



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

JOSÉ APARECIDO CAVALCANTE

**AVALIAÇÃO DE OPORTUNIDADES PARA O GERENCIAMENTO
DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM CENÁRIOS
COM BAIXA DISPONIBILIDADE DE DADOS**

CAMPINAS

2023



Universidade Estadual de Campinas
Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação

JOSÉ APARECIDO CAVALCANTE

**AVALIAÇÃO DE OPORTUNIDADES PARA O GERENCIAMENTO DE
TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO EM CENÁRIOS COM BAIXA
DISPONIBILIDADE DE DADOS**

Tese apresentada à Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação da Universidade Estadual de Campinas como parte dos requisitos exigidos para a obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica, na área de Energia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida

Coorientador: Dr. Ricardo Torquato Borges

Este exemplar corresponde à versão final da tese defendida pelo aluno José Aparecido Cavalcante, orientada pelo Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida e coorientada pelo Dr. Ricardo Torquato Borges.

CAMPINAS

2023

Ficha catalográfica
Universidade Estadual de Campinas
Biblioteca da Área de Engenharia e Arquitetura
Rose Meire da Silva - CRB 8/5974

C314a Cavalcante, José Aparecido, 1957-
Avaliação de oportunidades para o gerenciamento de transformadores de distribuição em cenários com baixa disponibilidade de dados / José Aparecido Cavalcante. – Campinas, SP : [s.n.], 2023.

Orientador: Madson Cortes de Almeida.
Coorientador: Ricardo Torquato Borges.
Tese (doutorado) – Universidade Estadual de Campinas, Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação.

1. Gestão de ativos. 2. Perdas elétricas. 3. Energia elétrica - Distribuição. 4. Vida útil (Engenharia). 5. Transformadores elétricos. 6. Viabilidade econômica. I. Almeida, Madson Cortes de, 1973-. II. Borges, Ricardo Torquato, 1989-. III. Universidade Estadual de Campinas. Faculdade de Engenharia Elétrica e de Computação. IV. Título.

Informações Complementares

Título em outro idioma: Evaluation of opportunities for the management of distribution transformers in scenarios with low data availability

Palavras-chave em inglês:

Asset management
Electrical losses
Electric energy - distribution
Useful Life (Engineering)
Electrical transformers
Economically viable

Área de concentração: Energia Elétrica

Titulação: Doutor em Engenharia Elétrica

Banca examinadora:

Madson Cortes de Almeida [Orientador]
Ahda Pionkoski Grilo Pavani
Mauricio Barbosa de Camargo Salles
Benedito Donizeti Bonatto
Tiago Rodarte Ricciardi

Data de defesa: 12-05-2023

Programa de Pós-Graduação: Engenharia Elétrica

Identificação e informações acadêmicas do(a) aluno(a)

- ORCID do autor: <https://orcid.org/0000-0002-0638-1866>

- Currículo Lattes do autor: <https://lattes.cnpq.br/4796758665111835>

COMISSÃO JULGADORA - TESE DE DOUTORADO

Candidato: José Aparecido Cavalcante RA: 918295

Data da Defesa: 12 de maio de 2023

Título da Tese: Avaliação de Oportunidades para o Gerenciamento de Transformadores de Distribuição em Cenários com Baixa Disponibilidade de Dados

Prof. Dr. Madson Cortes de Almeida (Presidente, FEEC/UNICAMP)

Profa. Dra. Ahda Pionkoski Grilo Pavani (CECS/UFABC)

Prof. Dr. Maurício Barbosa de Camargo Salles (POLI/USP)

Dr. Tiago Rodarte Ricciardi (FEEC/UNICAMP)

Prof. Ph.D. Benedito Donizeti Bonatto (FEEC/UNICAMP)

A ata de defesa, com as respectivas assinaturas dos membros da Comissão Julgadora, encontra-se no processo de vida acadêmica do aluno.

AGRADECIMENTOS

Ao meu orientador, Dr. Madson Cortes de Almeida, por toda atenção, interesse, paciência e ajuda incondicional.

Ao coorientador Dr. Ricardo Torquato Borges, pelo apoio e ajuda incondicional na revisão e direcionamento do trabalho.

Aos amigos e Professores, Dr. Walmir De Freitas Filho e Dr. Luiz Carlos P. da Silva, pelo convite em retornar à “casa”, incentivo e interesse pelo tema apresentado.

À Universidade Estadual de Campinas, pela estrutura de ensino.

À empresa de energia CPFL, onde passei meus 38 anos de aprendizado e que me deu estrutura e conhecimento, para o desenvolvimento deste trabalho e aos gestores que me propiciaram espaço para o objetivo a ser alcançado.

A minha esposa, Fátima, e meus filhos, Pérsio e Victor, pelo apoio e incentivo no dia a dia do desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos de trabalho e estudos, tais como Vagner Vasconcelos pela ajuda incondicional, Luís René Manhães, José Roberto Panágio, Antonio Claudinei Simões, Luiz Henrique Tenório Bandória, Bruno Cortes e outros, que direta ou indiretamente me ajudaram e apoiaram na concretização deste trabalho.

À CPFL Energia, pela colaboração ao longo do desenvolvimento desta tese de doutorado via o projeto de P&D ANEEL PD-00063-3085/2022, intitulado “Requisitos Mínimos de Funções de Proteção Anti-ilhamento e de Curvas de Regulação de Geradores Distribuídos”.

À Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de São Paulo (FAPESP) que apoiou este trabalho através do Centro Paulista de Estudos da Transição Energética (CPTEn, processo nº 2021/11380-5).

E, finalmente, aos meus pais, *in memoriam* meu pai e a DEUS, que sempre nos ampara e provê oportunidades, e pelo privilégio de ter tamanha experiência e, ao frequentar este curso, ver novos horizontes para alcançar meu projeto de vida. Gratidão a todos!

RESUMO

Transformadores de distribuição representam uma das principais classes de ativos das distribuidoras de energia elétrica, visto que existem em grande número (centenas de milhares) e equivalem a 18% dos ativos imobilizados nas redes de distribuição, sendo responsáveis por quase metade das perdas técnicas nos circuitos de média e baixa tensão. Portanto, seu gerenciamento adequado é essencial para a operação eficiente dos circuitos de distribuição. Neste contexto, o objetivo desta tese é desenvolver e apresentar metodologias de análises para auxiliar as concessionárias no diagnóstico do estado de operação de seu parque de transformadores e na definição de estratégias para melhorar a gestão destes equipamentos, tanto do ponto de vista técnico quanto do ponto de vista financeiro. Inicialmente, esta tese apresenta um diagnóstico detalhado dos níveis de carregamento e de perdas técnicas do parque de transformadores de duas distribuidoras de grande porte brasileiras, com parques de cerca de 100 mil e 200 mil transformadores, respectivamente. É observado que mais de 70% dos transformadores das distribuidoras analisadas operam subcarregados e possuem eficiência inferior a transformadores mais modernos, disponíveis comercialmente. Este resultado indica que existe grande margem para redução da capacidade dos transformadores empregados nas redes e, conseqüentemente, das perdas em vazio da distribuidora. Com isso, são avaliados os custos e benefícios (técnicos e financeiros) da substituição de transformadores existentes por outros mais eficientes, e do remanejamento de transformadores para reduzir o número de equipamentos sub e sobrecarregados. Os resultados indicam que o custo destas estratégias é mais de 10 vezes superior aos seus benefícios com redução de perdas técnicas. Além disto, do ponto de vista regulatório, é mais vantajoso para a distribuidora reformar os transformadores existentes que eventualmente apresentem defeito do que adquirir transformadores novos. Portanto, conclui-se ser inviável do ponto de vista econômico para uma empresa substituir todo seu parque de transformadores em curto espaço de tempo. Esta tese mostra, no entanto, que existem oportunidades para tornar este processo de modernização do parque economicamente viável, desde que ele seja realizado gradualmente, em equipamentos específicos conforme seu estágio de depreciação.

Palavras-Chave: gestão de ativos, perdas elétricas, sistemas de distribuição de energia elétrica, transformadores de distribuição.

ABSTRACT

Distribution transformers are one of the main assets of power distribution utilities, as they are installed in large numbers (hundreds of thousands) and are equivalent to 18% of fixed assets on the distribution circuits, accounting for almost half of the technical losses on medium and low voltage circuits. Therefore, its proper management is essential for the more efficient operation of distribution systems. In this context, the main objective of this thesis is to provide a methodology for analyses and strategies that can help distribution utilities to diagnose the operation status of its transformers and define strategies to improve the management of these assets both from technical and economical viewpoints. Initially, this thesis presents a detailed diagnosis of the loading levels and technical losses of the distribution transformers of two large Brazilian distribution utilities, with about 100 thousand and 200 thousand transformers, respectively. It is shown that over 70% of the transformers operating underloaded have presented lower efficiencies if compared to modern transformers, commercially available. This result indicates that there is a large margin to reduce the total transformation capacity of the circuits and, consequently, reduce its no-load losses. Then, an analysis is conducted to obtain the costs and benefits (technical and economical) of replacing existing transformers by more efficient ones, and of relocating transformers on the circuit to reduce the number of under and overloaded devices. Results reveal that the cost of these actions is more than 10 times higher than its benefits on technical loss reduction. In addition, from a regulatory standpoint, it is more attractive for the utility to renovate existing transformers with potential risks, than to purchase new ones. Therefore, it is concluded that it is not viable from an economic perspective for a distribution utility to replace all its transformers in a short timeframe. This thesis shows, however, that there are opportunities to make this modernization process economically viable, if it is undertaken gradually, on specific devices according to their depreciation stage.

Keywords: asset management, electrical losses, power distribution systems, distribution transformers.

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Exemplo de curva de carga típica residencial (valor médio e desvio padrão) [13].....	23
Figura 2.2: Obtenção da curva de carga do posto transformador [14].	25
Figura 2.3: Curva de isolamento por unidade de vida do transformador [23].	29
Figura 2.4: Comportamento da temperatura do ponto mais quente do transformador em um dia [14].....	33
Figura 3.1: Carta Patente do Transformador Verde (INPI).	46
Figura 3.2: Transformadores de distribuição – Comparação de eficiência a 50% de carga para diferentes especificações de perdas [42].....	52
Figura 3.3: Probabilidade Acumulada – Transformadores Monofásicos e Trifásicos (Desenvolvimento próprio).....	55
Figura 3.4: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores monofásicos (Desenvolvimento próprio).	57
Figura 3.5: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores trifásicos (Desenvolvimento próprio).....	57
Figura 3.6: Probabilidade Acumulada – Transformadores Monofásicos 15 e 24,2 kV (Desenvolvimento próprio).....	60
Figura 3.7: Probabilidade Acumulada – Transformadores Trifásicos 15 e 24,2 kV (Desenvolvimento próprio).....	60
Figura 3.8: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores monofásicos de 15 kV (Desenvolvimento próprio).....	62
Figura 3.9: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores monofásicos de 24,2 kV (Desenvolvimento próprio).....	62
Figura 3.10: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores trifásicos de 15 kV (Desenvolvimento próprio).	63
Figura 3.11: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores trifásicos de 24,2 kV (Desenvolvimento próprio).	63
Figura 4.1: Estimador de Demandas de Consumidores (Interno).	96
Figura 4.2: Fluxograma do Processo de Gerenciamento dos Transformadores de Distribuição – Etapas Iniciais. (Desenvolvimento próprio)	112

Figura 4.3: Fluxograma do Processo de Gerenciamento dos Transformadores de Distribuição – Etapas Finais. (Desenvolvimento próprio)	113
Figura 4.4: Transformadores monofásicos – Fluxo de caixa acumulado para os transformadores novos e existentes. (Desenvolvimento próprio)	114
Figura 4.5: Transformadores trifásicos – Fluxo de caixa acumulado para os transformadores novos e existentes. (Desenvolvimento próprio)	115
Figura 4.6: Transformadores monofásicos – Tempo necessário para o fluxo de caixa acumulado dos novos transformadores para superar os existentes. (Desenvolvimento próprio)	116
Figura 4.7: Transformadores trifásicos – Tempo necessário para o fluxo de caixa acumulado dos novos transformadores para superar os existentes. (Desenvolvimento próprio)	116
Figura 5.1: Composição da tarifa de energia elétrica no Brasil [48].	119
Figura 5.2: Composição da tarifa de energia elétrica no Brasil [49].	119
Figura 5.3: Viabilidade econômica de Aquisição x Reforma de Transformadores (Desenvolvimento próprio).....	142

