modelo de regressão linear para as perdas técnicas nos transformadores analisados.

$$Y = -90.023,04 - 0,03X_1 + 0,09X_2 + 783,27X_3 + 1869,78X_4 + 0,04X_5 - 0,10X_6 \quad (20)$$

Este modelo de regressão apresenta valores para o coeficiente de determinação satisfatórios, ou seja, próximo do valor unitário e eles são apresentados na Tabela 36 que

contêm o coeficiente para o modelo de regressão desenvolvido e o seu respectivo valor de R^2 ajustado.

Tabela 36 - Resultado para o coeficiente de determinação

Coeficientes	Resultado
R^2	0,95
R^2 ajustado	0,92

Fonte: autoral

Com os valores da Tabela 36 pode-se confirmar que o modelo de regressão, definido pela equação (20), apresenta valores, estatisticamente, satisfatórios para as perdas técnicas em transformadores de média para baixa tensão e, dessa forma, segue-se com a análise do desempenho do modelo por meio da comparação da perda técnica real com a perda técnica estimada por meio da aplicação desta equação para cada concessionária. Esse comparativo se apresenta na Tabela 37.

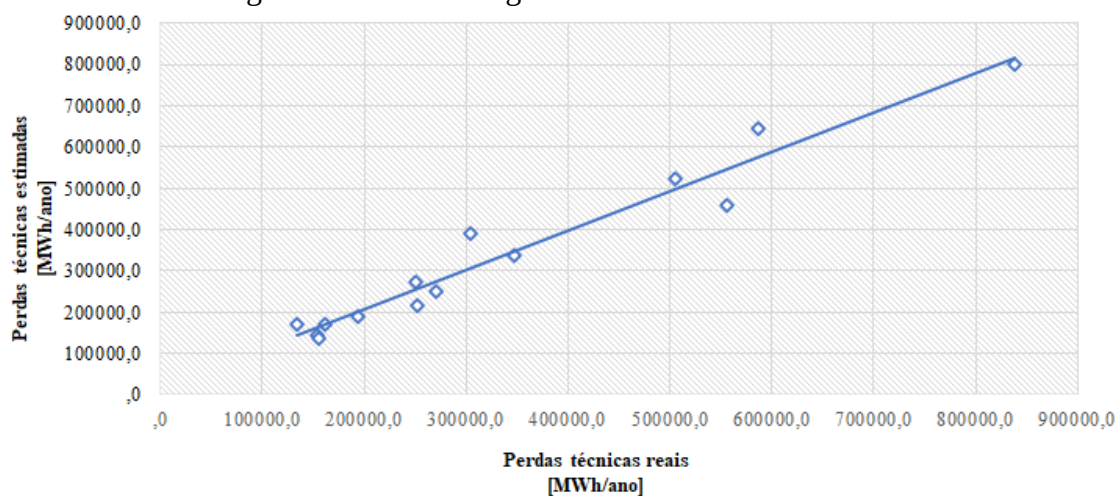
Tabela 37 - Comparativo das perdas técnicas reais x estimado pelo modelo de regressão

Empresa	ESTIMADO [MWh]	Trafos MT/BT [MWh]	Erro [%]
CELG D	391.228,60	304.556,10	28,5
CELPE	336.929,40	346.665,80	-2,8
CEMIG D	800.247,80	838.117,20	-4,5
COELBA	523.145,10	504.632,20	3,7
COSERN	172.434,60	133.827,50	28,8
EDP-SP	169.536,50	161.497,00	5,0
ELETROPAULO	644.491,90	586.065,50	10,0
EMS	142.717,00	154.527,50	-7,6
ENEL-CE	273.426,70	249.835,10	9,4
ENEL-RJ	251.579,90	270.925,00	-7,1
EQUATORIAL - PA	215.540,20	251.686,90	-14,4
LIGHTRIO	457.614,40	555.415,60	-17,6
RGE	190.742,60	193.405,00	-1,4
RGE-SUL	136.802,30	155.280,50	-11,9

Fonte: autoral

Na Figura 19, é apresentado o gráfico de dispersão que representa a relação entre as perdas técnicas estimadas e as perdas técnicas reais, ambas em relação aos transformadores de média tensão para baixa tensão. Pelo gráfico pode-se confirmar a relação, aproximadamente, linear existente entre as variáveis desenvolvidas.

Figura 19 – Reta de regressão dos dados da Tabela 37



Fonte: autoral

4.3.4 Perdas técnicas em medidores

A variável dependente para essas perdas é apresentada na Tabela 38 junto com a sua representação percentual em relação as perdas técnicas totais a jusante da SED.

Tabela 38 – Perdas técnicas nos medidores e sua proporção em relação ao total

Empresa	Perdas MEDIDOR [MWh]	PerdaMTBT [MWh]	Δ [%]
CELG D	35.176,3	876.116,80	4,0
CELPE	28.478,2	869.038,70	3,3
CEMIG D	108.527,7	2.303.994,70	4,7
COELBA	47.620,1	1.637.964,50	2,9
COSERN	14.202,7	405.508,20	3,5
EDP-SP	26.461,3	534.296,50	5,0
ELETROPAULO	112.040,0	2.044.029,80	5,5
EMS	7.987,7	337.399,70	2,4
ENEL-CE	32.192,0	852.414,90	3,8
ENEL-RJ	30.876,7	741.218,00	4,2
EQUATORIAL - PA	20.319,1	962.837,10	2,1
LIGHTRIO	81.030,9	1.472.035,80	5,5
RGE	14.884,4	537.045,80	2,8
RGE-SUL	15.974,9	398.761,80	4,0

Fonte: autoral

A análise de regressão linear contou com quatro variáveis independentes previamente definidas e destacadas a seguir:

- **ConsBT U:** Consumo, em MWh, em baixa tensão dos subgrupos B1, B3 e B4;
- **ConsBT R:** Consumo, em MWh, em baixa tensão do subgrupo B2;
- **CliBT U:** Número de clientes, em baixa tensão, na zona urbana;
- **CliBT R:** Número de clientes, em baixa tensão, na zona rural;

Os valores consolidados de cada variável independente escolhida são apresentados na Tabela 39.

Tabela 39 - Variáveis independentes para a regressão linear das perdas em medidores

Variável	X1	X2	X3	X4
Distribuidoras	ConsBT U [MWh]	ConsBT R [MWh]	ClíBT U [Clientes]	ClíBT R [Clientes]
CELG D	7.018.651,5	881.269,6	2.797.308,0	186.017,0
CELPE	7.103.263,1	423.590,8	3.445.992,0	160.670,0
CEMIG D	16.453.446,7	2.387.640,1	7.654.016,0	704.548,0
COELBA	10.573.340,8	789.743,3	5.654.325,0	225.148,0
COSERN	3.084.420,3	258.176,0	1.350.818,0	62.309,0
EDP-SP	5.610.328,2	68.685,1	1.894.872,0	8.190,0
ELETROPAULO	24.358.754,8	11.564,2	7.227.126,0	530,0
EMS	2.864.038,7	399.757,7	923.588,0	89.090,0
ENEL-CE	6.405.175,5	963.437,5	3.410.785,0	531.064,0
ENEL-RJ	6.521.560,5	177.087,9	2.592.989,0	65.703,0
EQUATORIAL - PA	5.295.286,0	239.265,3	2.499.419,0	173.833,0
LIGHTRIO	14.515.172,3	46.766,8	3.868.821,0	11.481,0
RGE	4.020.857,1	573.854,7	1.342.937,0	137.568,0
RGE-SUL	3.713.158,7	405.144,1	1.229.112,0	106.838,0

Fonte: autoral

Com as variáveis definidas, procede-se a realização do cálculo da regressão linear de multivariáveis com o auxílio do software *Excel*. O resultado desta regressão gerou os resultados apresentados na Tabela 40 que compõem a equação (17).

Tabela 40 - Coeficientes de regressão para as perdas em baixa tensão

Coeficientes	Resultado
β_0	-8.192,05
β_1	0,006
β_2	0,015
β_3	-0,004
β_4	0,002

Fonte: autoral

Com os valores da Tabela 40 e as variáveis independentes definidas na Tabela 39, formula-se a equação (21) que representa o modelo de regressão linear para as perdas em baixa tensão.

$$Y = -8.192,05 + 0,006X_1 + 0,015X_2 - 0,004X_3 + 0,002X_4 \quad (21)$$

Este modelo de regressão apresenta valores para o coeficiente de determinação satisfatórios, ou seja, próximo do valor unitário e eles são apresentados na Tabela 41 que contém o coeficiente para o modelo de regressão desenvolvido e o seu respectivo valor de R^2 ajustado.

Tabela 41 - Resultado para o coeficiente de determinação

Coeficientes	Resultado
R^2	0,98
R^2 ajustado	0,97

Fonte: autoral

Com os valores da Tabela 41 pode-se confirmar que o modelo de regressão, definido pela equação (21), apresenta valores, estatisticamente, satisfatórios para as perdas técnicas em medidores e, dessa forma, segue-se com a análise do desempenho do modelo por meio da comparação da perda técnica real com a perda técnica estimada por meio da aplicação desta equação para cada concessionária. Esse comparativo se apresenta na Tabela 42.