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1: Parque de transformadores de distribuidoras brasileiras em 2017.	34
Tabela 2.2: Nível de carregamento dos transformadores monofásicos - Distribuidora A.	35
Tabela 2.3: Nível de carregamento dos transformadores trifásicos - Distribuidora A. .	36
Tabela 2.4: Nível de carregamento dos transformadores monofásicos - Distribuidora B.	37
Tabela 2.5: Nível de carregamento dos transformadores trifásicos - Distribuidora B. .	37
Tabela 3.1: Transformador de distribuição monofásico - tensão máxima 15 kV.....	40
Tabela 3.2: Transformador de distribuição monofásico - tensão máxima 24,2 kV.....	41
Tabela 3.3: Transformador de distribuição trifásico - tensão máxima 15 kV.	42
Tabela 3.4: Transformador de distribuição trifásico - tensão máxima 24,2 kV.	43
Tabela 3.5: Perdas elétricas nominais totais e em vazio de transformadores verdes monofásicos.	47
Tabela 3.6: Perdas elétricas nominais totais e em vazio de transformadores verdes trifásicos.....	47
Tabela 3.7: Comparação entre perdas em transformadores monofásicos verdes e convencionais com nível de eficiência E.....	48
Tabela 3.8: Comparação entre perdas em transformadores trifásicos verdes e convencionais com nível de eficiência E.....	48
Tabela 3.9: Transformadores Monofásicos – Valores Nominais de Perdas Técnicas....	51
Tabela 3.10: Transformadores Trifásicos – Valores Nominais de Perdas Técnicas	51
Tabela 3.11: Tarifas para cálculo do custo de perdas técnicas.	53
Tabela 3.12: Perdas em vazio (ferro) de transformadores monofásicos de 15 kV.....	56
Tabela 3.13: Perdas mensais em transformadores monofásicos da Distribuidora A.....	58
Tabela 3.14: Perdas mensais em transformadores trifásicos da Distribuidora A.	58
Tabela 3.15: Perdas em vazio (ferro) de transformadores monofásicos de 15 kV.....	61
Tabela 3.16: Perdas mensais em transformadores monofásicos da Distribuidora B.....	64
Tabela 3.17: Perdas mensais em transformadores trifásicos da Distribuidora B.	64
Tabela 4.1: Fator de emissão de consumo elétrico.	65
Tabela 4.2: Fator de emissão de CO ₂ na produção de materiais.	66
Tabela 4.3: Quantidade de CO ₂ eq evitados	66

Tabela 4.4: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos nível E e D.	68
Tabela 4.5: Custos anuais com perdas elétricas de transformadores existentes – nível E.....	69
Tabela 4.6: Custos anuais com perdas elétricas de transformadores nível D.....	70
Tabela 4.7: Custos de aquisição de transformadores trifásicos nível D.	70
Tabela 4.8: Custos de aquisição de transformadores monofásicos nível D.....	71
Tabela 4.9: Comparação dos custos de aquisição de transformadores com custos evitados anualmente com perdas técnicas.....	71
Tabela 4.10: Perdas elétricas diárias em transformadores monofásicos de nível E e D.	73
Tabela 4.11: Custos anuais com perdas elétricas de transformadores existentes nível E.....	74
Tabela 4.12: Custo anuais com perdas elétricas de transformadores nível D.	74
Tabela 4.13: Custos de aquisição de transformadores trifásicos com eficiência nível D.	75
Tabela 4.14: Custos de aquisição de transformadores monofásicos com eficiência nível D.	76
Tabela 4.15: Comparação dos custos de aquisição de transformadores com custos evitados anualmente com perdas técnicas.	77
Tabela 4.16: Influência dos transformadores nas perdas totais de cada distribuidora. ..	77
Tabela 4.17: Perdas totais e percentuais de participação.....	78
Tabela 4.18: Quantidade de transformadores verdes instalados em 2017/2018.....	79
Tabela 4.19: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores Verdes.	81
Tabela 4.20: Custos anual com perdas elétricas considerando transformadores existentes – Nível E.....	82
Tabela 4.21: Custo anual com perdas elétricas considerando transformadores Verdes.	82
Tabela 4.22: Custos de aquisição de transformadores trifásicos verdes.....	83
Tabela 4.23: Custos de aquisição de transformadores monofásicos verdes.	83
Tabela 4.24: Comparação dos custos de aquisição de transformadores com custos evitados anualmente com perdas técnicas.	84
Tabela 4.25: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e Verdes.	85
Tabela 4.26: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores existentes – nível E.....	86

Tabela 4.27: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores verdes.....	86
Tabela 4.28: Custos de aquisição de transformadores trifásicos verdes.....	87
Tabela 4.29: Custos de aquisição de transformadores monofásicos verdes.	87
Tabela 4.30: Comparação dos custos de aquisição x custos anuais evitados com perdas técnicas.	88
Tabela 4.31: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados Verdes.	90
Tabela 4.32: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores existentes – Nível E.	91
Tabela 4.33: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores nível D redimensionados.	92
Tabela 4.34: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores verdes redimensionados.	92
Tabela 4.35: Custos para substituir transformadores monofásicos 15 kV.	93
Tabela 4.36: Custos para substituir transformadores trifásicos 15 kV.	94
Tabela 4.37: Quantidades e custos de aquisição e descarte transformadores monofásicos 15 kV.	94
Tabela 4.38: Quantidades e custos de aquisição e descarte transformadores trifásicos 15 kV.	95
Tabela 4.39: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados Verdes – Classe 15 kV.	97
Tabela 4.40: Custos anuais com perdas considerando transformadores existentes – 15 e 24,2 kV.....	98
Tabela 4.41: Custo anuais com perdas elétricas considerando transformadores nível D redimensionados – classes 15 e 24,2 kV.	99
Tabela 4.42: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores verdes redimensionados – classes 15 e 24,2 kV.	99
Tabela 4.43: Custos para substituir transformadores trifásicos 15 e 24,2 kV.	100
Tabela 4.44: Custos para substituir transformadores monofásicos 15 e 24 kV.....	100
Tabela 4.45: Quantidades e custos de aquisição e descarte transformadores trifásicos 15 e 24,2 kV.....	101
Tabela 4.46: Quantidades e custos de aquisição e descarte transformadores monofásicos 15 e 24,2 kV.....	101

Tabela 4.47: Transformadores monofásicos com perdas mensais em vazio superiores ao consumo mensal (CM).....	102
Tabela 4.48: Transformadores trifásicos com perdas mensais em vazio superiores ao consumo mensal (CM).....	103
Tabela 4.49: Viabilidade econômica para substituição de transformadores monofásicos com perda vazio > 100% consumo mensal.	103
Tabela 4.50: Viabilidade econômica para substituição de transformadores trifásicos com perda vazio > 100% consumo mensal.	104
Tabela 4.51: Transformadores monofásicos com perdas mensais em vazio superiores ao consumo mensal (CM) – 15 e 24,2 kV.....	106
Tabela 4.52: Transformadores trifásicos com perdas mensais em vazio superiores ao consumo mensal (CM) – 15 e 24,2 kV.....	106
Tabela 4.53: Viabilidade econômica para substituição de transformadores monofásicos com perda vazio > 100% consumo mensal.	108
Tabela 4.54: Viabilidade econômica para substituição de transformadores trifásicos com perda vazio > 100% consumo mensal.	110
Tabela 4.55: Resumo dos resultados desta análise	117
Tabela 5.1: Composição Tarifária - Parcela A (ANEEL, RTP 2018).	121
Tabela 5.2: Composição Tarifária - Parcela B (ANEEL, RTP 2018).	122
Tabela 5.3: Parâmetros para etiquetagem de transformadores de distribuição em líquido isolante.....	127
Tabela 5.4: Tensões de atendimento nas unidades consumidoras BT de acordo com o PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (no ponto de entrega).	129
Tabela 5.5: Características do transformador novo.	130
Tabela 5.6: Característica do transformador convencional (óleo mineral)	131
Tabela 5.7: Dados contábeis.....	131
Tabela 5.8: Dados Operacionais e Regulatórios.....	131
Tabela 5.9: Custos de mão de obra para instalar, retirar, substituir e reinstalar transformadores.	132
Tabela 5.10: Equacionamento do Fluxo de Caixa Descontado Acumulado	134
Tabela 5.11: Receitas, despesas e EBITDA considerando o cenário AS IS.	136
Tabela 5.12: Depreciação deflacionada considerando cenário AS IS.	136
Tabela 5.13: LAIR considerando cenário AS IS.	137
Tabela 5.14: Lucro líquido considerando cenário AS IS.....	137

Tabela 5.15: Valor presente líquido considerando cenário AS IS.....	138
Tabela 5.16: Estudo de viabilidade econômica da aquisição de transformador verde novo (cenário TO BE).	140
Tabela 5.17: Resultado da análise da viabilidade econômica dos cenários avaliados.	141
Tabela 5.18: Resultado da viabilidade econômica	142
Tabela 7.1: Perdas em vazio (ferro) de transformadores trifásicos de 15 kV.	156
Tabela 7.2: Perdas em carga (cobre) de transformadores monofásicos de 15 kV.....	157
Tabela 7.3: Perdas em carga (cobre) de transformadores trifásicos de 15 kV.	158
Tabela 7.4: Perdas em vazio (ferro) de transformadores monofásicos de 24,2 kV.....	160
Tabela 7.5: Perdas em vazio (ferro) de transformadores trifásicos de 15 kV.	161
Tabela 7.6: Perdas em vazio (ferro) de transformadores trifásicos de 24,2 kV.	162
Tabela 7.7: Perdas em carga (cobre) de transformadores monofásicos de 15 kV.....	163
Tabela 7.8: Perdas em carga (cobre) de transformadores monofásicos de 24,2 kV.....	164
Tabela 7.9: Perdas em carga (cobre) de transformadores trifásicos de 15 kV.	165
Tabela 7.10: Perdas em carga (cobre) de transformadores trifásicos de 24,2 kV.	166
Tabela 7.11: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos nível E e D.....	167
Tabela 7.12: Perdas elétricas diárias em transformadores trifásicos de nível E e D. ...	168
Tabela 7.13: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores Verdes.	169
Tabela 7.14: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e Verdes.	170
Tabela 7.15: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores redimensionados Verdes.	172
Tabela 7.16: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D.	173
Tabela 7.17: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D.	174
Tabela 7.18: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos nível E e transformadores redimensionados Verdes – Classe 24,2 kV.	176
Tabela 7.19: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores Verdes – Classe 15 kV.....	177
Tabela 7.20: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores Verdes – Classe 24,2 kV.....	178

Tabela 7.21: Perdas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D – Classe 15 kV	179
Tabela 7.22: Perdas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D – Classe 24,2 kV.	180
Tabela 7.23: Perdas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D – Classe 15 kV.	181
Tabela 7.24: Perdas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D – Classe 24,2 kV.	182

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	19
1.1	OBJETIVOS.....	19
1.2	ORGANIZAÇÃO DA TESE	21
1.3	TRABALHO RESULTANTE DOS ESTUDOS DESTA TESE	21
2	CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO..	22
2.1	CÁLCULO DE CARREGAMENTO A PARTIR DE DEMANDA.....	22
2.2	CÁLCULO DE CARREGAMENTO A PARTIR DE EXPECTATIVA DE VIDA.....	27
2.3	RESULTADOS E ANÁLISES.....	33
3	PERDAS TÉCNICAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO .	38
3.1	PERDAS TÉCNICAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	38
3.1.1	<i>Transformadores Verdes</i>	44
3.1.2	<i>Transformadores Amorfos</i>	49
3.2	DISTRIBUIDORA A	53
3.3	DISTRIBUIDORA B.....	58
4	ESTRATÉGIAS PARA EFICIENTIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO.....	65
4.1	ALTERNATIVA 1: SUBSTITUIÇÃO POR TRANSFORMADORES DE NÍVEL DE EFICIÊNCIA SUPERIOR	67
4.1.1	<i>Distribuidora A</i>	67
4.1.2	<i>Distribuidora B</i>	71
4.2	ALTERNATIVA 2: SUBSTITUIÇÃO POR TRANSFORMADORES VERDES	79
4.2.1	<i>Distribuidora A</i>	79
4.2.2	<i>Distribuidora B</i>	84
4.3	REDIMENSIONAMENTO DE TRANSFORMADORES	88
4.3.1	<i>Distribuidora A</i>	89
4.3.2	<i>Distribuidora B</i>	96
4.4	GESTÃO DIRECIONADA DE TRANSFORMADORES COM ENERGIA PASSANTE MENOR QUE PERDAS NO FERRO	101
4.4.1	<i>Distribuidora A</i>	102
4.4.2	<i>Distribuidora B</i>	105