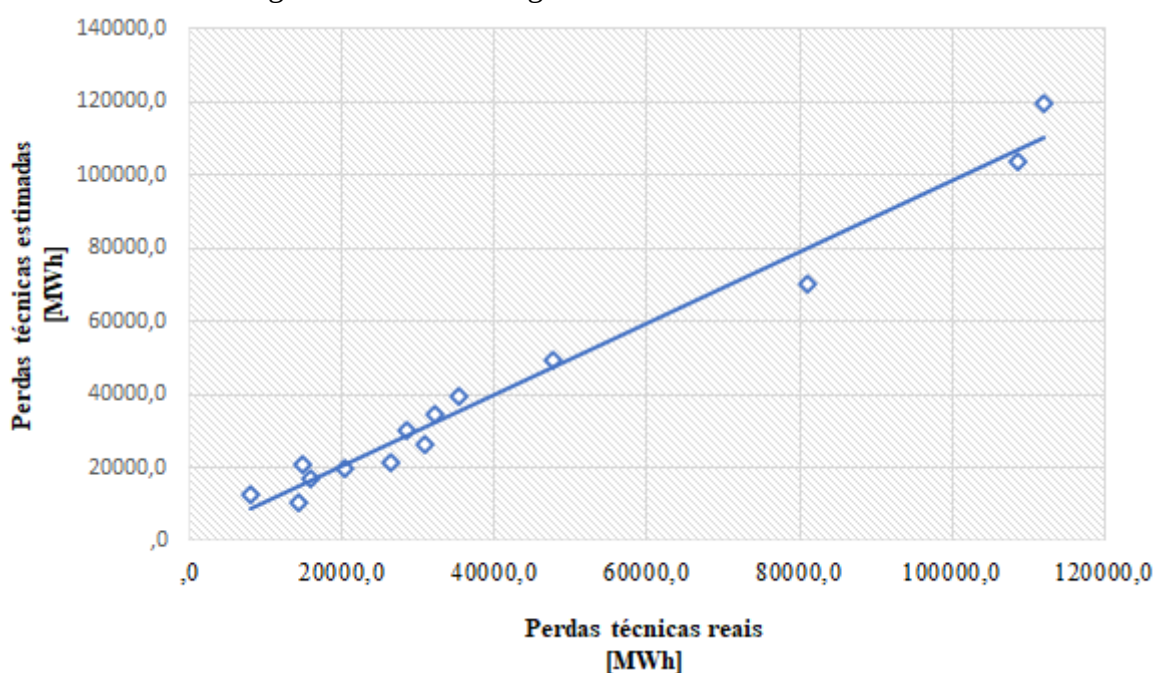
Tabela 42 - Comparativo das perdas técnicas reais x estimado pelo modelo de regressão

Empresa	ESTIMADO [MWh]	Medidores [MWh]	ERRO [%]
CELG D	39.236,4	35.176,30	11,5
CELPE	30.315,8	28.478,20	6,5
CEMIG D	103.850,5	108.527,70	-4,3
COELBA	49.392,2	47.620,10	3,7
COSERN	10.206,8	14.202,70	-28,1
EDP-SP	21.359,1	26.461,30	-19,3
ELETROPAULO	119.760,3	112.040,00	6,9
EMS	12.650,8	7.987,70	58,4
ENEL-CE	34.617,5	32.192,00	7,5
ENEL-RJ	26.144,2	30.876,70	-15,3
EQUATORIAL - PA	19.733,2	20.319,10	-2,9
LIGHTRIO	70.412,1	81.030,90	-13,1
RGE	21.093,3	14.884,40	41,7
RGE-SUL	16.999,8	15.974,90	6,4

Fonte: autoral

Na Figura 20, é apresentado o gráfico de dispersão que representa a relação entre as perdas técnicas estimadas e as perdas técnicas reais, ambas em relação aos medidores. Pelo gráfico pode-se confirmar a relação, aproximadamente, linear existente entre as variáveis desenvolvidas.

Figura 20 – Reta de regressão dos dados da Tabela 42



Fonte: autoral

4.3.5 Perdas técnicas totais a jusante da SED

Com os dados de perdas técnicas consolidados, para cada segmento, pode-se proceder a análise das perdas técnicas totais, excluindo as perdas em alta tensão, provenientes das equações (18), (19), (20) e (21) dos modelos de regressão linear desenvolvidos. Os valores totais são apresentados na Tabela 43 com o comparativo em relação as perdas técnicas reais aferidas e o respectivo erro estatístico.

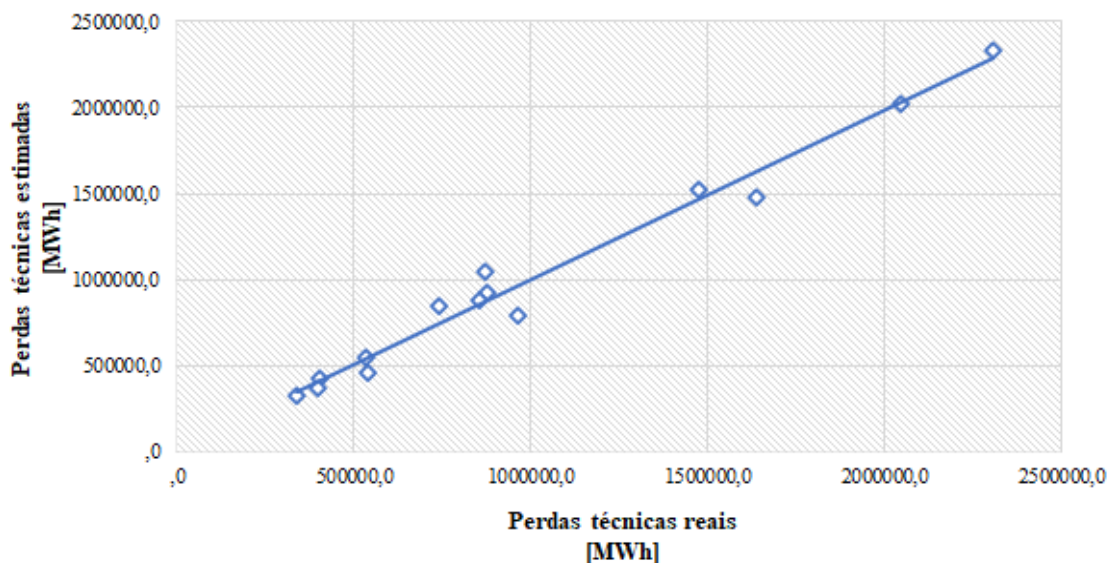
Tabela 43 - Comparativo das perdas técnicas reais x estimado pelo modelo de regressão

Empresa	Perda estimada [MWh]	Perda técnica real [MWh]	Erro [%]
CELG D	920.280,9	876.116,80	5,0
CELPE	1.043.924,0	869.038,70	20,1
CEMIG D	2.326.701,0	2.303.994,70	1,0
COELBA	1.480.155,4	1.637.964,50	-9,6
COSERN	427.749,9	405.508,20	5,5
EDP-SP	546.148,4	534.296,50	2,2
ELETROPAULO	2.016.240,9	2.044.029,80	-1,4
EMS	328.578,7	337.399,70	-2,6
ENEL-CE	879.652,9	852.414,90	3,2
ENEL-RJ	847.905,1	741.218,00	14,4
EQUATORIAL - PA	793.508,5	962.837,10	-17,6
LIGHTRIO	1.525.362,6	1.472.035,80	3,6
RGE	464.988,6	537.045,80	-13,4
RGE-SUL	371.465,2	398.761,80	-6,8

Fonte: autoral

Na Figura 21 é apresentado o gráfico de dispersão que representa a relação entre as perdas técnicas estimadas totais e as perdas técnicas reais totais. Pelo gráfico pode-se confirmar a relação, aproximadamente, linear existente entre as variáveis desenvolvidas.

Figura 20 – Reta de regressão dos dados da Tabela 43



Fonte: autoral

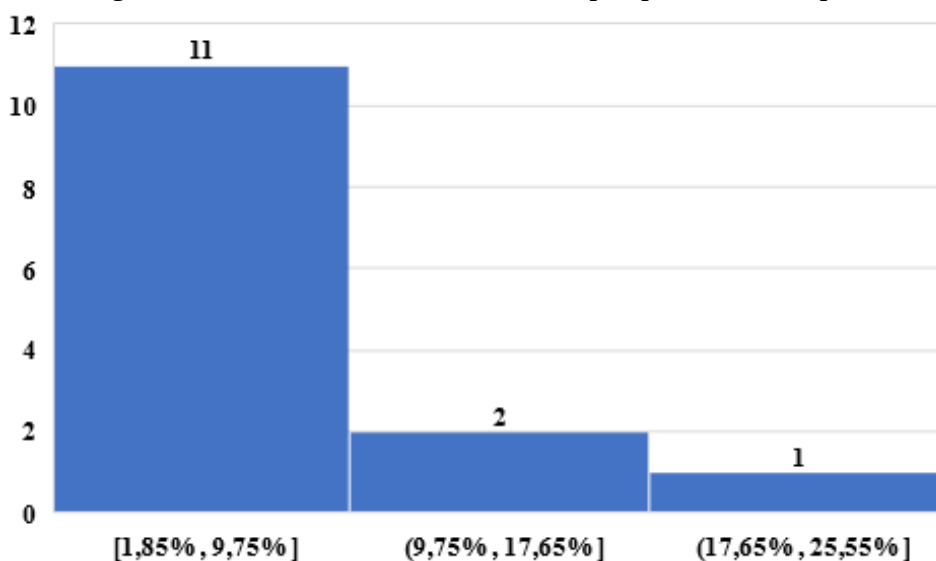
4.4 PERDAS NÃO TÉCNICAS

Segundo Castro (2019), a consolidação das perdas não técnicas ocorre por meio da diferença entre as perdas totais e as perdas técnicas, considerando, portanto, todas as demais perdas associadas ao processo de distribuição de energia elétrica, tais como furtos de energia, erros de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição, ou seja, esse tipo de perda está associado à gestão comercial da distribuidora de energia.

Dessa forma, a segmentação desta perda é difícil, uma vez que, elas não dependem de parâmetros técnicos e são extremamente assimétricas no Brasil, dificultando assim, a definição de variáveis independentes para aplicação de um modelo de regressão linear.

Se analisado a Tabela 6 e o gráfico presente na Figura 15, identifica-se uma predominância de valores altos para perdas não técnicas em relação a três distribuidoras em específico: Enel – RJ, Light – RJ e Equatorial – PA. Sendo assim, os resultados obtidos mediante desenvolvimento analítico das perdas não técnicas relativizaram os dados presentes nestas concessionárias em relação as demais, pois elas apresentam um viés estatístico que ocasiona erros ao processo de cálculo. O histograma apresentado na Figura 23 apresenta o número de concessionárias por margem percentual de perdas não técnicas em relação a energia total injetada na rede de distribuição.

Figura 21 - Histograma do número de concessionárias por percentual de perdas não técnicas



Fonte: autoral

O histograma apresentado demonstra a predominância de empresas abaixo da margem de 10% de perdas não técnicas, entre as 14 empresas analisadas, enquanto apenas três delas estão em níveis extremamente superiores. Com isso, exclui-se essas empresas, como uma forma de

manter a homogeneidade dos dados. Além disso, como as perdas não técnicas ocorrem, exclusivamente, na baixa tensão, procura-se relacionar estas perdas com as perdas técnicas, definidas na seção anterior, nesta mesma faixa de tensão. Essa avaliação foi definida pelo fato de ser possível considerar as perdas técnicas como uma variável independente em relação as perdas não técnicas, uma vez que, as variáveis independentes definidas para as perdas técnicas, estatisticamente, podem interferir indiretamente no resultado em relação as perdas não técnicas.