4.4.3	<i>Fluxo do Processo de Remanejamento de Transformadores</i>	112
4.4.4	<i>Análise de Sensibilidade</i>	113
5	ANÁLISE REGULATÓRIA PARA EFICIENTIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES	118
5.1	CENÁRIO REGULATÓRIO VIGENTE – COMPOSIÇÃO DA TARIFA DE ENERGIA .	118
5.1.1	<i>Ativos Elétricos e Cadastro Patrimonial</i>	122
5.1.2	<i>Método de Avaliação</i>	123
5.1.3	<i>Quota de Reintegração Regulatória</i>	124
5.2	CONDIÇÕES PARA SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	124
5.2.1	<i>Vida Útil dos Equipamentos Elétricos da Distribuição</i>	125
5.2.2	<i>Reforma de Transformadores de Distribuição</i>	126
5.2.3	<i>Alienação/Sucateamento</i>	126
5.2.4	<i>Carregamento (sobrecarregado/subcarregado)</i>	127
5.3	SUBSTITUIÇÃO DE TRANSFORMADORES NO CENÁRIO REGULATÓRIO ATUAL	129
5.3.1	<i>Dados para Análise de Viabilidade Econômica</i>	130
5.3.2	<i>Análise de Viabilidade Econômica: Aquisição de Transformador Verde vs. Reforma de Transformador Convencional</i>	132
5.4	DISCUSSÃO	142
6	CONCLUSÕES	145
6.1	TRABALHOS FUTUROS	146
7	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	148
	APÊNDICE A – PERDAS TÉCNICAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – DISTRIBUIDORA A	155
	APÊNDICE B – PERDAS TÉCNICAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – DISTRIBUIDORA B	159
	APÊNDICE C – COMPARAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – NÍVEL DE EFICIÊNCIA E X NÍVEL DE EFICIÊNCIA D – DISTRIBUIDORA A	167
	APÊNDICE D – COMPARAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – NÍVEL DE EFICIÊNCIA E X NÍVEL DE EFICIÊNCIA D – DISTRIBUIDORA B	168

APÊNDICE E – COMPARAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – NÍVEL DE EFICIÊNCIA E X TRANSFORMADORES VERDES – DISTRIBUIDORA A.....	169
APÊNDICE F – COMPARAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – NÍVEL DE EFICIÊNCIA E X TRANSFORMADORES VERDES – DISTRIBUIDORA B	170
APÊNDICE G – REDIMENSIONAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – DISTRIBUIDORA A.....	171
APÊNDICE H – REDIMENSIONAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – DISTRIBUIDORA B	175

1 INTRODUÇÃO

Transformadores de distribuição representam uma das principais classes de ativos das distribuidoras visto que existem em grande número (centenas de milhares) nas redes de distribuição [1]. Por exemplo, distribuidoras de grande porte das regiões sul e sudeste do Brasil possuem parques com cerca de 100 a 200 mil transformadores [1], correspondendo a ativos que podem ser valorados em até R\$ 1,3 bilhão para as distribuidoras em estudo, representando 18% dos ativos imobilizados na distribuidora com maior número de transformadores. Além disso, os transformadores são responsáveis por quase metade das perdas técnicas nos circuitos de média e baixa tensão [3]-[5]. Isto ocorre principalmente devido às perdas no núcleo (também denominadas perdas no ferro) desses equipamentos, as quais são relativamente constantes e iguais ao valor nominal para qualquer nível de carregamento do transformador. Ou seja, mesmo que o transformador esteja operando com baixo carregamento, as perdas no ferro existem e são praticamente iguais aos valores das perdas nominais do transformador.

Portanto, o gerenciamento adequado desses equipamentos leva a uma operação mais eficiente dos sistemas de distribuição, com o potencial de trazer ganhos financeiros não apenas para a distribuidora, que pode tornar sua rede mais eficiente e com menos custos de manutenção, mas para o consumidor, visto que a redução dos custos de investimentos, manutenção e perdas na rede de distribuição contribui para a redução da tarifa de energia elétrica [6]. Neste contexto, é fundamental que distribuidoras de energia elétrica conheçam de forma profunda o cenário de uso, custos envolvidos e potenciais ações para modernização contínua de seu parque de transformadores. Com este conhecimento detalhado, tanto do ponto de vista técnico (melhoria da eficiência dos transformadores) quanto do ponto de vista econômico (viabilidade econômica de implementar potenciais melhorias), torna-se possível o desenvolvimento e adoção de metodologias sistemáticas e robustas para o gerenciamento adequado deste ativo [7]-[10].

1.1 Objetivos

O principal objetivo desta tese consiste em desenvolver uma metodologia para a análise de alternativas para melhoria da gestão do parque de transformadores de distribuição instalados em redes de distribuição de energia elétrica brasileiras. Isto é fundamental para estabelecer um procedimento viável e adequado tanto para as

distribuidoras, que podem aumentar a eficiência de sua rede, quanto para os consumidores, que podem se beneficiar com redução da tarifa de energia devido à rede elétrica mais eficiente. Este objetivo pode ser organizado nos seguintes itens:

- Apresentar um diagnóstico detalhado do cenário de operação atual dos transformadores de distribuição, tanto do ponto de vista de níveis de carregamento, quanto do ponto de vista de contribuição para as perdas técnicas da rede (eficiência). Este diagnóstico é utilizado para guiar as etapas seguintes desta tese;
- Avaliar estratégias de efficientização do parque de transformadores, considerando tanto a substituição dos transformadores existentes por outros mais eficientes, quanto o remanejamento dos transformadores existentes para reduzir o número de equipamentos sub e sobrecarregados;
- Analisar, considerando a regulação brasileira vigente, quais as estratégias possíveis e financeiramente viáveis para modernização do parque de transformadores de uma concessionária de distribuição.

Todos os estudos, análises e metodologias desenvolvidas nesta tese empregam dados reais de duas distribuidoras brasileiras de grande porte, uma com cerca de 200.000 transformadores e característica predominantemente urbana, e outra com cerca de 100.000 transformadores e característica predominantemente rural. Tal análise de grande porte é essencial para que os resultados e conclusões obtidas sejam, de fato, realistas e possam contribuir para o aprimoramento dos processos de gestão de transformadores por empresas de distribuição.

Além disso, deve-se lembrar que as redes de distribuição de energia elétrica brasileiras ainda apresentam baixa disponibilidade de dados de medição tanto do ponto de vista espacial (poucos locais de medição) quanto do ponto de vista temporal (medições existentes possuem baixa granularidade), limitando as possibilidades de desenvolvimento de estratégias avançadas para controle e gestão dos ativos. Desta forma, esta tese visa identificar, avaliar e apontar direções de como o cenário brasileiro pode começar a ser beneficiado por uma gestão mais proativa do parque de transformadores das concessionárias, neste cenário de baixa disponibilidade de dados de medição.

1.2 Organização da Tese

Esta tese está organizada da seguinte forma:

- O Capítulo 2 apresenta um diagnóstico e análise detalhada do perfil de carregamento dos transformadores de distribuição de duas distribuidoras de grande porte brasileiras. No estudo, são considerados dois métodos de análise de carregamento, o carregamento a partir da demanda e o carregamento a partir da expectativa de vida;
- O Capítulo 3 apresenta um diagnóstico e análise detalhada da contribuição dos transformadores de distribuição nas perdas técnicas da empresa;
- O Capítulo 4 apresenta estratégias de aprimoramento e modernização do parque de transformadores da empresa. São avaliados os impactos da substituição dos transformadores existentes por equipamentos mais eficientes nas perdas técnicas da empresa. Também é investigado o impacto de remanejar transformadores na rede a fim de reduzir o número de equipamentos sub e sobrecarregados;
- O Capítulo 5 apresenta uma discussão das dificuldades dos pontos de vista regulatório e financeiro (custos) para a modernização do parque de transformadores de uma empresa;
- O Capítulo 6 apresenta as conclusões e considerações finais deste trabalho.

1.3 Trabalho Resultante dos Estudos desta Tese

Como parte dos estudos desta tese, o seguinte artigo foi submetido para uma revista internacional:

Cavalcante, J. A.; Torquato, R.; Cortes, B.; Bandória, L. H. T.; Almeida, M. C. (2023). *A Framework for Managing Service Transformers with Low Data Availability for the Decarbonization of Distribution Systems*. Electric Power Systems Research.

2 CARREGAMENTO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Existem duas metodologias principais aplicadas pelas distribuidoras brasileiras no cálculo do nível de carregamento admissível dos transformadores de distribuição: cálculo de carregamento a partir de demanda e da expectativa de vida dos transformadores. A primeira é aplicada na maioria das distribuidoras brasileiras e a segunda é aplicada nas distribuidoras do grupo CPFL Energia, sendo uma norma da IEEE. Este capítulo apresenta e discute estas duas metodologias.

2.1 *Cálculo de Carregamento a Partir de Demanda*

Esta metodologia consiste em estimar curvas de demanda para todos os consumidores a partir de curvas de carga típicas obtidas via campanha de medição e ajustadas pela energia consumida mensal. Em seguida, as curvas de demanda de todos os consumidores de determinada rede secundária são agregadas para obter o nível máximo de carregamento do transformador.

Primeiramente, as curvas de carga típicas dos consumidores são obtidas utilizando campanha de medição que antecede as revisões tarifárias em milhares de consumidores divididos por tipo de atividade, faixa de consumo mensal, milhares de questionários sobre hábitos de consumo e processamento estatístico [11], [12]. As medições e questionários devem ser estatisticamente representativos das características dos consumidores de toda a concessionária. Atribui-se uma curva de carga diária média e uma curva com valores de desvio padrão, ambas com resolução de 15 minutos, para cada consumidor de acordo com sua classe (residencial, comercial, industrial), tipo de atividade (banco, supermercado, padaria etc.) e consumo mensal (≤ 100 kWh, 100-220 kWh, 220-500 kWh etc.). Para exemplificar, a Figura 2.1 apresenta uma curva de carga típica de um consumidor residencial normalizada pelo seu valor médio.

Como as curvas típicas são normalizadas pela média, é possível obter o consumo típico multiplicando-se a curva de carga típica em p.u. pela demanda média de cada consumidor que é calculada a seguir:

$$D_{kW}^{media} = \frac{C_{kWh}}{720 \text{ horas}} \quad (2.1)$$

em que C_{kWh} é o consumo ajustado para um período de 30 dias.

A curva de carga em p.u. contém tanto os valores de demanda média como os desvios padrão. Tendo-se a demanda média do mês, pode-se obter os 96 pontos da curva em kW , com os respectivos desvios padrão. Como a curva é estatística, para se obter os valores finais de kW , para cada ponto, deve-se escolher quantos desvios padrão serão adotados para os pontos. Assim, para cada ponto da curva de carga, a demanda do consumidor é:

$$D_{kW}(i) = D_{pu}(i) * D_{kW}^{media} + N * \sigma(i) * D_{kW}^{media} \quad (2.2)$$

em que $\sigma(i)$ é o desvio padrão do ponto i da curva de carga e N é a quantidade de desvios adotada nos cálculos.

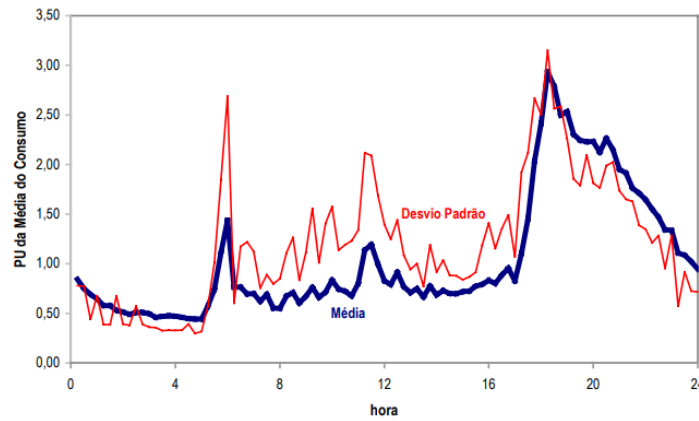


Figura 2.1: Exemplo de curva de carga típica residencial (valor médio e desvio padrão) [13].