Sendo assim, avalia-se primeiramente a proporção de perdas não técnicas em relação as perdas técnicas presentes na baixa tensão. Por meio desta relação desenvolve-se uma escala de classificação que permite comparar as empresas entre si avaliando o impacto de cada tipo de perda em seu montante total. Quanto maior o nível desta relação, mais as perdas técnicas são expressivas em relação as perdas técnicas totais e, por isso, divide-se esta classificação em “boa”, “média” e “ruim”. A divisão destes indicadores pode ser visualizada na Tabela 44 em que *PNT/PT BT* é o indicador a ser calculado.

Tabela 44 - Classificação das concessionárias em relação as perdas não técnicas

PNT/PT BT > 3,0	Ruim
1,50 < PNT/PT BT < 3,0	Média
PNT/PT BT < 1,5	Boa

Fonte: autoral

O resultado para este indicador é apresentado na Tabela 45 e, também, se apresenta, para cada empresa, em qual patamar do indicador, definido na Tabela 44, ela se encontra.

Tabela 45 - Classificação das concessionárias em relação as perdas técnicas

Distribuidoras	Perdas Não Técnicas [MWh]	PerdTec BT [MWh]	PNT/PT BT	Resultado
CELG D	748.142,5	476.285,5	1,6	Média
CELPE	1.465.112,1	528.052,4	2,8	Média
CEMIG D	2.209.284,1	1.252.093,1	1,8	Média
COELBA	1.064.323,1	865.309,8	1,2	Boa
COSERN	115.115,0	225.312,2	0,5	Boa
EDP-SP	823.428,2	324.610,8	2,5	Média
ELETROPAULO	2.477.553,2	1.600.242,6	1,5	Média
EMS	294.897,5	208.885,7	1,4	Boa
ENEL-CE	803.090,3	509.752,3	1,6	Média
ENEL-RJ	1.674.327,3	479.993,5	3,5	Ruim
EQUATORIAL - PA	2.398.089,8	733.683,9	3,3	Ruim
LIGHTRIO	6.490.052,8	1.186.648,1	5,5	Ruim
RGE	379.898,1	248.723,9	1,5	Média
RGE-SUL	194.229,1	242.936,2	0,8	Boa

Fonte: autoral

A Tabela 45 reforça a ideia de exclusão das empresas destoantes em relação as perdas não técnicas. Essas empresas, de fato, se excedem no tema e apresentam resultados ruins que

prejudicam a geração de um modelo estatístico. Nota-se que estas empresas apresentam montantes de perdas não técnicas superiores ao triplo das perdas técnicas consolidadas em suas respectivas áreas de concessão.

Sendo assim, a Tabela 46 foi elaborada com os dados presentes na Tabela 45, porém, excluindo-se as concessionárias que obtiveram a classificação “ruim”, e estabelecendo-se as variáveis dependentes (Y) e independentes para a regressão (X_1)

Tabela 46 – Variável para o processo de regressão de perdas não técnicas

Variável	Y	X_1		
Distribuidoras	Perdas Não Técnicas [MWh]	PerdTec BT [MWh]	PNT/PT BT	Resultado
CELG D	748.142,5	476.285,5	1,6	Média
CELPE	1.465.112,1	528.052,4	2,8	Média
CEMIG D	2.209.284,1	1.252.093,1	1,8	Média
COELBA	1.064.323,1	865.309,8	1,2	Boa
COSERN	115.115,0	225.312,2	0,5	Boa
EDP-SP	823.428,2	324.610,8	2,5	Média
ELETROPAULO	2.477.553,2	1.600.242,6	1,5	Média
EMS	294.897,5	208.885,7	1,4	Boa
ENEL-CE	803.090,3	509.752,3	1,6	Média
RGE	379.898,1	248.723,9	1,5	Média
RGE-SUL	194.229,1	242.936,2	0,8	Boa

Fonte: autoral

Devido ao fato da presença de apenas uma variável independente no processo, a regressão realizada é uma regressão linear simples. Por questões de ajuste e com o objetivo de alcançar uma regressão com o coeficiente de determinação mais próximo de 1, adota-se no processo o valor nulo para o intercepto, ou seja, a variável dependente é proporcional a variável independente. Com isso, chega-se à equação (22) que representa a reta de regressão linear das perdas não técnicas e apresenta uma dependência positiva entre as variáveis.

$$Y = 1,625X_1 \quad (22)$$

Este modelo apresentou o coeficiente de determinação, R^2 , e o R^2 ajustado apresentados na Tabela 47.

Tabela 47 – Resultado para o coeficiente de determinação

Coefficientes	Resultado
R^2	0,96
R^2 ajustado	0,85

Fonte: autoral

O coeficiente apresentado na Tabela 47 mostra que, estatisticamente, o modelo escolhido representa de uma forma satisfatória as perdas não técnicas em função da variação das perdas técnicas. A Tabela 48 apresenta o comparativo das perdas não técnicas reais em relação as perdas não técnicas estimadas pela aplicação da equação (22).

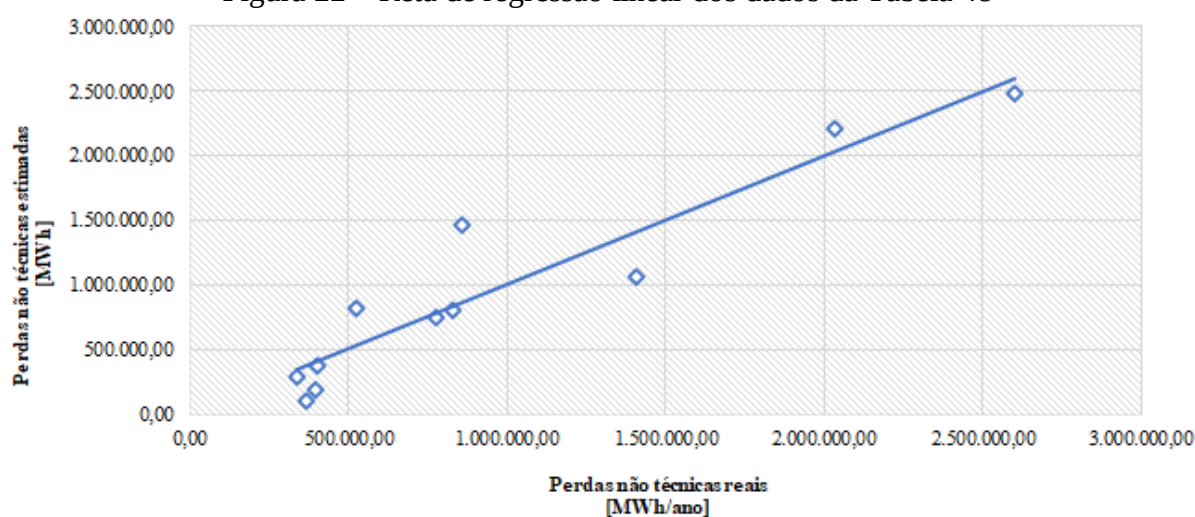
Tabela 48 - Comparativo das perdas técnicas reais x estimado pelo modelo de regressão

Distribuidora	Perdas Não Técnica Estimadas [MWh]	Perdas Não Técnica Real [MWh]	Erro [%]
CELG D	773.734,50	748.142,50	3,4
CELPE	857.830,70	1.465.112,10	-41,4
CEMIG D	2.034.048,20	2.209.284,10	-7,9
COELBA	1.405.711,50	1.064.323,10	32,1
COSERN	366.023,80	115.115,00	218,0
EDP-SP	527.336,10	823.428,20	-36,0
ELETROPAULO	2.599.623,30	2.477.553,20	4,9
EMS	339.338,70	294.897,50	15,1
ENEL-CE	828.101,90	803.090,30	3,1
RGE	404.056,50	379.898,10	6,4
RGE-SUL	394.654,30	194.229,10	103,2

Fonte: autoral

Na Figura 23 é apresentado o gráfico de dispersão que representa a relação entre as perdas não técnicas estimadas e as perdas não técnicas reais. Pelo gráfico pode-se confirmar a relação, aproximadamente, linear existente entre as variáveis desenvolvidas.

Figura 22 – Reta de regressão linear dos dados da Tabela 48



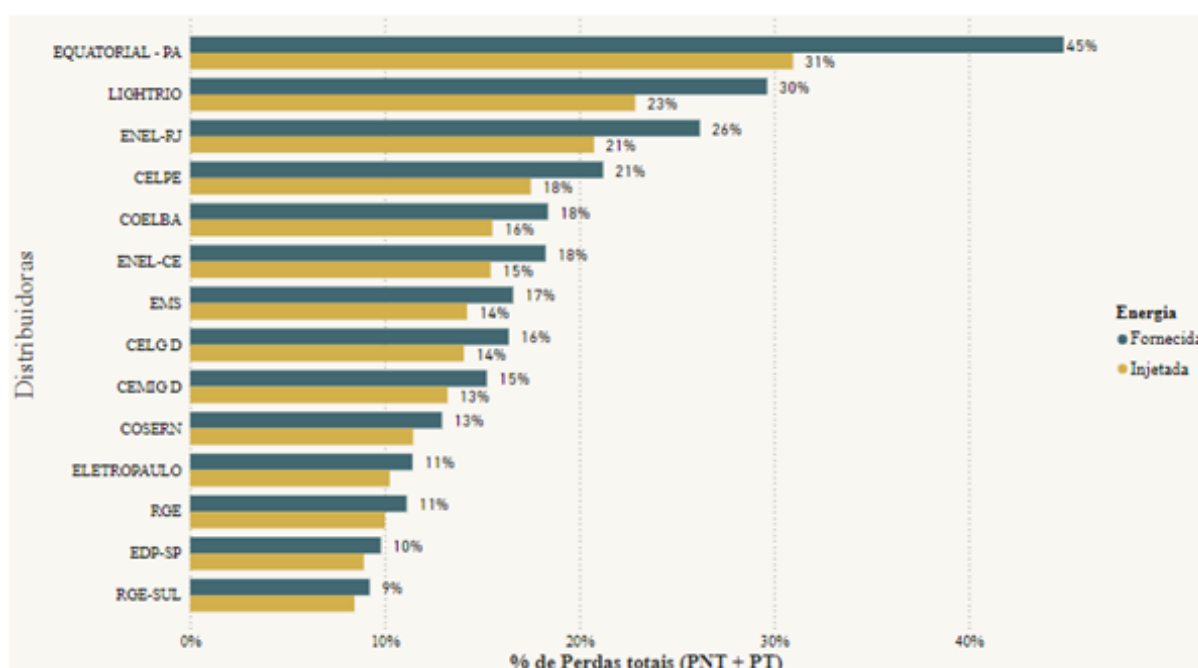
Fonte: autoral

5 ANÁLISE DE RESULTADOS

5.1 RESULTADOS GERAIS

Com os dados coletados de cada revisão tarifária é possível analisar os resultados relativos ao universo total de perdas elétricas. O gráfico presente da Figura 24 apresenta o resultado, percentual, de perdas elétricas totais, para cada distribuidora, em relação a energia fornecida e injetada no SEB.

Figura 23 – Percentual de perdas totais



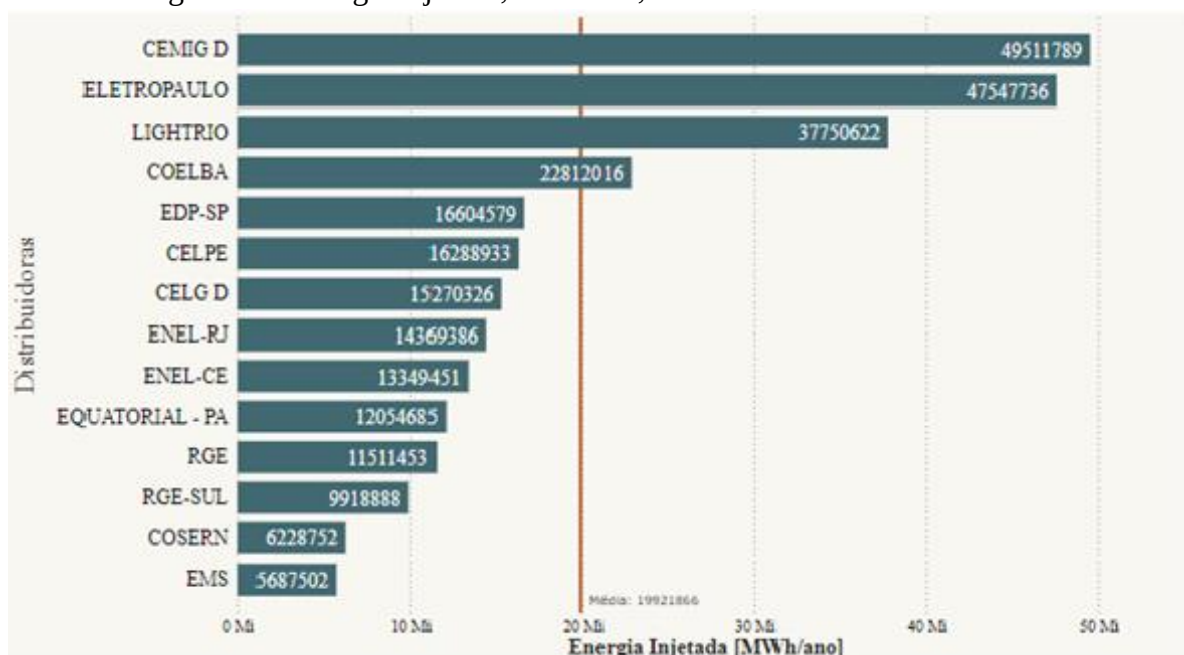
Fonte: autoral

A comparação da Figura 15, que apresenta as perdas segmentadas por tipo, com a Figura 24, mostra que as empresas analisadas que lideram os índices de perdas totais são as mesmas que lideram os índices de perdas não técnicas. Isso demonstra que as perdas não técnicas apresentam uma relevância expressiva no montante total, se comparado com as perdas técnicas.

Isso fica evidenciado se analisado o cálculo relativo a variância e o desvio padrão relacionados aos indicadores de perdas técnicas e não técnicas que são expressos nas Tabelas 9 e 8, respectivamente. O desvio padrão, em relação aos indicadores, das perdas analisadas demonstra que os dados são mais homogêneos em relação as perdas técnicas. Em contrapartida, para as perdas não técnicas, o erro estatístico é mais elevado e é causado, principalmente, pelas três primeiras empresas que apresentaram o maior montante deste tipo de perda. A análise da Tabela 6, em relação a energia injetada no sistema, mostra que dentre as quatorze empresas

analisadas, apenas quatro delas apresentaram um montante total de energia injetada no sistema superior à média total como é representado na Figura 25.

Figura 24 - Energia injetada, em MWh, no sistema de cada distribuidora



Fonte: autoral

A análise das Figuras 24 e 25 demonstram o nível de eficiência de cada empresa no processo de distribuição de energia. Apenas a empresa Light-Rio lidera os montantes de perdas de energia, como pode ser visto na Figura 24, e apresenta um montante de energia injetada no sistema acima da média das demais empresas. Isso demonstra um problema que está empresa enfrenta no combate as perdas de energia, porém mostra, também, que as empresas que lideram os níveis de perdas não são as que realizam a distribuição dos maiores montantes de energia elétrica no Brasil.

Isso demonstra o que a ANEEL busca ao elaborar o seu ranking de complexidade socioeconômica, ou seja, empresas em áreas de concessão distintas inseridas em contextos aleatórios, porém com níveis de perdas semelhantes. Com isso, pode-se verificar nos dados analisados que os resultados de perdas mostram empresas inseridas em regiões diferentes e com demandas de consumo de energia distintas também. É por isso que são elaborados indicadores para avaliar a operação das empresas e, assim, conseguir associar variáveis aleatórias para entender uma variável problema, que no caso são as perdas de energia.

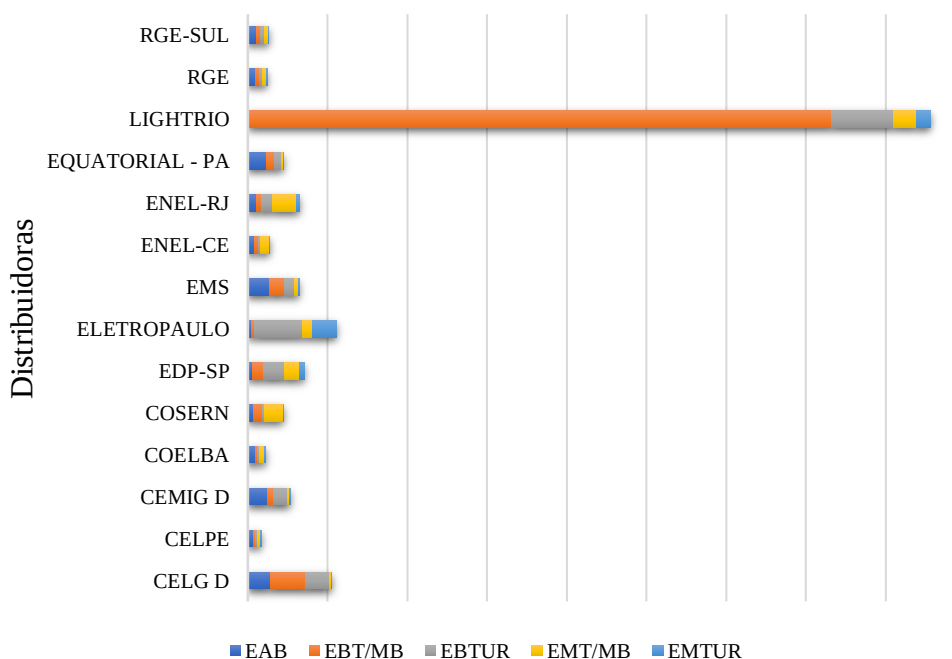
Sendo assim, nos tópicos a seguir, analisa-se sucintamente os indicadores de razão de valores desenvolvidos no tópico 4.2.

5.1.1 Indicadores relacionados a extensão de rede

A extensão total de uma rede de distribuição demonstra, além da dispersão da rede, os níveis de tensão das linhas administradas por cada empresa. Tendo em vista que os grandes centros urbanos concentram a maior parte das linhas de baixa de tensão, este indicador também representa o quanto uma determinada área de concessão é mais ou menos urbana em relação as demais.

Das empresas analisadas, pode-se destacar o fato de que todos os indicadores desenvolvidos abrangem relações entre a extensão de rede, em quilômetros, entre as zonas urbanas e rurais, assim como, os níveis de tensão atendidos (média ou baixa tensão). A análise da Tabela 12 demonstra que os resultados obtidos não apresentaram desvios expressivos, demonstrando uma certa homogeneidade desta relação entre as empresas. O destaque está relacionado a empresa Light – Rio, que apresentou para o indicador *EBT/MB* um valor, expressivamente, alto. Essa relação pode ser conferida na Figura 26 que demonstra a relação proporcional de participação entre todos os indicadores relacionados a extensão de rede desenvolvidos.

Figura 25 – Participação proporcional de cada indicador de extensão de rede



Fonte: autoral

Este indicador demonstra a predominância da extensão da rede trifásica, em baixa tensão, em uma determinada área de concessão, em relação à soma da extensão de rede monofásica e bifásica, também em baixa tensão.

5.1.2 Indicadores relacionados aos transformadores

Os indicadores relacionados aos transformadores relacionam tanto as suas respectivas potências, em kVA, com a extensão de rede, em quilômetros, como a sua quantidade. Quanto maior o número de transformadores em uma região, mais abrangente é o atendimento realizado pela empresa em questão, uma vez que, mais níveis de tensão ela necessita equalizar para entregar a energia ao consumidor final.

Este indicador apresentou uma característica particular relacionada aos dados de potência total dos transformadores em relação a extensão total de rede, uma vez que, para todos os indicadores que relacionaram estas métricas simples os níveis de variância e de desvio padrão foram muito altos, demonstrando, assim, uma divergência nos dados coletados entre as empresas analisadas. Isso demonstra uma variação nos níveis de atendimento de consumo das empresas analisadas, o que corrobora com a Figura 25 que demonstra uma quantidade de energia injetada entre as empresas divergente. Vale destacar, que a predominância deste desvio se encontra tanto nas áreas urbanas, como nas zonas rurais.

5.1.3 Indicadores relacionados a quantidade de consumidores e consumo

Os indicadores relacionados ao número de consumidores demonstraram claramente uma homogeneidade dos dados entre as empresas analisadas. Estes indicadores, definidos no tópico 4.2.3, buscam apresentar as relações entre os diferentes subgrupos de consumo, bem como, as relações entre os níveis de tensão.