O próximo passo consiste em agregar a demanda em cada ponto de entrega de uma rede secundária. Os pontos de entrega são os finais dos ramais de serviço e são neles que as cargas são consideradas para o cálculo de fluxo de carga na rede secundária. Deve-se lembrar que pode haver um ou mais consumidores em cada ponto de entrega. Assim, para determinar a carga de um ponto de entrega, é necessário totalizar as demandas dos consumidores ligados a ele, o que é feito através de uma soma simples das demandas dos

consumidores em cada um dos 5 patamares de carga¹ considerados, já somados a média e o desvio padrão. Esta soma é representada da seguinte forma:

$$D_{pentregai} = \sum_{j=1}^{ncons} DkVA_{consj_pati} \quad (2.3)$$

em que $ncons$ é o número de consumidores que estão sendo somados e $DkVA_{consj_pati}$ é a demanda do consumidor j no patamar i .

Para transformar os valores de kW para kVA ($kVA = kW/fp$), o fator de potência adotado é o mesmo utilizado para os consumidores (parâmetro editável, mas, em geral **utiliza-se fator de potência 0,85 indutivo**, utilizado neste estudo pela concessionária). Ao final, é armazenado o resultado da soma em cada patamar, separados por fase, visto que os consumidores normalmente não são trifásicos e provocam desequilíbrio de cargas. Nesta soma, deve-se considerar também as demandas devido à iluminação pública, considerando a demanda total das lâmpadas e reatores em kW, aplicando-se um **fator de potência padrão ($fp = 0,92$)** para se obter o kVA. Neste, a demanda de iluminação pública não possui desvio padrão, sendo considerada um valor constante consumindo toda a potência em kVA ou estando desligada durante o dia.

Na Figura 2.2 é apresentada, simbolicamente a obtenção das curvas de carga dos consumidores nos pontos de entrega.

¹ A curva de carga de 96 pontos é dividida em apenas 5 patamares para reduzir a quantidade de dados armazenada. Os 5 patamares são: madrugada (das 00:15 às 05:45), manhã (das 06:00 às 12:00), tarde (das 12:15 às 17:30), ponta (das 17:45 às 21:00) e noite (das 21:15 às 24:00). O valor de cada patamar é o valor máximo da curva de carga no intervalo correspondente a cada patamar.

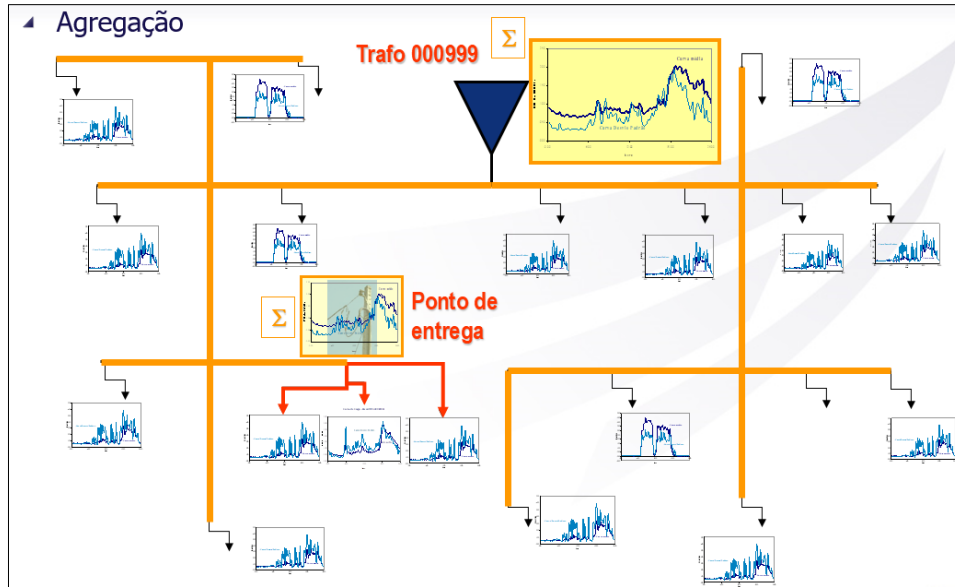


Figura 2.2: Obtenção da curva de carga do posto transformador [14].

A agregação das curvas de carga de todos os pontos de entrega para determinar a carga de um transformador é realizada considerando as curvas dos consumidores com 96 pontos. **Logo, somente após a agregação realizada ponto a ponto (a cada 15 minutos) que são obtidos os 5 patamares de carga desejados.** Desta forma, para cada um destes pontos, obtêm-se a demanda e o desvio padrão agregados. A demanda agregada inicial é:

$$D_{agregi} = \sum_{j=1}^{ncons} (Dpu_{pontoij} * D_{médiakWj}) \quad (2.4)$$

em que:

- $ncons$ é o número de consumidores que estão sendo agregados
- $Dpu_{pontoij}$ é a demanda em p.u. do consumidor j, no ponto i,
- $D_{médiakWj}$ é a demanda média do consumidor j (obtida do consumo mensal)

O desvio padrão agregado no ponto i é obtido da seguinte forma:

$$\sigma_{agregi} = \sqrt{\sum_{j=1}^{ncons} (\sigma_{pu_{consji}} * D_{médiakWj})^2} \quad (2.5)$$

em que $\sigma_{pu_{consji}}$ é o desvio padrão do consumidor j no ponto i, em p.u.

A demanda agregada final do ponto i , ajustada pelo desvio padrão, é:

$$DkW_{agregi} = D_{agregi} + N * \sigma_{agregi} \quad (2.6)$$

em que N é o número de desvios padrão adotado na simulação. Após repetir este procedimento para os 96 pontos, obtém-se a curva de carga agregada com 96 pontos.

Nota-se que **a demanda do transformador obtida é menor que a soma algébrica das curvas dos consumidores, porque há um efeito de achatamento do desvio padrão devido ao processo de agregação que usa a raiz quadrada da soma quadrática.**

Conforme mencionado, a iluminação pública tem uma curva de carga própria, adotada para toda a área de concessão, com valores de 1 p.u. ou 0 (zero) p.u. conforme o horário: 0 (zero) nos patamares 2 e 3 (manhã e tarde) e 1 (um) nos patamares 1, 4 e 5 (madrugada, ponta e noite). Desprezando-se neste processo as perdas nos reatores, logo a demanda de iluminação pública do transformador, em kVA, é:

$$D_{IPkVA} = \frac{kW_{ip_{instalado}}}{fpotIP} \quad (2.7)$$

Este valor em kVA é somado algebricamente à demanda aparente (em kVA) relativa às unidades consumidoras conectadas no transformador para obter a curva de carga total do equipamento. Apesar dos fatores de potência adotados para a iluminação pública e para os consumidores secundários poderem diferir, assume-se que o erro ao somar algebricamente estas duas demandas em kVA é pequeno.

Uma vez obtida a curva de carga do transformador (dividida em 5 patamares), **utiliza-se o pico desta curva (demanda máxima entre os 5 patamares) para determinar o nível de carregamento do transformador.** Ou seja, utiliza-se a seguinte equação:

$$C_{TR} = \frac{Demanda(kVA)}{Potencia_Nominal_do_Transformador(kVA)} * 100 \quad (2.8)$$

em que:

- *Demanda (kVA)*: demanda máxima do circuito secundário considerando a soma das demandas de cada fase (demanda máxima total);
- *Potencia_Nominal_do_Transformador(kVA)*: potência nominal do transformador em kVA.

Para determinar o estado de carregamento do transformador de acordo com C_{TR} , são empregados os seguintes limiares [15]:

- $C_{TR} \leq 75\%$: transformador subcarregado;
- $C_{TR} > 75\%$ e $C_{TR} \leq 130\%$: faixa **ideal** de funcionamento;
- $C_{TR} > 130\%$ e $C_{TR} \leq 300\%$: transformador sobrecarregado;
- $C_{TR} > 300\%$: transformador requer correção cadastral.

Observa-se que $C_{TR} > 300\%$ é considerado um erro de banco de dados porque não haveria um transformador capaz de suportar essa quantidade de carregamento, revelando-se uma forma de identificar **dados incorretos na base de dados**. Enquanto isso, o limite inferior é concebido em $C_{TR} \leq 75\%$ com o objetivo de estimular as concessionárias em dimensionar o equipamento evitando o gasto financeiro desnecessário que ocorre ao superdimensionar o transformador.

2.2 Cálculo de Carregamento a Partir de Expectativa de Vida

A metodologia de cálculo do carregamento de transformadores de distribuição por expectativa de vida **estima quanto tempo um transformador novo suportará o carregamento correspondente ao medido, caso este se repita continuamente**. Tal metodologia é baseada na norma ABNT NBR 5356-7:2017 – Transformadores de Potência Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante [16] e no IEEE Std. C57.91-1981 “*Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Overhead and Pad-Mounted Distribution Transformers (rated 500 kVA and less with 65 °C or 55 °C average winding rise)*” [17]. Embora o procedimento seja semelhante nas duas referências, constantes matemáticas diferentes são consideradas por cada uma delas, levando a diferentes perdas de vida para o mesmo carregamento do transformador. Neste trabalho, escolheu-se usar as equações e constantes apresentadas em [17], visto que esta

norma é específica para transformadores de distribuição, enquanto a norma em [16] é válida para transformadores de potência.

O procedimento foi concebido considerando que a **perda de vida do transformador está intimamente ligada à deterioração da sua isolação. Já a deterioração da isolação é função do tempo, da temperatura, do teor de umidade e oxigênio.** Os sistemas modernos de preservação do óleo isolante nos quesitos da contribuição do oxigênio e da umidade levam a temperatura a ser um parâmetro de observação. Entretanto, como na maioria dos equipamentos, a distribuição de temperatura no transformador de distribuição não é uniforme, **a maior deterioração acontecerá onde a temperatura é mais elevada.** Por este motivo é comum considerar os efeitos do envelhecimento produzido pela temperatura dos **pontos mais quentes do enrolamento, local de maior deterioração da isolação** [18]-[22].

Quando a corrente circula pelos enrolamentos do transformador calor é gerado, aumentando a temperatura do enrolamento e de sua isolação, assim como do óleo isolante. A temperatura do enrolamento provoca a degradação do papel isolante e o seu envelhecimento. A expectativa de vida do transformador é estimada com base na “Lei de Arrhenius²” e pode ser calculado por [17]:

$$Vida = K * a^{\left(A + \frac{B}{T}\right)} \text{ (Anos)} \quad (2.9)$$

em que T é a temperatura do material em Kelvins ($\theta_e + 273$ °C); θ_e é a temperatura do ponto mais quente dos enrolamentos em °C; A e B são constantes do material isolante, K é uma constante, a é a base que pode ser decimal ou natural. Para a aplicação desta fórmula aos transformadores utiliza-se valores A e B característicos do material isolante, e para a temperatura T , o valor no *hot-spot*. Contudo, os valores das constantes diferem dependendo da norma [17], [18] considerada, o que é fruto de resultados das diferentes pesquisas no assunto.

Como a norma IEEE Std. C57.91-1981 [17] é específica para os transformadores de distribuição (outras normas estabelecem valores das constantes também para transformadores de potência), pelo fato de ser bastante utilizada na América do Norte, e de que testes de laboratórios e de campo confirmaram a sua validade, todas as análises desta tese serão feitas com a formulação de [12], [17]. A norma [17] utiliza a base

² Svante August Arrhenius. Foi um importante químico, físico e matemático sueco, estudou as propriedades condutoras das dissoluções eletrolíticas. Em 1903, recebeu o Prêmio Nobel de Química.

decimal, portanto $a = 10$. A constante K é igual a 1, A é $-11,968$ e B é $6.328,8^3$. Com estas informações, se o transformador perde 100% de sua vida útil em $10^{(-11,968+6328,8/T)}$ horas, sua perda de vida percentual (*Perda*) durante um intervalo de tempo Δt (**em horas**) em **função da temperatura do enrolamento** naquele intervalo é obtida por:

$$Perda = \frac{\Delta t}{10^{(-11,968+6328,8/T)}} = 10^{-(11,968+6328,8/T)} * \Delta t (\%) \quad (2.10)$$

A Figura 2.3 apresenta a perda de vida por unidade em relação à temperatura do ponto mais quente do transformador. Pode ser usada para calcular a perda percentual de vida total do transformador. A perda percentual normal de vida de um transformador em operação por 24 horas à temperatura de 110°C será de 0,0133% equivalente a 180.000 horas durante 20 anos [23].