Sendo assim, fica-se evidente pela análise dos indicadores, e da Tabela 16, que o número de consumidores e o consumo em baixa tensão é expressivamente maior que do que os níveis encontrados em alta tensão.

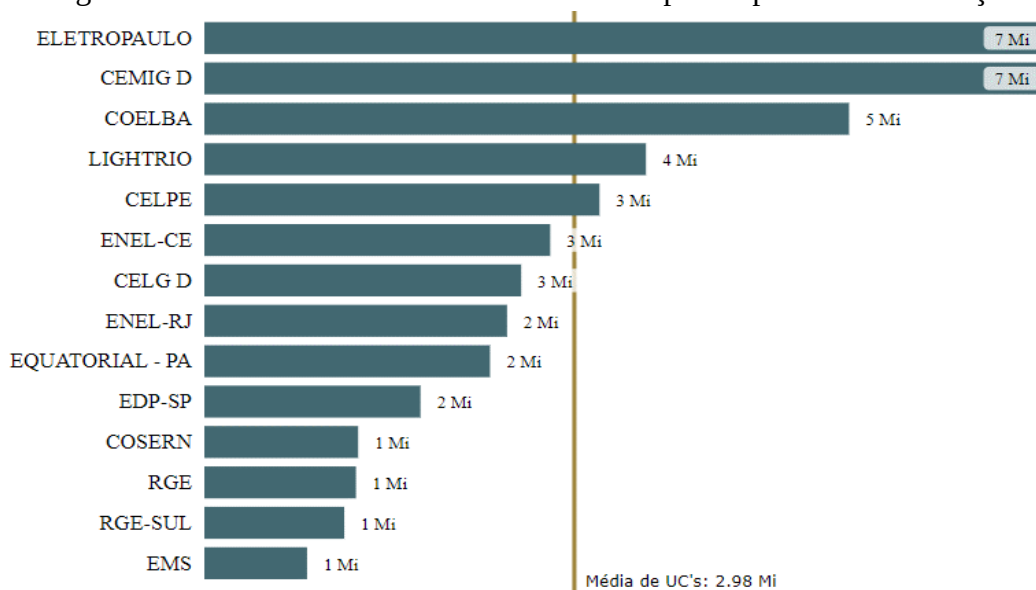
Além disso, os resultados relacionados ao consumo e quantidade de consumidores pertencentes ao subgrupo B1 (residencial), são os únicos que divergem entre as empresas, uma vez que, a maior densidade populacional do país está concentrada na região Sudeste e Centro-Oeste e, sendo assim, é esperado um número de consumidores expressivo nestas regiões atrelados a uma demanda de consumo, em MWh, expressiva também.

Já a análise do consumo específico busca representar a demanda de energia que um consumidor representa para a distribuidora, segmentado por subgrupo de consumo. Neste indicador, identifica-se claramente que os perfis de consumo entre as empresas divergem se analisado os subgrupos B2 e B3, porém, para o subgrupo B1 esta relação é, praticamente, linear

entre as empresas, tendo como resultado um desvio de 0,4 MWh por unidade consumidora entre as empresas. Isso mostra que as particularidades em relação aos consumidores do subgrupo B1 são muito mais próximas entre as empresas analisadas, do que em relação aos demais subgrupos de consumo de energia, mesmo que a quantidade de consumidores atendidos por cada empresa seja extremamente diferente.

O gráfico presente na Figura 27 mostra o número de consumidores atendidos para cada empresa de distribuição analisada e a reta representando a média dos valores coletados.

Figura 26 – Número de unidades consumidoras por empresa de distribuição



Fonte: autoral

Pela Figura 27 identifica-se que existe uma diferença no número de consumidores neste subgrupo, para cada empresa analisada. Porém, o paralelo desta figura com o indicador CER, expresso na Tabela 17, mostra que as demandas de consumo de energia, proporcionalmente, entre as empresas são muito parecidas, levando a hipótese de que os consumidores pertencentes ao subgrupo B1 apresentam perfis de consumo, de certa forma, proporcionalmente equivalentes entre as empresas analisadas.

5.2 PERDAS TÉCNICAS

Com as análises em torno dos indicadores desenvolvidos, procede-se a escolha das variáveis independentes que mais possam estar relacionadas a variável dependente para se elaborar os cálculos relacionados a regressão linear. A regressão realizada para as perdas técnicas totais foi elaborada observando-se os dados referentes as perdas que ocorrem, exclusivamente, em baixa tensão. Os resultados obtidos individualmente atingiram resultados

satisfatórios, uma vez que, o coeficiente de determinação dos modelos desenvolvidos chegou muito próximo do valor unitário, como pode ser verificado na Tabela 49.

Tabela 49 – Resultado da regressão de multivariáveis das perdas técnicas totais

Coefficientes	Rede MT	Rede BT	Trafo MT/BT	Medidores
β_0	-18.084,71	22.612,53	-90.023,04	-8.192,05
β_1	-0,05	2,31	-0,03	0,006
β_2	0,19	-1,91	0,09	0,015
β_3	-0,48	0,02	783,27	-0,004
β_4	-0,63	-0,45	1.869,78	0,002
β_5	0,03	0,06	0,04	-
β_6	-0,14	0,76	-0,1	-
R²	0,96	0,93	0,95	0,98
R² ajustado	0,92	0,86	0,92	0,97

Fonte: autoral

Os coeficientes das variáveis independentes relacionadas as redes de média e baixa tensão foram muito baixos, porém estas variáveis estão relacionadas a montantes expressivos relacionados a potência dos transformadores, extensão de rede, consumo de energia e número de clientes.

Para a rede de média tensão todas as variáveis independentes apresentam coeficientes abaixo de um, enquanto para a rede de baixa tensão as variáveis relacionadas com a extensão de rede, em quilômetros, possuem coeficientes acima de 1, mostrando uma relevância interessante para o modelo analisado que é corroborada pela análise dos indicadores desenvolvidos no tópico 4.2.1 que mostram a relevância da extensão das redes de baixa tensão em relação as demais.

Analisando as relações matemáticas, o modelo representado pelas redes de média tensão é o que apresenta a menor variação a partir de variações que ocorrem nas variáveis independentes. Isso se corrobora se analisado o valor do R² ajustado destas duas redes, uma vez que, a rede de baixa tensão é o que apresenta o menor valor, justificando que este é o modelo que, provavelmente, sofrerá maiores alterações caso alguma variável independente seja alterada aleatoriamente. Isso pode ser fundamentado pela análise das variações nos indicadores relacionados a rede de média tensão, em que, elas apresentam sempre os menores desvios, entre as empresas analisadas, se comparado com os demais segmentos.

Por meio destes valores as empresas de distribuição podem buscar adotar medidas para alterar as suas variáveis independentes com o intuito de se reduzir seus índices de perdas de energia relacionados a estes segmentos de rede. Dessa forma, o artifício matemático está diretamente relacionado ao planejamento eficiente do sistema de distribuição. Por exemplo, nesta situação pode-se projetar se o aumento ou redução das linhas de transmissão, em uma

determinada área de concessão atendida por uma empresa, pode impactar positivamente ou negativamente no resultado das perdas técnicas totais.

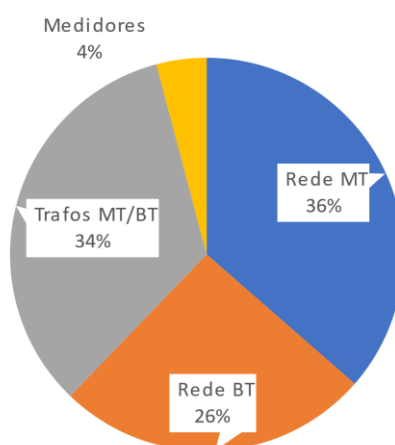
Este raciocínio também se aplica nos resultados atrelados aos transformadores, uma vez que, a potência por cada um deles, localizado na zona rural ou urbana, são as variáveis que apresentam o maior valor e relevância e, ambos os coeficientes são positivos, demonstrando assim, uma relação positiva dentro do modelo. Com isso, espera-se que o aumento na potência total, em kVA, dos transformadores, seja na zona rural ou urbana, cause um aumento nas perdas técnicas representadas por este modelo.

Em relação aos medidores, eles apresentaram, para as quatro variáveis independentes definidas, valores muito próximos de zero, praticamente anulando a utilização delas na equação, uma vez que, o seu número significativo é atingido apenas na terceira casa decimal. Por isso, seus valores de “ R^2 ” e “ R^2 ajustado” se demonstraram muito satisfatórios, porém, se avaliado as variáveis independentes deste modelo identifica-se que elas acabam por não modificar de forma expressiva o resultado em relação as perdas técnicas, em baixa tensão.

Essa proporção de relevância de cada segmento que compõem as perdas técnicas totais pode ser verificada se analisado o valor médio de perdas que cada um deles representa do total.

Na Figura 28 apresenta-se um gráfico com o comparativo entre a participação percentual de cada segmento em relação as perdas técnicas totais, em baixa tensão, estimadas via modelo de regressão linear desenvolvido.

Figura 27 - Participação percentual de cada segmento em relação as perdas técnicas totais



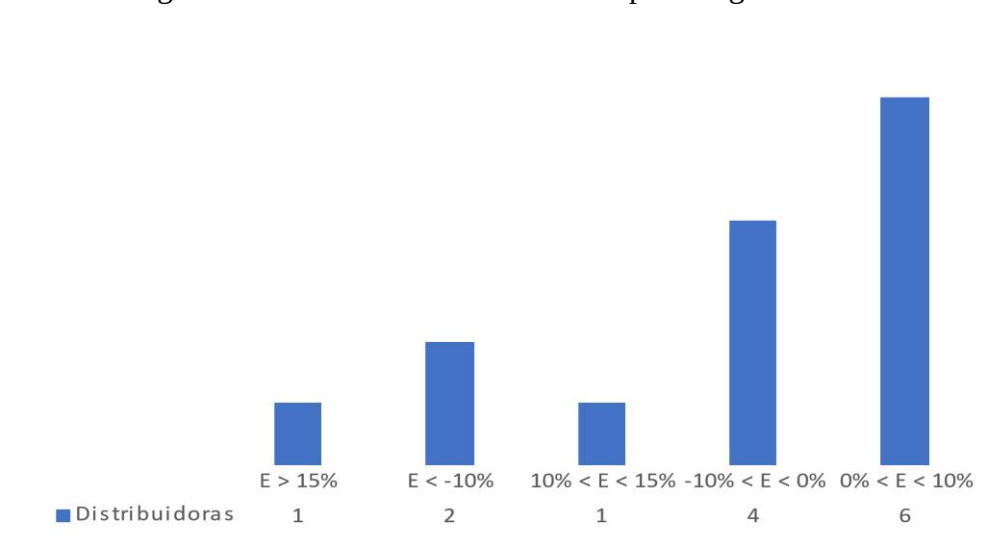
Fonte: autoral

Pelo gráfico, a hipótese definida via modelo de regressão desenvolvido é confirmada, uma vez que, os medidores apresentam a menor participação em relação à média total e os demais segmentos apresentam a maior proporção, sendo que, a perda na rede de baixa tensão apresenta a menor participação dentre as três, e as perdas em média tensão e nos

transformadores apresentam, aproximadamente, a mesma proporção em relação ao valor total, outro resultado esperado, uma vez que, a análise do valor para R^2 ajustado demonstrou que o modelo definido para a baixa tensão é o que apresentou maior desvio.

Como análise final deste modelo desenvolvido para as perdas técnicas, verifica-se que dentre os erros obtidos, para as empresas de distribuição analisadas, o maior erro absoluto atingido foi de 20,12%, enquanto a maior parcela de empresas analisadas obteve erros entre 0 e 10%, como pode-se confirmar pelo gráfico presente na Figura 29.

Figura 28 - Números de distribuidoras por margem de erro



Fonte: autoral

Considerando que, em valores absolutos, apenas 3 empresas apresentaram erros superiores a 10% o modelo de regressão apresentou um resultado satisfatório para as perdas técnicas a jusante da SED e, portanto, a escolha por se excluir os dados relativos à alta tensão dos cálculos desenvolvidos apresentou um resultado positivo. Os dados de erros obtidos para cada distribuidora são apresentados na Tabela 50 ordenando as empresas pelo maior erro absoluto obtido.

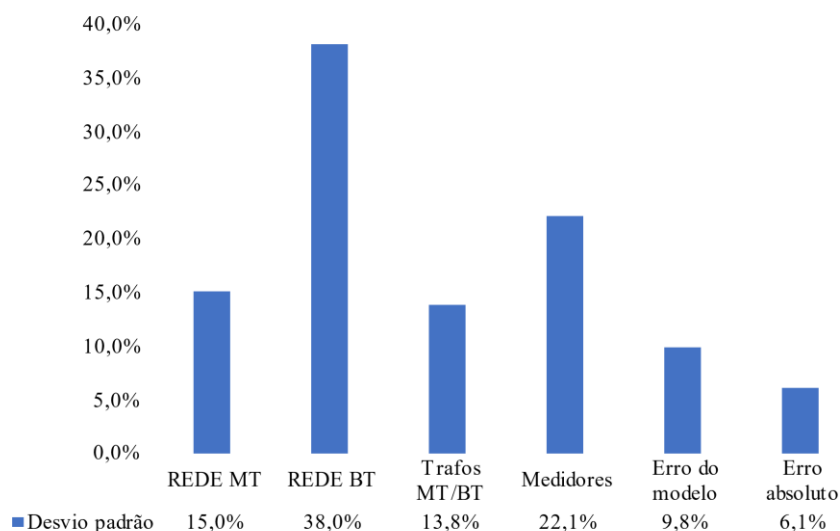
Tabela 50 – Percentual de erros obtidos para o modelo de regressão de perdas técnicas

Distribuidora	REDE MT [%]	REDE BT [%]	Trafos MT/BT [%]	Medidores [%]	Erro do modelo [%]	Erro absoluto [%]
CELPE	24,6	59,4	-2,8	6,5	20,1	20,1
EQUATORIAL - PA	-4,3	-34,5	-14,4	-2,9	-17,6	17,6
ENEL-RJ	5,5	51,8	-7,1	-15,3	14,4	14,4
RGE	-14,6	-73,9	-1,4	41,7	-13,4	13,4
COELBA	-14,4	-14,9	3,7	3,7	-9,6	9,6
RGE-SUL	-6,0	-25,1	-11,9	6,4	-6,9	6,9
COSERN	12,9	-1,3	28,9	-28,1	5,5	5,5
CELG D	19,2	-23,9	28,5	11,5	5,0	5,0
LIGHTRIO	14,4	2,2	-17,6	-13,1	3,6	3,6
ENEL-CE	-2,0	15,0	9,4	7,5	3,2	3,2
EMS	8,7	-43,0	-7,6	58,4	-2,6	2,6
EDP-SP	-34,9	62,2	5,0	-19,3	2,2	2,2
ELETROPAULO	-0,7	-2,7	10,0	6,9	-1,4	1,4
CEMIG D	0,5	5,9	-4,5	-4,3	1,0	1,0

Fonte: autoral

No gráfico presente na Figura 30 se apresenta o desvio padrão obtido para cada modelo de regressão e o desvio em relação ao erro do modelo e o seu respectivo erro absoluto.

Figura 29 - Resultado referente ao desvio do modelo de regressão para perdas técnicas



Fonte: autoral

A Figura 30 mostra que o modelo apresentou um erro estatístico, entre as empresas analisadas, dentro de uma margem aceitável e que, de fato, os modelos relacionados a rede de média tensão e transformadores possuem proporções semelhantes, assim como, os modelos de rede em baixa tensão e medidores possuem uma sensibilidade maior a eventuais variações das suas variáveis independentes.

5.3 PERDAS NÃO TÉCNICAS

Os resultados obtidos com a regressão linear das perdas não técnicas, expressa pela equação (22), possuem forte relação com o desenvolvimento realizado com as perdas técnicas, uma vez que, elas foram a variável independente no processo. Ao adotar o valor do coeficiente β_0 igual a zero busca-se, matematicamente, uma relação de proporcionalidade entre as variáveis que é definida pelo valor de β_1 . O resultado obtido com a regressão realizada para as perdas não técnicas é apresentado na Tabela 51.

Tabela 51 - Resultado da regressão de multivariáveis das perdas técnicas totais

Coefficientes	PerdaTec BT (X_1)
β_0	0,0
β_1	1,625
R²	0,96
R² ajustado	0,85

Fonte: autoral

O coeficiente de determinação para este modelo ficou próximo de um, sendo assim, um resultado satisfatório. Porém, o coeficiente R² ajustado deste modelo ficou abaixo do esperado, demonstrando assim, que o modelo desenvolvido pode apresentar um erro considerável em relação a sua variável independente. Este erro pode ser verificado na Tabela 48, uma vez que, nela se apresenta alguns valores elevados para o erro encontrado em relação a aplicação do modelo de regressão para as perdas não técnicas. Isso demonstra como está análise é meramente estatística e interpretativa das informações desenvolvidas, uma vez que, as perdas não técnicas apresentam variáveis sociais que são muito difíceis de serem mensuradas e, mesmo que, associadas as perdas técnicas, suas previsões e controle são extremamente assimétricas.

A título de exemplificação, a Light – Rio que apresentou um dos piores indicadores de perdas no estudo é uma das empresas que apresentam, constantemente, dificuldades de atuar em sua área de concessão em relação as perdas não técnicas totais. Castro (2019), em seu estudo: “Perdas não técnicas na distribuição de energia elétrica: O caso da Light”, aborda sobre as ações realizadas por esta empresa para realização da aferição do consumo de energia elétrica no estado do Rio de Janeiro:

De maneira geral, a Light tem como estratégia para combater as perdas não técnicas a otimização das ações convencionais de inspeção e regularização e a instalação de sistemas de medição centralizada e de blindagem. Dentre as tecnologias antifurto adotadas, destacam-se a rede armada, os medidores eletrônicos e os sistemas de medição e leitura centralizados (CASTRO, 2019, p. 29).

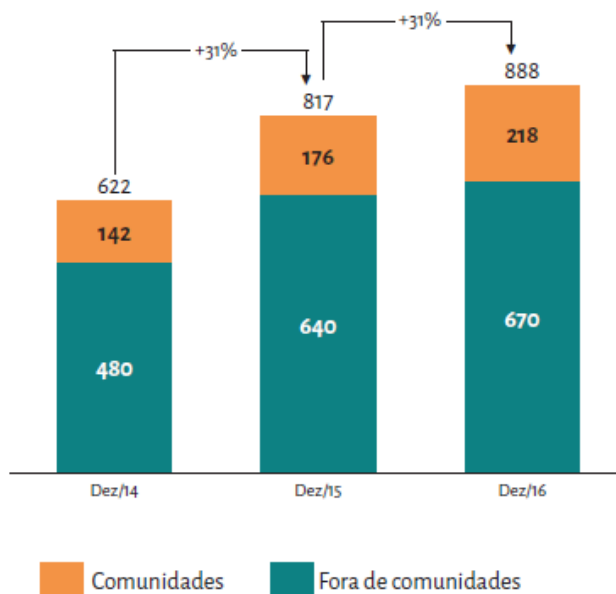
Mediante essas ações esta empresa busca melhorar seus índices de perdas, porém, elas só conseguem ser aplicadas de forma funcional em áreas de acesso livre, ou seja, áreas onde a empresa consegue ter acesso sem retaliações ou qualquer outro tipo de dificuldade.

Castro (2019), disserta sobre a aplicação destas ações da seguinte forma:

É dada maior importância para a instalação destes sistemas nas regiões limítrofes às ASRO's, com o objetivo de impedir o aumento e a disseminação da informalidade, ou seja, dos furtos destas áreas (CASTRO, 2019, p. 30).

Pelo gráfico presente na Figura 31 pode-se observar a evolução na instalação de medidores eletrônicos pela Light-Rio nos anos de 2014 a 2016. Este gráfico permite identificar que, ao longo dos anos, a instalação destes medidores no estado não possui um aumento expressivo, principalmente, as áreas que estão inseridas dentro de comunidades.

Figura 30 – Instalação de medidores eletrônicos no Rio de Janeiro (mil unidades)



Dentre os indicadores desenvolvidos, se analisado os relacionados a extensão de rede pode-se identificar que os valores encontrados no tópico 4.4.1 foram, praticamente, próximos entre as distribuidoras, com exceção da Light – Rio, como foi observado no tópico 5.1.1.