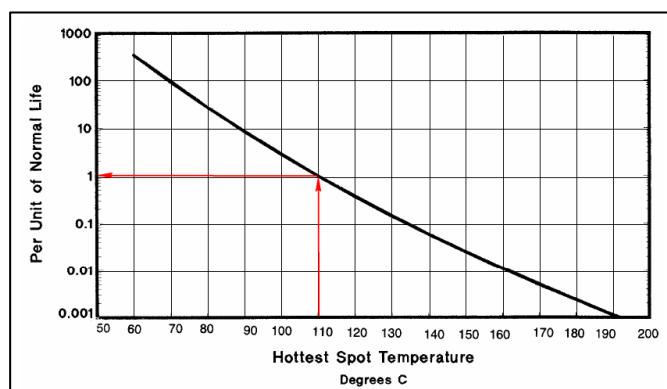


Figura 2.3: Curva de isolamento por unidade de vida do transformador [23].

O próximo passo para determinar a perda de vida útil do transformador é calcular a **temperatura do ponto mais quente do transformador (*hot-spot*) em função de seu carregamento**. Para um transformador instalado pode-se definir, uma curva de carga de operação (kW x tempo) e uma curva de temperatura ambiente (°C x tempo). Estes dois fatores determinam a curva de temperatura do ponto mais quente do transformador no tempo.

Na norma [16], a temperatura do ponto mais quente é calculada somando-se a elevação de temperatura do enrolamento sobre o óleo, a elevação de temperatura do óleo sobre o meio ambiente e a temperatura ambiente e pode ser representada conforme a norma IEEE Std. C57.91-2011 [23].

³ A e B são constantes apropriadas para a curva de expectativa de vida (adimensional).

A elevação de temperatura do óleo sobre a temperatura do meio-ambiente, após o intervalo de tempo Δt , pode ser calculada da seguinte forma:

$$\Delta\theta_{of} = (\Delta\theta_{or} - \Delta\theta_{oi}) \left[1 - e^{-\frac{\Delta t}{T_o}} \right] + \Delta\theta_{oi} \quad (2.11)$$

em que T_o é a constante de tempo do óleo (neste trabalho **adota-se 2,6 horas**) como recomendado em [24]; $\Delta\theta_{of}$ é a elevação da temperatura do óleo após o intervalo Δt ; $\Delta\theta_{oi}$ é a elevação da temperatura do óleo no início do intervalo; $\Delta\theta_{or}$ é a elevação da temperatura do óleo se a carga fosse mantida constante durante um tempo muito grande e pode ser calculada como:

$$\Delta\theta_{or} = \Delta\theta_{on} \times \left[\frac{k^2 \times R + 1}{R + 1} \right]^n \quad (2.12)$$

em que $\Delta\theta_{on}$ é a elevação da temperatura do óleo quando o transformador está com o carregamento nominal, e que é 40 °C para os transformadores de distribuição classe 55 °C e 55 °C para a classe 65°C [17]; k é a relação entre o carregamento do transformador durante o intervalo de tempo considerado e o seu carregamento nominal; **R é a relação entre as perdas do transformador com a carga nominal e as perdas em vazio (aproximadamente 4,5 para os transformadores de distribuição como recomendado em [24])**; n é um expoente que depende do método de resfriamento do transformador e vale 0,8 para transformadores com resfriamento natural ou seja, sem circulação forçada de ar, como é o caso dos transformadores de distribuição [24].

De maneira análoga, a elevação de temperatura do enrolamento sobre a temperatura do óleo pode ser calculada por:

$$\Delta\theta_{ef} = (\Delta\theta_{er} - \Delta\theta_{ei}) \left[1 - e^{-\frac{\Delta t}{T_e}} \right] + \Delta\theta_{ei} \quad (2.13)$$

em que T_e é a constante de tempo do enrolamento (nesta metodologia adota-se **0,08 horas**, ou seja, aproximadamente **5 minutos**) [24]; $\Delta\theta_{ef}$ é a elevação da temperatura do enrolamento após o intervalo Δt ; $\Delta\theta_{ei}$ é a elevação da temperatura do enrolamento no início do intervalo; $\Delta\theta_{er}$ é a elevação da temperatura do enrolamento se a carga fosse mantida constante durante um tempo muito grande e pode ser calculada por:

$$\Delta\theta_{er} = \Delta\theta_{en} \times (k^2)^m \quad (2.14)$$

em que $\Delta\theta_{en}$ é a elevação da temperatura do enrolamento quando o transformador está com o carregamento nominal, e que é 25 °C para os transformadores de distribuição classe 55 °C e para os transformadores classe 65 °C, será 40 °C; m é um expoente que depende do método de resfriamento do transformador e vale 0,8 para transformadores com resfriamento natural [24].

Finalmente, a temperatura do ponto mais quente segundo [23], pode ser calculada por:

$$T = T_a + \Delta\theta_{of} + \Delta\theta_{ef} \quad (2.15)$$

A temperatura determinada será usada para calcular a perda de vida do equipamento no intervalo Δt , conforme indicado em (2.10). A somatória da perda de vida de todo o período da medição dividido pelo período medido resulta na perda de vida média diária do transformador. Com a perda de vida diária, pode-se calcular por quanto tempo o transformador suportará aquele carregamento. Os transformadores são considerados sobrecarregados se o tempo de vida for menor que **20 anos**, o qual é o tempo de vida de um transformador carregado com a potência nominal durante as 24 horas do dia, em uma temperatura ambiente de 30 °C, segundo a norma IEEE Std. C57.91-2011, ou ainda **se a temperatura do ponto mais quente atingir 140 °C**.

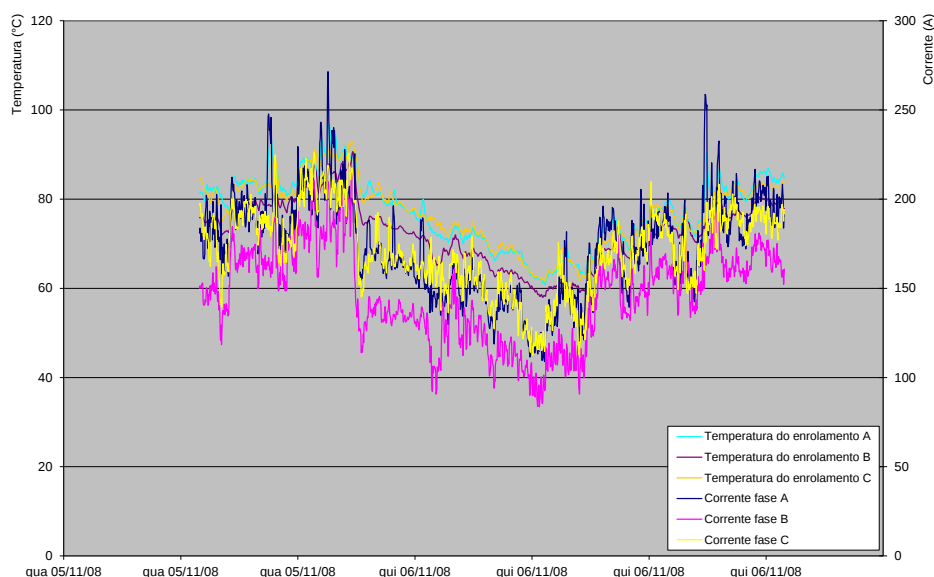
De acordo com práticas de distribuidoras brasileiras, o estado de operação do transformador de acordo com sua expectativa de vida (EVIDA) pode ser classificado da seguinte forma (como referência, vale lembrar que o **período regulatório de depreciação dos transformadores de distribuição é 25 anos**) [25], sendo que estes parâmetros são praticados pelas distribuidoras em estudo [26].

- EVIDA > 20 anos para posto transformador existente: adequado;
- EVIDA > 75 anos para posto transformador novo: adequado;
- EVIDA > 15 anos e EVIDA ≤ 20 anos: sobrecarregado. Após uma análise detalhada do circuito do transformador considerando os clientes cadastrados e balanceamento entre as fases, caso necessário, uma ação corretiva deve ser planejada nos próximos doze meses;

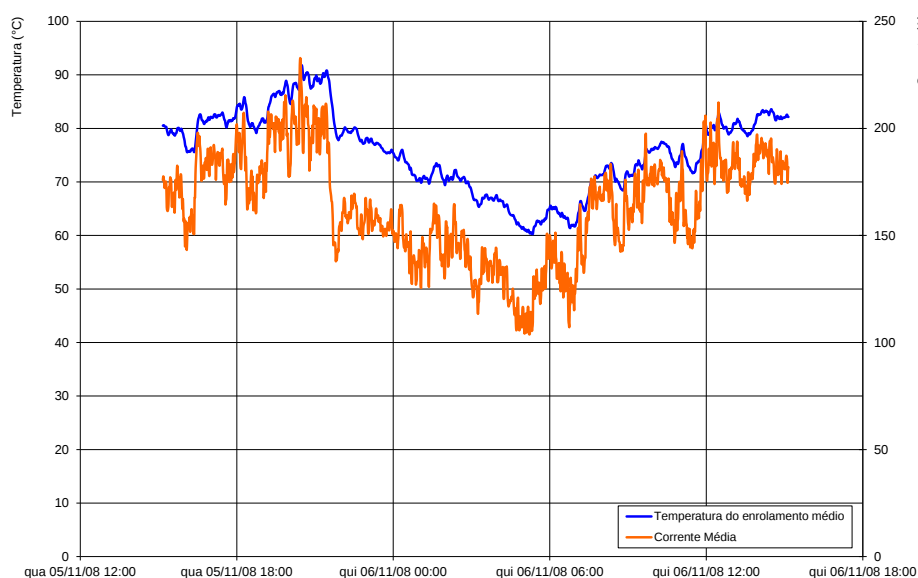
- $EVIDA > 5$ anos e $EVIDA \leq 15$ anos: sobrecarregado. Após uma análise detalhada do circuito do transformador considerando os clientes cadastrados e balanceamento entre as fases, caso necessário, uma ação corretiva deve ser planejada nos próximos nove meses;
- $EVIDA > 1$ ano e $EVIDA \leq 5$ anos: sobrecarregado. Após uma análise detalhada do circuito do transformador considerando os clientes cadastrados e balanceamento entre as fases, caso necessário, uma ação corretiva deve ser planejada nos próximos seis meses;
- $EVIDA \leq 1$ ano: faixa de correção cadastral, ou seja, é necessária uma análise dos parâmetros cadastrados deste transformador e correção das distorções;
- $EVIDA > 2000$ anos: subcarregado.

Nota-se que o limite de um ano é considerado um erro de banco de dados, pois o equipamento é resistente o suficiente para durar anos quando operando em sobrecarga, revelando-se uma maneira de identificar dados incorretos no banco de dados.

Por fim, o perfil de carregamento do transformador pode ser obtido de duas formas nas distribuidoras do grupo CPFL Energia: utilizando o carregamento calculado via curvas de carga típicas seguindo o procedimento descrito na seção 2.1 ou o carregamento utilizando medições de corrente (quando disponíveis). O cálculo por medições de corrente é realizado para as três fases separadamente e considerando o carregamento médio entre as três fases. A Figura 2.4 ilustra o cálculo da temperatura máxima do enrolamento do transformador utilizando medições de corrente.



(a) Temperatura dos enrolamentos e corrente das fases



(b) Temperatura média do enrolamento e corrente média

Figura 2.4: Comportamento da temperatura do ponto mais quente do transformador em um dia [14].

2.3 Resultados e Análises

Esta seção apresenta e analisa os resultados obtidos ao aplicar as duas metodologias de cálculo de carregamento aos parques de transformadores de diversas distribuidoras brasileiras. O número de transformadores analisados em cada uma destas empresas está apresentado na Tabela 2.1, segmentado entre transformadores monofásicos (com potência nominal 5 kVA, 10 kVA, 15 kVA, 25 kVA, 37,5 kVA, 50 kVA e 100 kVA) e trifásicos (com potência nominal 15 kVA, 30 kVA, 45 kVA, 75 kVA, 112,5 kVA, 150 kVA, 225 kVA e 300 kVA), rurais e urbanos. Observa-se que existe

grande diversidade entre as empresas, deixando os resultados do estudo mais genéricos e abrangentes. Por exemplo, dentre as duas maiores distribuidoras (Distribuidora A e Distribuidora B), a Distribuidora A possui uma característica intermediária entre transformadores urbanos e rurais (60% dos transformadores são urbanos e 40% são rurais), e a Distribuidora B é predominantemente rural (71% dos transformadores são rurais). Devido à limitação de espaço, os resultados e discussões desta tese são focados apenas nestas duas maiores empresas.

Tabela 2.1: Parque de transformadores de distribuidoras brasileiras em 2017.