O resultado encontrado com o indicador *EBT/MB* e o número de consumidores atendidos pela Light-Rio, definidos na Figura 28, mostra que esta empresa possui uma grande participação de consumidores residenciais que possuem ligações monofásica ou bifásicas, uma vez que, esta empresa possui uma alta demanda de consumidores residenciais. Associando este resultado, com o que é foi apresentado por Castro (2019), em sua citação, pode-se criar a hipótese da omissão de dados reais relacionados ao número de consumidores, em níveis mais baixos de tensão, bem como a extensão total destas respectivas redes, uma vez que, a aferição destes dados é de difícil acesso.

Sendo assim, leva-se a crer que os dados consolidados de rede desta concessionária podem estar ocultando informações relacionadas a alguma parcela destes consumidores e esta omissão, pode ter sido ocasionada pelas dificuldades encontradas em consolidar informações

em áreas de severa restrição operativa. As dificuldades que está empresa enfrenta, ocorrem com outras distribuidoras que apresentam cenários, relativamente, semelhantes. Segundo dados do portal de imprensa da distribuidora Equatorial Energia, localizada no Pará, desde janeiro de 2020 até o primeiro trimestre de 2021 foram realizadas mais de 141 mil regularizações de instalações elétricas devido a casos de furto de energia⁶. Esta empresa é uma das distribuidoras que mais apresentam perdas não técnicas no Brasil, e isto pode ser observado pela análise dos dados desenvolvidos no presente estudo.

Sendo assim, estas empresas com altos índices de perdas não técnicas possuem uma forte relação com o consumo de energia realizado pelos seus consumidores. Como uma forma de validar esta hipótese, desenvolve-se, na Tabela 52, um ranking com as 14 empresas analisadas, listando as mesmas por meio do percentual de perdas não técnicas em relação ao consumo total de energia elétrica faturado, exclusivamente, na zona urbana. Este índice permite verificar a representação das perdas não técnicas em relação ao consumo total de energia, em MWh, e, além disso, destaca-se ao lado um indicador de perdas não técnicas por unidade consumidora na zona urbana ($PNT/CliUrb$), mostrando assim, o quanto, matematicamente, um consumidor “custa” em relação as perdas não técnicas totais.

Tabela 52 – Indicadores de perdas não técnicas relacionados ao consumo de energia

Distribuidoras	PNT/ConsUrb [%]	PNT/CliUrb [MWh/Cliente]
1) EQUATORIAL - PA	50,0	1,0
2) LIGHTRIO	47,2	1,7
3) ENEL-RJ	28,1	0,7
4) CELPE	22,1	0,4
5) EDP-SP	15,6	0,4
6) CEMIG D	14,7	0,3
7) ENEL-CE	13,7	0,2
8) CELG D	11,9	0,3
9) COELBA	11,2	0,2
10) EMS	11,2	0,3
11) ELETROPAULO	10,5	0,3
12) RGE	10,2	0,3
13) RGE-SUL	5,6	0,2
14) COSERN	4,0	0,1
Média	18,3	0,5

Fonte: autoral

A análise da Tabela 52, mostra claramente que as empresas localizadas no Rio de Janeiro e no Pará apresentam uma proporção entre as perdas não técnicas e o consumo de energia elétrica faturado na zona urbana, expressivamente elevados. Isso mostra que boa parte do

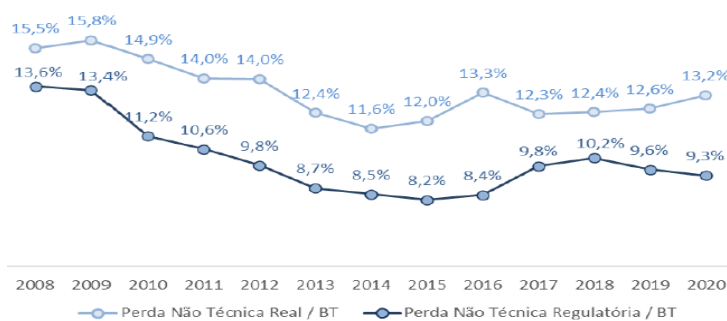
⁶ Disponível em: < <https://pa.equatorialenergia.com.br/2021/07/mais-de-141-mil-irregularidades-em-ligacoes-de-energia-foram-registradas-no-para/#!> > Acesso em: 11 out, 2022.

consumo de energia elétrica comercializada por essas empresas acaba por se tornar um prejuízo devido ao fato do desperdício realizado.

Para a amostra das concessionárias analisadas, observa-se que a média percentual de perdas em relação ao consumo de energia elétrica na zona urbana foi de 18,28%, um valor, relativamente, alto. Já a análise do indicador *PNT/CliUrb* mostra que, em média, cada consumidor é responsável por 450 kWh de perdas não técnicas. Destaca-se que apenas as 3 piores empresas, em relação as perdas não técnicas, listadas na Tabela 52, alcançaram valores superiores à média em relação a este indicador o que demonstra que as mesmas, de fato, são as que mais apresentam prejuízos com o aumento no número de clientes e consumo de energia elétrica nas redes de distribuição de energia administradas por elas.

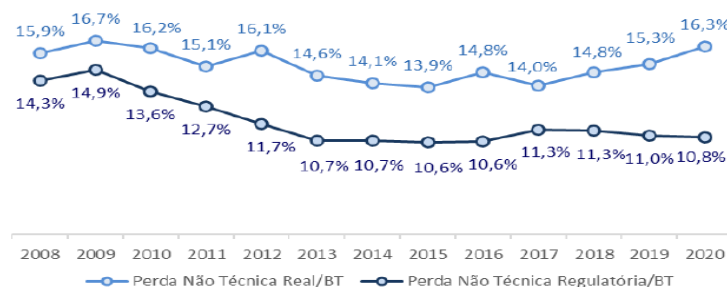
Os dados analisados no estudo mostram uma concentração alta de perdas não técnicas concentradas em algumas empresas e regiões específicas. Isso também é abordado no relatório de perdas da ANEEL de 2020, em que é apresentado um estudo que mostra a evolução das perdas técnicas de 2008 a 2020, porém em duas situações distintas: a primeira situação considera as perdas não técnicas em relação ao mercado de baixa tensão ponderando todas as empresas da mesma forma, e a segunda situação realiza a mesma análise, porém ponderando as empresas segundo a sua representatividade em termos de perdas técnicas totais (ANEEL, 2021a). Esta análise é verificada nas Figuras 32 e 33, respectivamente.

Figura 31 – Evolução das perdas não técnicas considerando a média simples de todas as empresas



Fonte: ANEEL (2021a)

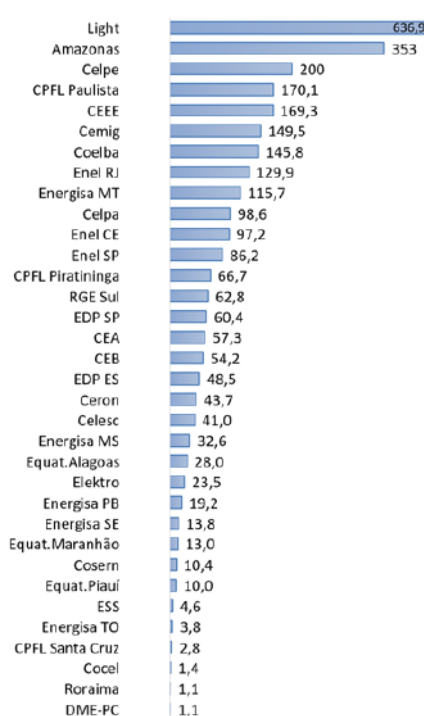
Figura 32 - Evolução das perdas não técnicas considerando a média ponderada



Fonte: ANEEL (2021a)

A análise das Figuras 32 e 33, respectivamente, mostra um aumento, expressivo, nos níveis de perdas não técnicas totais se considerado a média ponderada entre as empresas analisadas. Isso só aumenta a importância do acompanhamento individual que é realizado pela ANEEL em relação a cada empresa, uma vez que, a cada ano o problema relacionado as perdas geram mais prejuízos financeiros as empresas. No ano de 2020, aproximadamente, R\$ 2.91 bilhões de reais foram contabilizados em relação a perdas não técnicas (ANEEL, 2021a). Na Figura 34, se apresenta a divisão deste montante, em milhões de reais, para as principais empresas neste ano.

Figura 33 – Valores das perdas não técnicas contabilizadas no ano de 2020, em milhões de reais⁷



Fonte: ANEEL (2021a)

Mesmo com as dificuldades em se obter métricas de análises relacionadas as perdas não técnicas, pode-se conferir que, para este tipo de perda, cenários e caminhos precisam ser projetados a longo prazo e validados continuamente. O paralelo entre as análises realizadas neste trabalho e os resultados apresentados pela ANEEL mostram que o caminho escolhido foi satisfatório apresentando assim um cenário de estudo que pode levar a conclusões e hipóteses que levem a redução deste problema e a eficiência no processo de entrega da energia ao consumidor final. A escolha por se excluir as empresas com níveis expressivos de perdas foi eficiente e se assemelha ao que a ANEEL realiza ao atribuir grupos de complexidades entre as distribuidoras de energia no Brasil.

⁷ A empresa Celpe, a partir do ano de 2018, faz parte do grupo Equatorial energia.

6 CONCLUSÃO

As perdas de energia estão associadas a muito mais do que as interações eletromagnéticas que ocorrem durante o processo de transporte de energia, mas também a todo o aspecto físico e técnico relacionado a estrutura de distribuição de energia elétrica e, também, as características sociais que uma determinada área de concessão apresenta.

Durante o desenvolvimento do estudo pode-se entender de forma geral como o processo de distribuição de energia é realizado e gerenciado pelos órgãos públicos, podendo se identificar as responsabilidades dos agentes reguladores do mercado, bem como, das empresas responsáveis pela entrega do serviço. Entender estas relações propicia uma visão mais abrangente do mercado e, além disso, facilita o entendimento em relação a interpretação dos documentos públicos disponibilizados para consulta.

Os resultados obtidos, por meio do desenvolvimento estatístico, serviram para exemplificar o papel do órgão regulador na gestão das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil. Com estes resultados, observou-se a dificuldade de se encontrar padrões técnicos que possa servir de previsão para o combate as perdas de energia elétrica.

Sendo assim, compreende-se o motivo da elaboração dos modelos de parametrização que, desenvolvidos pela ANEEL, agrupam as empresas em clusters semelhantes para que elas possam se comparar e reduzir seus níveis de perdas constantemente.

Desta forma, na aplicação do método e análise de estudo buscou-se adotar padrões semelhantes a ANEEL, por meio de variáveis que pudessem apresentar resultados equivalentes e conclusões relacionadas com o que a literatura referente ao tema aborda.

Portanto, verificou-se que as perdas técnicas oferecem maior maleabilidade no tratamento estatístico dos dados, uma vez que, as suas informações estão disponíveis em uma granularidade mais elevada do que as perdas não técnicas. Em relação as perdas não técnicas, verificou-se que variáveis socioeconômicas, atreladas a área de concessão, não são mensuradas pelas empresas, como por exemplo: renda per capita, violência, coleta de lixo e entre outras. Este é um ponto a ser analisado por elas, uma vez que, elas assumem está análise a responsabilidade do órgão regulador, contabilizando as suas perdas não técnicas apenas pela diferença entre o total de perdas e o aferido em relação as perdas não técnicas. Para isso, em trabalhos e estudos futuros os indicadores de razão de valores desenvolvidos podem ser mais estudados e associados entre si, talvez, a variáveis mais relacionadas a características socioeconômicas, e modelos de regressão podem ser testados a longo prazo para validação destes indicadores, assim como a ANEEL realiza.

No geral, este estudo abordou desde as características técnicas e regulatórias relacionadas as perdas de energia até o desenvolvimento de um método estatístico, mediante a análise de uma amostra das empresas de distribuição de energia elétrica no Brasil, com o foco em reproduzir o tratamento regulatório e planejamento da operação que os órgãos reguladores do SEB realizam, abordando temas que vão além da parte técnica relacionada a engenharia mas abrangem características socioeconômicos extremamente relevantes e que devem ser consideradas em qualquer planejamento de redução de indicadores não só de perdas, mas relacionados a qualquer outro tema que está associado ao cotidiano de um engenheiro.

REFERÊNCIAS

ABRADEE. **Visão geral do setor**. Brasília: Associação brasileira de distribuidores de energia elétrica, [2022]. Disponível em: <https://www.abradee.org.br/setor-eletrico/visao-geral-do-setor/>. Acesso em 15 jul. 2022.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 342/2008**: Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2008.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 106/2015**: Metodologia de tratamento regulatório para perdas não técnicas de energia elétrica. Brasília: ANEEL, 2015.

ANEEL. **Perdas de energia elétrica na distribuição**. Brasília: ANEEL, 2021a. Disponível em: https://antigo.aneel.gov.br/documents/654800/18766993/Relat%C3%B3rio+Perdas+de+Energia_+Edi%C3%A7%C3%A3o+1-2021.pdf/143904c4-3e1d-a4d6-c6f0-94af77bac02a. Acesso em: 26 jul. 2022.

ANEEL. **Resolução Normativa nº 1.000/2021**. Brasília: ANEEL, 2021b. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren20211000.pdf>. Acesso em: 3 set. 2022.

ANEEL. **Módulo 7: Cálculo de Perdas na Distribuição**. Brasília: ANEEL, 2021c. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_6.pdf. Acesso em: 20 mar. 2022.

ANEEL. **Outorgas**. Brasília: ANEEL, 2022a. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/outorgas>. Acesso em: 15 jul. 2022.

ANEEL. **Modalidades tarifárias**. Brasília: ANEEL, 2022b. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/tarifas/entenda-a-tarifa/modalidades-tarifarias>. Acesso em: 15 dez. 2022.

ANEEL. **A ANEEL**. Brasília: ANEEL, 2022c. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/acesso-a-informacao/institucional/a-aneel>. Acesso em: 08 out. 2022.

ANEEL. **Contratos de concessão e permissão de distribuição**. Brasília: ANEEL, 2022d. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/contratos-de-concessao-e-permissao>. Acesso em: 08 out. 2022.

ANEEL. **Perdas de energia**. Brasília: ANEEL, 2022e. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/distribuicao/perdas-de-energia>. Acesso em: 08 out. 2022.

ANEEL. **Submódulo 2.6: Perdas de energia e irrecuperáveis**. Brasília: ANEEL, 2022f. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren20221003_Proret_Submod_2_6_V2_0C.pdf. Acesso em: 20 mar 2022.

BERNARDON, D. P. **Perdas técnicas e comerciais de energia elétrica em sistemas de distribuição**. Rio Grande do Sul: Bernadon, 2015. Disponível em: <http://www.mfap.com.br/pesquisa/arquivos/20081210144723-29569.pdf>. Acesso em: 26 jun. 2022.

CAPCS. **Estatística descritiva**. Rio de Janeiro: CAPCS, [2019]. Disponível em: <http://www.capcs.uerj.br/estatistica-descritiva>. Acesso em: 15 dez. 2022.

CARVALHO, E. D. *et al.* **Estudo Comparativo de Fluxo de Potência em Linhas de Transmissão de Energia Elétrica**. São Paulo: Carvalho *et al.*, 2021. Disponível em: <https://www.usf.edu.br/galeria/getImage/768/2585232920134876.pdf>. Acesso em: 08 set. 2022.

CASTRO, N. J. *et al.* **Perdas não técnicas na distribuição de energia: o caso da light**. Rio de Janeiro: Publit Soluções Editoriais, 2019.

CAVAGNOLI, L. C. *et al.* **Cálculo de fluxo de potência na distribuição com rotação de eixos**. Paraná: Cavagnoli, 2011. Disponível em: <https://docplayer.com.br/21711716-Calculo-de-fluxo-de-potencia-na-distribuicao-com-rotacao-de-eixos.html>. Acesso em: 15 jun. 2022.

CGIE. **Avaliação das perdas no sistema elétrico brasileiro**. Brasília: CGIE, 2017. Disponível em: [https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-610/NT%20GT%20Perdas%20-%20Vers%C3%A3o%20Final%20\(1\).pdf](https://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-610/NT%20GT%20Perdas%20-%20Vers%C3%A3o%20Final%20(1).pdf). Acesso em: 3 set. 2021.

CHAVES, A. C. *et al.*; **As Perdas não Técnicas no Setor de Distribuição Brasileiro: uma Abordagem Regulatória**. São Paulo: D7 Editora, 2019.

CHEIN, F. **Introdução aos modelos de regressão linear: um passo inicial para compreensão da econometria como uma ferramenta de avaliação de políticas públicas**. Brasília: Enap, 2019.

ELGERD, O. I.; **Introdução à teoria de sistemas de energia elétrica**., Nova Iorque: McGraw-Hill, 1981.

ENDEAVOR. **KPI: como medir o que importa no seu negócio**. São Paulo: Endeavor, 2021. Disponível em: <https://endeavor.org.br/estrategia-e-gestao/kpi/>. Acesso em: 15 Dez. 2022.

ENERGÊS. **Diferença entre linha de distribuição e transmissão**. São Paulo: Energês, 2021. Disponível em: <https://energes.com.br/diferenca-entre-linha-de-distribuicao-e-transmissao/#:~:text=Resumindo%3A,em%20qualquer%20canto%20do%20Brasil!mapas>. Acesso em: 15 Dez. 2022.

FACCHIN, S. **Técnicas de análise multivariável aplicadas ao desenvolvimento de analisadores virtuais**. Rio Grande do Sul: Facchin, 2005. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/8294/000572864.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 25 mar. 2022

KESSLER, M. R. **A Regulação Econômica no Setor Elétrico Brasileiro: Teoria e Evidências**. Rio Grande do Sul: Kessler, 2007. Disponível em: <https://lume.ufrgs.br/bitstream/handle/10183/11533/000615873.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 15 jul. 2022.

MACEDO, S. A. D. **Contribuição relativa à influência do efeito corona no desempenho de linhas de transmissão frente a descargas atmosféricas**. Minas Gerais: Macedo, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/37335/1/Contribui%C3%A7%C3%A3o%20Relativa%20%C3%A0%20Influ%C3%Aancia%20do%20Efeito%20Corona%20no%20Desempenho%20de%20Linhas%20de%20Transmiss%C3%A3o%20Frente%20a%20Descargas%20Atmosf%C3%A9ricas%20-%20Sany%20Macedo.pdf>. Acesso em: 25 out. 2022.

MARINELA, F. **Direito administrativo**. 3. ed. Rio de Janeiro: Editora PODIVM, 2007.

MOURA, A. P. **Análise de Fluxo de Carga em Sistemas de Potência**: engenharia de sistemas de potência. São Paulo: Artliber, 2018.

MME. **Boletim Mensal de Monitoramento do Sistema Elétrico Brasileiro de Outubro de 2022**. Brasília: MME, 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/secretarias/energia-eletrica/publicacoes/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico/2022/boletim-de-monitoramento-do-sistema-eletrico-outubro-2022.pdf/@@download/file/Boletim%20de%20Monitoramento%20do%20Sistema%20El%C3%A9trico%20-%20Outubro-2022.pdf>. Acesso em: 20 nov. 2022.

OLIVEIRA FILHO, M. L.; **A utilização da regressão linear como ferramenta estratégica para a projeção dos custos produção**. São Paulo: Oliveira filho, 2002. Disponível em: <https://anaiscbc.emnuvens.com.br/anais/article/view/2762/2762>. Acesso em: 20 nov. 2022.

ONS. **O que é o SIN**. Rio de Janeiro: ONS, 2023a. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em: 15 Dez. 2022.

ONS. **Mapas**. Rio de Janeiro: ONS, 2023b. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/mapas>. Acesso em: 15 dez. 2022.

ONS. **O sistema em números**. Rio de Janeiro: ONS, 2023c. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 15 dez. 2022.

PAUL, J. S. **Análise dos parâmetros regulatórios no cálculo das perdas técnicas: Estudo de caso na celesc distribuição**. Santa Catarina: Paul, 2021. Disponível em: <https://repositorio.ifsc.edu.br/bitstream/handle/123456789/2347/2021.10.08%20Disserta%C3%A7%C3%A3o%20J%C3%BAlia.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 08 de jan. 2022.

PIOTROWSKI, L. J. *et al.* **Análise das Perdas de Energia no Sistema Elétrico de Distribuição Brasileiro**. Disponível em: <https://repositorio.ufsm.br/bitstream/handle/1/21753/012%20-%20Ana%CC%81lise%20das%20Perdas%20de%20Energia%20no%20Sistema%20Ele%CC%81trico%20de%20Distribuic%CC%A7a%CC%83o%20Brasileiro.pdf?sequence=1&isAllowed=y>. Acesso em: 20 nov. 2022.

Shleifer, A. A Theory of Yardstick Competition. **Rand Journal of Economics**, Cambridge, v. 16, n. 3, 1985.