Distribuidoras	Trifásico		Monofásico		Total
	Urbano	Rural	Urbano	Rural	
A	118.533	73.739	324	4.451	197.047
B	28.282	17.668	2.066	56.628	104.644
C	30.782	9.474	641	2.005	42.902
D	1.154	639	12	40	1.845
E	1.399	4.443	38	1.759	7.639
F	1.713	3.776	93	2.250	7.832
G	1.097	2.932	30	462	4.521
H	5.030	5.622	154	4.583	15.389
Total	187.990	118.293	3.358	72.178	381.819

Fonte: [1].

Os níveis de carregamento dos transformadores da Distribuidora A são apresentados na Tabela 2.2 (monofásicos) e na Tabela 2.3 (trifásicos). O principal resultado observado é:

- A grande maioria dos transformadores (mais de 70% do total) está subcarregada independente da metodologia de cálculo adotada. Alguns potenciais motivos para isto são a redução de consumo em virtude da situação econômica do país na última década, sobredimensionamento de transformadores em novos loteamentos, declaração sobrestimada da carga de consumidores, dentre outros. Independente do motivo, este resultado indica que existe grande margem para melhoria do gerenciamento dos transformadores e, portanto, para operar a rede de forma mais eficiente. Uma ideia inicial é que o gerenciamento adequado da capacidade dos transformadores pode levar à redução de perdas em vazio da distribuidora). Logo, este potencial para melhorar o gerenciamento de transformadores será explorado nesta tese. Mais especificamente, serão avaliadas diferentes estratégias (tanto do

ponto de vista técnico quanto do ponto de vista econômico) para que os transformadores sejam utilizados de forma mais eficiente.

Além disso, foi possível observar que:

- O número de transformadores sobrecarregados é maior para a metodologia de carregamento por demanda. Isto ocorre, pois esta metodologia considera apenas o pico da curva de carregamento do transformador, enquanto a metodologia por expectativa de vida considera a curva de carregamento completa do transformador com resolução de 15 minutos. Em outras palavras, a primeira metodologia seria mais conservadora, o que poderia indicar a necessidade de troca do equipamento, enquanto a segunda metodologia deve ser mais realista, dada a resolução dos dados considerados;
- O número de transformadores monofásicos subcarregados também é maior ao utilizar a metodologia de carregamento por demanda, mas o número de transformadores trifásicos subcarregados é maior ao utilizar a metodologia por expectativa de vida;
- A diferença (quantitativa) entre os resultados fornecidos pelas metodologias é maior ao avaliar a sobrecarga (diferenças entre 83% e 89%) do que a subcarga (diferenças entre 16% e 23%).

Tabela 2.2: Nível de carregamento dos transformadores monofásicos - Distribuidora A.

Tipo	Metodologia	Área	Total	Status dos transformadores			
				Sobrecarregado		Subcarregado	
				Quantidade	Fração do total	Quantidade	Fração do total
Monofásicos	Carregamento por Demanda	Urbano	324	25	7,72%	229	70,68%
		Rural	4.451	13	0,29%	4.381	98,43%
		Total	4.775	47	0,98%	4.610	96,54%
	Expectativa de Vida	Urbano	324	4	1,23%	233	71,91%
		Rural	4.451	4	0,09%	3.333	74,88%
		Total	4.775	8	0,17%	3.566	74,68%
	Comparação	Urbano	324	-84%	---	2%	---
		Rural	4.451	-69%	---	-24%	---
		Total	4.775	-83%	---	-23%	---

Fonte: Desenvolvimento Próprio; baseado em [1].

Tabela 2.3: Nível de carregamento dos transformadores trifásicos - Distribuidora A.

Tipo	Metodologia	Área	Total	Status dos transformadores			
				Sobrecarregado		Subcarregado	
				Quantidade	Fração do total	Quantidade	Fração do total
Trifásicos	Carregamento por Demanda	Urbano	118.533	10.908	9,20%	64.849	54,71%
		Rural	73.739	700	0,95%	71.168	96,51%
		Total	192.272	11.608	6,04%	136.017	70,74%
	Expectativa de Vida	Urbano	118.533	1.207	1,02%	93.037	78,49%
		Rural	73.739	127	0,17%	65.175	88,39%
		Total	192.272	1.334	0,69%	158.212	82,29%
	Comparação	Urbano	118.533	-89%	---	43%	---
		Rural	73.739	-82%	---	-8%	---
		Total	192.272	-89%	---	16%	---

Fonte: Desenvolvimento próprio; baseado em [1].

Os resultados obtidos para a Distribuidora B são apresentados na Tabela 2.4 (monofásicos) e na Tabela 2.5 (trifásicos). Verifica-se que a tendência visualizada na Distribuidora A se repete para esta distribuidora. O percentual de transformadores subcarregados é acima de 70% independente da metodologia de cálculo adotada.

Assim como na Distribuidora A, observou-se também que o cálculo de carregamento por demanda é mais conservador do ponto de vista de sobrecarga (*i.e.*, apresenta mais transformadores sobrecarregados) e subcarga em transformadores monofásicos (*i.e.*, apresenta mais transformadores monofásicos subcarregados), mas o cálculo de carregamento por expectativa de vida é mais conservador do ponto de vista de subcarga em transformadores trifásicos (*i.e.*, apresenta mais transformadores trifásicos subcarregados).

Tabela 2.4: Nível de carregamento dos transformadores monofásicos - Distribuidora B.

Tipo	Metodologia	Área	Total	Status dos transformadores			
				Sobrecarregado		Subcarregado	
				Quantidade	Fração do total	Quantidade	Fração do total
Monofásicos	Carregamento por Demanda	Urbano	2.066	79	3,82%	1.777	86,01%
		Rural	56.628	388	0,69%	54.662	96,53%
		Total	58.694	467	0,80%	56.439	96,16%
	Expectativa de Vida	Urbano	2.066	5	0,24%	1.797	86,98%
		Rural	56.628	58	0,10%	48.336	85,36%
		Total	58.694	63	0,11%	50.133	85,41%
	Comparação	Urbano	2.066	-94%	---	1%	---
		Rural	56.628	-85%	---	-12%	---
		Total	58.694	-87%	---	-11%	---

Fonte: Desenvolvimento próprio; baseado em [1].

Tabela 2.5: Nível de carregamento dos transformadores trifásicos - Distribuidora B.

Tipo	Metodologia	Área	Total	Status dos transformadores			
				Sobrecarregado		Subcarregado	
				Quantidade	Fração do total	Quantidade	Fração do total
Trifásicos	Carregamento por Demanda	Urbano	28.282	1.557	5,51%	19.457	68,80%
		Rural	17.668	211	1,19%	16.776	94,95%
		Total	45.950	1.768	3,85%	36.233	78,85%
	Expectativa de Vida	Urbano	28.282	220	0,78%	24.089	85,17%
		Rural	17.668	42	0,24%	16.254	92,00%
		Total	45.950	262	0,57%	40.343	87,80%
	Comparação	Urbano	28.282	-86%	---	24%	---
		Rural	17.668	-80%	---	-3%	---
		Total	45.950	-85%	---	11%	---

Fonte: Desenvolvimento próprio; baseado em [1].

3 PERDAS TÉCNICAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Um dos principais impactos adversos da operação subcarregada dos transformadores de distribuição é o aumento desnecessário das perdas técnicas no circuito. No mundo, de uma forma geral, 70% das perdas ocorrem no sistema de distribuição e cerca de 30% desta perda é devida a transformadores [27], [28], sendo que quanto maior a capacidade do transformador, maiores suas perdas técnicas nominais, englobando tanto as perdas no núcleo quanto no cobre. Este aumento é ainda mais crítico para as perdas no núcleo dos transformadores (perdas no ferro), as quais estão presentes e são próximas ao seu valor nominal independente das condições de operação do transformador. As perdas no cobre também crescem com o aumento da capacidade do transformador, mas são proporcionais ao quadrado do nível de carregamento deste componente. Neste contexto, este capítulo apresenta uma análise detalhada e diagnóstico das perdas técnicas no parque de transformadores de duas distribuidoras brasileiras para caracterizar os potenciais ganhos, tanto para a concessionária quanto para o consumidor, da adoção de um parque de transformadores mais eficiente e adequado à carga atendida. Inicialmente, apresenta-se as perdas técnicas típicas em transformadores de óleo mineral com diferentes níveis de eficiência, em transformadores de óleo vegetal (transformadores verdes) e em transformadores de núcleo amorfo. Em seguida, é realizada a análise do cenário atual de perdas em transformadores de duas distribuidoras brasileiras. Este estudo é apresentado separadamente para as perdas no ferro e no cobre dos transformadores.

3.1 *Perdas Técnicas em Transformadores de Distribuição*

A norma ABNT NBR 5440:2014 (*Transformadores para Redes Aéreas de Distribuição – Requisitos*) [29] estabelece características e classes de eficiência para transformadores de distribuição de três diferentes tensões de isolamento: 15 kV, 24,2 kV e 36,2 kV. Nesta tese, apenas as tensões de isolamento de 15 kV e 24,2 kV são consideradas visto que transformadores de distribuição de 36,2 kV não são utilizados nas distribuidoras analisadas.

De acordo com esta norma, transformadores monofásicos e trifásicos estão disponíveis com as seguintes potências nominais:

- Transformadores monofásicos: 5 kVA; 10 kVA; 15 kVA; 25 kVA; 37,5 kVA; 50 kVA; 75 kVA e 100 kVA;
- Transformadores trifásicos: 15 kVA; 30 kVA; 45 kVA; 75 kVA; 112,5 kVA; 150 kVA; 225 kVA e 300 kVA.

As perdas técnicas totais nominais e no ferro desses transformadores imersos em óleo isolante (mineral ou vegetal) com resfriamento natural são estabelecidas para diferentes níveis de eficiência de A a E, sendo que o nível A é o mais eficiente e o nível E é o menos eficiente. A Tabela 3.1 apresenta as perdas para transformadores monofásicos com tensão máxima 15 kV, a Tabela 3.2 apresenta as perdas para transformadores monofásicos com tensão máxima 24,2 kV, a Tabela 3.3 apresenta as perdas para transformadores trifásicos com tensão máxima 15 kV, e a Tabela 3.4 apresenta as perdas para transformadores trifásicos com tensão máxima 24,2 kV.

Destaca-se que, no processo regulatório de cálculo de perdas técnicas executado pela ANEEL e descrito no Módulo 7 do PRODIST [30], até 30/03/2019 a ANEEL considerava o nível de eficiência E para calcular as perdas técnicas dos transformadores. A partir de 01/04/2019 é considerado o nível de eficiência D, e está previsto que a partir de meados de 2023 será considerado o nível de eficiência C. Portanto, a ANEEL não reconhece integralmente as perdas técnicas de transformadores menos eficientes e que ainda estejam em operação na distribuidora, como forma de incentivo para a distribuidora renovar seu parque de transformadores. Esta abordagem penaliza boa parte dos transformadores atualmente em uso nas redes, visto que grande parte foi instalada anteriormente a 2014, ano em que foram inseridos os níveis de eficientização na norma ABNT NBR 5440 [29].

Tabela 3.1: Transformador de distribuição monofásico - tensão máxima 15 kV.

Potência do transformador	Eficiência	Perda em vazio	Perda total	Corrente de excitação
kVA	Nível	W	W	%
5	A	15	85	3,4
	B	20	100	
	C	25	110	
	D	30	125	
	E	35	140	
10	A	30	160	2,7
	B	35	180	
	C	40	200	
	D	45	225	
	E	50	245	
15	A	40	215	2,4
	B	45	240	
	C	50	270	
	D	60	300	
	E	65	330	
25	A	55	310	2,2
	B	65	355	
	C	70	395	
	D	80	435	
	E	90	480	
37,5	A	80	425	2,1
	B	95	490	
	C	110	550	
	D	120	605	
	E	135	665	
50	A	100	505	2,0
	B	115	570	
	C	130	640	
	D	150	710	
	E	165	780	
75	A	125	720	1,9
	B	145	815	
	C	165	915	
	D	185	1010	
	E	205	1110	
100	A	155	935	1,8
	B	180	1060	
	C	205	1190	
	D	230	1315	
	E	255	1445	

Fonte: [29].

Tabela 3.2: Transformador de distribuição monofásico - tensão máxima 24,2 kV.

Potência do transformador	Eficiência	Perda em vazio	Perda total	Corrente de excitação
kVA	Nível	W	W	%
5	A	25	100	3,8
	B	30	115	
	C	30	125	
	D	35	140	
	E	40	155	
10	A	35	175	3,3
	B	40	195	
	C	45	220	
	D	50	240	
	E	55	265	
15	A	45	235	3,0
	B	55	270	
	C	60	300	
	D	70	335	
	E	75	365	
25	A	60	335	2,8
	B	70	385	
	C	80	430	
	D	90	475	
	E	100	520	
37,5	A	85	470	2,7
	B	100	530	
	C	115	595	
	D	130	660	
	E	145	740	
50	A	115	600	2,6
	B	135	685	
	C	150	760	
	D	170	845	
	E	190	925	
75	A	135	785	2,0
	B	160	895	
	C	180	1000	
	D	205	1105	
	E	225	1210	
100	A	165	960	1,4
	B	195	1095	
	C	220	1220	
	D	250	1355	
	E	275	1495	

Fonte: [29].

Tabela 3.3: Transformador de distribuição trifásico - tensão máxima 15 kV.

Potência do transformador	Eficiência	Perda em vazio	Perda total	Corrente de excitação
kVA	Nível	W	W	%
15	A	45	265	4,0
	B	50	290	
	C	60	330	
	D	75	370	
	E	85	410	
30	A	75	445	3,6
	B	90	495	
	C	110	560	
	D	130	630	
	E	150	695	
45	A	100	610	3,2
	B	115	670	
	C	140	760	
	D	170	855	
	E	195	945	
75	A	150	895	2,7
	B	175	990	
	C	215	1125	
	D	255	1260	
	E	295	1395	
112,5	A	195	1210	2,5
	B	230	1340	
	C	285	1525	
	D	335	1705	
	E	390	1890	
150	A	245	1500	2,3
	B	285	1655	
	C	350	1880	
	D	420	2110	
	E	485	2335	
225	A	330	2100	2,1
	B	380	2315	
	C	470	2630	
	D	560	2945	
	E	650	3260	
300	A	410	2610	1,9
	B	475	2885	
	C	585	3275	
	D	700	3670	
	E	810	4060	

Fonte: [29].

Tabela 3.4: Transformador de distribuição trifásico - tensão máxima 24,2 kV.

Potência do transformador	Eficiência	Perda em vazio	Perda total	Corrente de excitação
kVA	Nível	W	W	%
15	A	50	280	4,8
	B	55	305	
	C	70	350	
	D	80	390	
	E	95	470	
30	A	85	475	4,2
	B	95	520	
	C	115	590	
	D	140	665	
	E	160	790	
45	A	110	645	3,6
	B	130	720	
	C	155	815	
	D	185	910	
	E	215	1055	
75	A	160	955	3,2
	B	185	1055	
	C	230	1200	
	D	270	1345	
	E	315	1550	
112,5	A	220	1270	2,8
	B	255	1405	
	C	310	1595	
	D	370	1785	
	E	425	2085	
150	A	270	1605	2,6
	B	310	1770	
	C	380	2010	
	D	450	2250	
	E	520	2610	
225	A	370	2200	2,4
	B	430	2435	
	C	530	2770	
	D	625	3095	
	E	725	3605	
300	A	435	2740	2,1
	B	505	3030	
	C	620	3440	
	D	735	3845	
	E	850	4400	

Fonte: [29]

3.1.1 Transformadores Verdes

Particularmente, os transformadores com núcleo imerso em óleo vegetal biodegradável, tipicamente denominados “transformadores verdes”, são mais compactos, menos agressivos ao meio ambiente e possuem maior capacidade térmica, aumentando sua capacidade de carregamento e suportabilidade a carregamentos acima de sua potência nominal com menor perda de vida útil [31]. Com essas características, é possível atender a uma mesma carga de um alimentador a partir de uma quantidade menor de transformadores ou com transformadores com menores potências nominais, reduzindo-se as perdas elétricas do circuito e seus custos de operação e manutenção [31]. Desde 2014, todos os transformadores novos instalados na rede das distribuidoras brasileiras listadas na Tabela 2.1 devem ser verdes e padronizados com as seguintes potências para tensões máximas de 15 kV e 24,2 kV:

- Transformadores monofásicos: 10 kVA; 15 kVA; 25 kVA e 50 kVA;
- Transformadores trifásicos: 15 kVA; 30 kVA; 45 kVA; 75 kVA; 112,5 kVA; 150 kVA; 225 kVA e 300 kVA.

Histórico da Inserção do Transformador Verde nas distribuidoras

O Transformador Verde surgiu como resultado dos seguintes três projetos de Pesquisa e Desenvolvimento:

- Etapa 1: Desenvolvimento de protótipos (P&D 066 2003-2006)
- Etapa 2: Desenvolvimento dos Cabeças de Série (P&D 179 2007-2010)
- Etapa 3: Compactação e Otimização de Perdas Elétricas (P&D 189 2010-2013)

Na Etapa 1, foi desenvolvida a concepção do Transformador Verde, implementado na prática os resultados das análises de compatibilidade dos materiais utilizados e desenvolvidos os primeiros processos de fabricação do equipamento, cuja potência foi de 88 kVA, sendo alcançada a maior compactação do equipamento e explorada a máxima capacidade térmica do óleo vegetal isolante. Como resultado, houve uma redução de aproximadamente 52% das perdas em vazio, porém, as perdas em plena carga ficaram cerca de 40% superiores às de um transformador convencional de 75 kVA isolado a óleo mineral [31].

A Etapa 2 do projeto foi dedicada a transformar o protótipo em um produto que pudesse ser fabricado em escala industrial nas potências padronizadas e perdas elétricas de acordo com [29]. Nesta etapa, a ANEEL condicionou a utilização da verba do

programa a uma contrapartida da distribuidora contratante do projeto, sendo que, a distribuidora se comprometeu a adquirir com recursos próprios a quantidade de 2.000 transformadores desenvolvidos no projeto, correspondendo a cerca de R\$ 5 milhões. Foram desenvolvidos os projetos dos transformadores monofásicos e trifásicos nas potências padronizadas constantes em [29], e foram estabelecidos os métodos e processos para a fabricação em larga escala dos novos transformadores [31].

Foram produzidos inicialmente 250 transformadores de 75 kVA da classe 15 kV a fim de se testar o processo produtivo. Após a produção deste primeiro lote, denominado Lote Pioneiro, os transformadores passaram pelos ensaios de inspeção e rotina e, então foram entregues às distribuidoras e instalados na cidade de Campinas. Entre 2011 e 2013, foram adquiridos aproximadamente 700 transformadores isolados a óleo vegetal nas potências de 30, 45, 75 e 112,5 kVA e classes de tensão 15 e 25 kV. Com essa aquisição, a empresa passou a contar com aproximadamente 7.800 transformadores isolados a óleo vegetal em sua rede de distribuição, viabilizando a alteração nos procedimentos de instalação e reparo desses novos equipamentos. No período de 2010 a 2013, a distribuidora manteve a aquisição de transformadores de distribuição convencionais isolados com óleo mineral em conjunto com os novos transformadores isolados a óleo vegetal visando testar as adequações nos procedimentos de instalação e reparo do novo transformador [31].

Na Etapa 3 do projeto, foram desenvolvidos os “Trafos Verdes Compactos”, que tiveram suas dimensões reduzidas propiciando uma redução média de aproximadamente 3% nos materiais do transformador e valores de perdas em vazio menores com manutenção das perdas totais em conformidade com as recomendações de [29]. Nesse novo projeto, foram utilizados condutores de cobre e alumínio de maiores bitolas e extinta a utilização de radiadores nas potências até 75 kVA, para transformadores monofásicos e trifásicos. Isso foi possível devido à maior capacidade térmica do óleo vegetal se comparada à do óleo mineral. Essa desobrigação aumentou a eficiência do processo produtivo e contribuiu para a redução de aproximadamente 8% do custo final dos transformadores até 75 kVA. Sendo essa potência a de maior utilização na empresa, essa redução de custos foi fundamental para a viabilização técnico-econômica do equipamento [31].

Desde a primeira etapa do projeto houve a preocupação em gerar uma patente visando preservar a inovação e desenvolvimento obtidos no Transformador Verde. Em 25/07/2005 foi efetuado o primeiro depósito junto ao INPI, órgão responsável pelo

registro de patentes no Brasil. Após longo processo de análise, contestações por parte dos fabricantes e recorrentes defesas por parte da distribuidora envolvida, em 18/12/2018 foi emitida a patente definitiva do Transformador Verde. A Carta Patente MU 8502261-6 (Figura 3.1) emitida pelo INPI tem validade de 7 anos a partir de 15/01/2019, conferindo à CPFL, CGTI e ITAIPU Transformadores o direito de receber Royalties no caso de comercialização do Transformador Verde.



Figura 3.1: Carta Patente do Transformador Verde (INPI).

A distribuidora envolvida detém o direito de 2,5% dos Royalties, enquanto os outros 2,5% são divididos igualmente entre ITAIPU Transformadores e CGTI, no caso de comercialização dos equipamentos protegidos pela patente.

Até o momento, a inserção dos transformadores verdes nas redes de distribuição se aplica apenas às distribuidoras listadas na Tabela 2.1. Algumas distribuidoras brasileiras utilizam o óleo vegetal nos transformadores apenas quando ocorrem as reformas dos transformadores convencionais (óleo mineral).

Perdas Técnicas dos Transformadores Verdes

As perdas técnicas nominais totais e em vazio desses transformadores estão mostradas na Tabela 3.5 para transformadores monofásicos, e na Tabela 3.6 para transformadores trifásicos. De forma geral, as perdas em vazio dos transformadores verdes se encontram entre os níveis de eficiência B e C, considerando as perdas estabelecidas em [29] e mostradas da Tabela 3.1 à Tabela 3.4, enquanto as perdas nominais totais são iguais às perdas do nível de eficiência E.

A Tabela 3.7 e a Tabela 3.8 apresentam uma comparação entre as perdas elétricas dos transformadores verdes e as perdas dos transformadores convencionais (imersos em óleo mineral) do nível de eficiência E (os quais são a maioria dos transformadores atualmente instalados na rede elétrica). Observa-se que a adoção de transformadores

verdes leva a uma queda de perdas no ferro média de 27,5% na classe 15 kV e 31,2% na classe 24,2 kV e a um aumento médio de 7,1% na classe 15 kV e 7,9% na classe 24,2 kV para as perdas no cobre em carregamento nominal. Portanto, do ponto de vista exclusivo de perdas elétricas, em transformadores subcarregados, como as perdas em vazio são tipicamente maiores que as perdas no cobre, os transformadores verdes seriam mais vantajosos que os convencionais. Em transformadores sobrecarregados, tipicamente as perdas no cobre são maiores que as perdas em vazio e, portanto, os transformadores convencionais seriam mais vantajosos.

Tabela 3.5: Perdas elétricas nominais totais e em vazio de transformadores verdes monofásicos.

Potência do transformador	Classe de tensão 15 kV		Classe de tensão 24,2 kV	
	Perdas em vazio	Perdas totais	Perdas em vazio	Perdas totais
kVA	W	W	W	W
10	39	245	39	265
15	46	330	55	365
25	79	480	75	520
50	134	780	135	925

Fonte: [29].

Tabela 3.6: Perdas elétricas nominais totais e em vazio de transformadores verdes trifásicos.

Potência do transformador	Classe de tensão 15 kV		Classe de tensão 24,2 kV	
	Perdas em vazio	Perdas totais	Perdas em vazio	Perdas totais
kVA	W	W	W	W
15	70	410	80	470
30	128	695	114	790
45	155	945	155	1055
75	198	1395	198	1550
112,5	246	1890	260	2085
150	330	2335	350	2610
225	420	3260	445	3605
300	570	4060	595	4400

Fonte: [29].

Como maior parte dos transformadores das distribuidoras estão subcarregados (como discutido no Capítulo 2), a substituição do parque de transformadores da empresa por transformadores verdes tende a ser vantajosa do ponto de vista de redução das perdas elétricas totais dos circuitos.

Tabela 3.7: Comparação entre perdas em transformadores monofásicos verdes e convencionais com nível de eficiência E.

Potência (kVA)	Classe de Tensão 15 kV				Classe de Tensão 24,2 kV			
	Perdas em Vazio							
	NBR 5440/14	Verde	Diferença		NBR 5440/14	Verde	Diferença	
	Nível E (W)	Óleo Vegetal (W)	(W)	%	Nível E (W)	Óleo Vegetal (W)	(W)	(%)
10	50	39	11	-22%	55	39	16	-29%
15	65	46	19	-29%	75	55	20	-27%
25	90	79	11	-12%	100	75	25	-25%
50	165	134	31	-19%	190	135	55	-29%
Perdas Nominais Totais								
10	245	245	0	0%	265	265	0	0%
15	330	330	0	0%	365	365	0	0%
25	480	480	0	0%	520	520	0	0%
50	780	780	0	0%	925	925	0	0%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 3.8: Comparação entre perdas em transformadores trifásicos verdes e convencionais com nível de eficiência E.

Potência (kVA)	Classe de Tensão 15 kV				Classe de Tensão 24,2 kV			
	Perdas a Vazio							
	NBR 5440/14	Verde	Diferença		NBR 5440/14	Verde	Diferença	
	Nível E (W)	Óleo Vegetal (W)	(W)	(%)	Nível E (W)	Óleo Vegetal (W)	(W)	(%)
15	85	70	15	-18%	95	80	15	-16%
30	150	128	22	-15%	160	114	46	-29%
45	195	155	40	-21%	215	155	60	-28%
75	295	198	97	-33%	315	198	117	-37%
112,5	390	246	144	-37%	425	260	165	-39%
150	485	330	155	-32%	520	350	170	-33%
225	650	420	230	-35%	725	445	280	-39%
300	810	570	240	-30%	850	595	255	-30%
Perdas Nominais Totais								
15	410	410	0	0%	470	470	0	0%
30	695	695	0	0%	790	790	0	0%
45	945	945	0	0%	1055	1055	0	0%
75	1395	1395	0	0%	1550	1550	0	0%
112,5	1890	1890	0	0%	2085	2085	0	0%
150	2335	2335	0	0%	2610	2610	0	0%
225	3260	3260	0	0%	3605	3605	0	0%
300	4060	4060	0	0%	4400	4400	0	0%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

3.1.2 Transformadores Amorfos

Um terceiro tipo de transformadores ainda mais eficientes são os transformadores de núcleo amorfo. Como estes equipamentos ainda não estão disponíveis comercialmente a um custo compatível com as demais tecnologias, eles são empregados apenas em cenários específicos e não serão avaliados nesta tese. Esta seção apresenta apenas uma perspectiva histórica do desenvolvimento desses transformadores, seus custos e o desempenho que eles podem atingir.

Em 1975 surgiram os núcleos com ligas de metal amorfo. Apesar de saturarem com densidades de fluxo inferiores ao do aço silício convencional, a utilização de ligas amorfas permitiu a obtenção de lâminas mais finas que as disponíveis na época, viabilizando significativa redução das perdas em vazio dos transformadores. No Brasil, as pesquisas envolvendo estes transformadores foram iniciadas nos anos 90, nas Universidades Federais do Rio Grande do Sul (UFRGS) e da Paraíba (UFPB). Os primeiros protótipos foram construídos em 1996 pela empresa CEMEC (Fortaleza – CE). Foram 9 transformadores de distribuição com núcleos fornecidos pela Allied Signal e potência de 15 kVA, com tensões nominais 13.800/220 V [32].

Após a construção do primeiro protótipo em 1996, no ano de 2007 o fabricante Viagai Elétrica do Brasil iniciou suas atividades em João Pessoa – PB e forneceu cerca de 55.000 equipamentos para empresas de distribuição de energia como CEMIG, ENERGISA, LIGHT, ELETROPAULO e COPEL.

Atualmente não existem fabricantes de Transformadores de Distribuição com Núcleo de Metal Amorfo (TDMA) em operação no Brasil, somente fabricação de núcleos de metal amorfo, que são utilizados por alguns fabricantes já consagrados no mercado e que fornecem o TDMA sob demanda.

No ano de 2001, a Distribuidora A considerada nesta tese financiou um projeto de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D 04/2001) para analisar a viabilidade de utilização desse tipo de equipamento na rede de distribuição. Foram adquiridos 4 equipamentos do fabricante Siemens e outros 4 da CEMEC, que foram instalados nas cidades de Campinas e Ribeirão Preto, respectivamente. Os resultados obtidos neste projeto indicaram que, do ponto de vista de perdas em vazio, o desempenho do transformador se mostrou satisfatório e uma opção atrativa em caso de transformadores com baixo carregamento. Em relação aos demais itens construtivos do transformador, observou-se a necessidade

de aprimoramento do projeto, principalmente em relação à elevação de temperatura e isolamento da Alta Tensão (AT).

A pouca utilização do TDMA é observada pelos altos custos do equipamento, ausência de cobertura regulatória específica para esse tipo de transformador, falta de fabricantes nacionais, dificuldades de reforma devido à complexidade e custo do serviço, e aumento do peso e volume do equipamento em até 20%. De fato, os resultados e observações deste projeto de Pesquisa e Desenvolvimento foram importantes motivadores para que fosse iniciado, em 2003, o projeto de Pesquisa e Desenvolvimento discutido na seção 3.1.1, para o desenvolvimento dos transformadores verdes (com núcleo imerso em óleo vegetal).

Considerando o desenvolvimento do transformador verde e do transformador de núcleo amorfo, seria possível a construção do equipamento com núcleo amorfo e óleo vegetal isolante, considerando os seguintes pontos de atenção [33]:

- Acréscimo de 20%, em média, no peso e volume dos equipamentos em função da característica do material amorfo;
- Aumento médio de até 15% dos custos do equipamento;
- Alteração da concepção atual de núcleo empilhado para núcleo enrolado;
- Dificuldades de reparo dos transformadores em função do tipo de núcleo e complexidade do material amorfo;
- Altos custos de manutenção devido à escassez do material amorfo no Brasil;
- Necessidade de criação de código Tipo de Unidade de Cadastro (TUC) específico, junto à ANEEL, para garantir o retorno do investimento desse tipo de equipamento.

Uma característica relevante é que os transformadores com núcleo de metais amorfos possuem perdas em vazio de 60% a 70% menores que os transformadores convencionais de aço [34]. A Tabela 3.9 apresenta os valores de perdas nominais dos transformadores monofásicos na classe 15 kV comparando os valores de perdas em vazio entre a NBR 5440:2014 (nível de eficiência E) e ligas de metal amorfo.

Tabela 3.9: Transformadores Monofásicos – Valores Nominais de Perdas Técnicas

Potência (kVA)	Classe de Tensão 15 kV			
	Perda em vazio (W)			
	NBR 5440/2014	Metal Amorfo	Diferença	%
5	35	10	-25	-71%
10	50	12	-38	-76%
15	65	16	-49	-75%
25	90	18	-72	-80%
50	165	29	-136	-82%
100	255	49	-206	-81%

Fonte:[29], [35].

Na Tabela 3.10, apresentam-se os valores de perdas nominais dos transformadores trifásicos na classe 15 kV comparando os valores de perdas em vazio entre NBR 5440:2014 (nível de eficiência E) e ligas de metal amorfo.

Tabela 3.10: Transformadores Trifásicos – Valores Nominais de Perdas Técnicas

Potência (kVA)	Classe de Tensão 15 kV			
	Perda em vazio (W)			
	NBR 5440/2014	Metal Amorfo	Diferença	%
15	85	28	-57	-67%
30	150	36	-114	-76%
45	195	50	-145	-74%
75	295	64	-231	-78%
112,5	390	105	-285	-73%
150	485	108	-377	-78%
225	650	155	-495	-76%
300	810	165	-645	-80%

Fonte: [29], [35].

Em um estudo recente de viabilidade econômica da inserção de TDMA, substituindo transformadores convencionais (óleo mineral) e transformadores verdes (óleo vegetal), envolvendo transformadores de 75 kVA, foi utilizado o custo de um transformador TDMA com um valor de 15% superior ao transformador convencional com óleo mineral; isto é, o valor utilizado para um transformador de 75 kVA TDMA foi de R\$ 8.565,00. Estima-se, entretanto, que o valor pode ser de 25 a 50% superior ao de um transformador convencional [41]. Os valores praticados para compra de transformadores

TDMA são difíceis de obter, pois não há demandas deste ativo no Brasil, apenas por encomenda, elevando os custos de aquisição.

Transformadores de núcleo de metal amorfo são mais eficientes, confiáveis e ambientalmente amigáveis. Para comparação, dentre os padrões de eficiência internacionais vigentes para transformadores convencionais, destacam-se as normas:

- NEMA TP1: norma norte-americana [36];
- HD 428 (EN 50588-1:2017) e HD 528 (CLC/TR 60890:2002): normas europeias, publicadas pelo European Committee for Electrotechnical Standardization (CENELEC) [37], [38];
- China S9: norma chinesa (Substituída por normas de classes de eficiências mais recentes – S11) [39];
- Top Runner Energy Efficiency Program: norma japonesa [40].

A Figura 3.2 apresenta a eficiência de transformadores trifásicos de diversas potências nominais, com 50% de carregamento, fabricados com núcleo de metal amorfo em comparação com a eficiência das especificações HD428 BA, HD428 CC, NEMA TP1, China S9 e HD428 AA. Nota-se que o desempenho dos transformadores com núcleo de metal amorfo é superior ao melhor critério de especificação internacional [35].

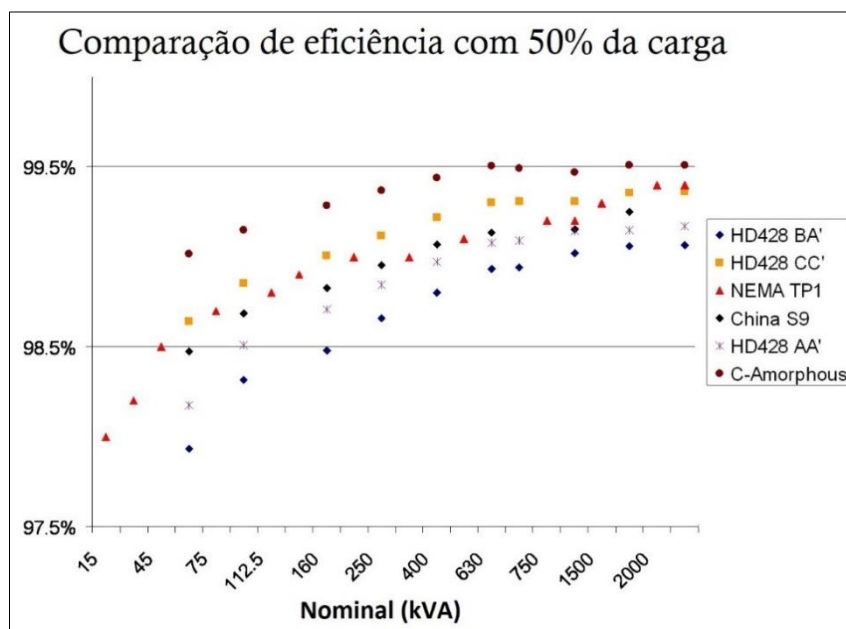


Figura 3.2: Transformadores de distribuição – Comparação de eficiência a 50% de carga para diferentes especificações de perdas [42].

O metal amorfo apresenta menores perdas, com a oportunidade de desempenhar um papel importante para a eficiência energética, ou seja, o núcleo formado pelo metal amorfo traz uma economia significativa para o sistema elétrico. Observou-se que o núcleo de metal amorfo apresentou uma redução de aproximadamente 70% das perdas no núcleo com relação ao ferro silício e também apresentou a corrente de excitação cerca de 60 a 80% inferior à corrente de excitação em núcleos com ferro silício. O elevado valor da permeabilidade relativa favorece um melhor acoplamento magnético e o elevado valor da resistividade acarreta menores perdas por correntes parasitas no núcleo.

O metal amorfo é, portanto, um componente promissor para integrar o núcleo de transformadores de distribuição, caso a evolução tecnológica consiga reduzir o custo destes equipamentos, equiparando-os ao custo de transformadores convencionais [43].

As seções seguintes apresentam análises técnicas e econômicas das perdas em transformadores de distribuição para duas distribuidoras brasileiras. O cálculo das perdas nos transformadores é realizado considerando seu carregamento ao longo do dia utilizando as curvas de carga típicas de cada consumidor, obtidas via campanha de medição, conforme discutido no Capítulo 2 desta tese. Para estimar os custos, são consideradas as tarifas mostradas na Tabela 3.11, válidas para o ano 2017.

Tabela 3.11: Tarifas para cálculo do custo de perdas técnicas.

Empresa	Custo (R\$/MWh)
Distribuidora A	175,96
Distribuidora B	166,22

Fonte: [64].

3.2 Distribuidora A

O cenário de perdas em vazio nos transformadores da Distribuidora A está ilustrado na Tabela 3.12 para transformadores monofásicos e na Tabela 7.1 do Apêndice A – para transformadores trifásicos. As perdas em carga desses transformadores também foram calculadas e estão ilustradas no Apêndice A. Apenas casos com tensão máxima de 15 kV são apresentados visto que a Distribuidora A não possui redes de distribuição de outras classes de tensão. Estas tabelas apresentam o número de transformadores em diferentes faixas (0-10%, 10-20%, 20-30%, 30-40%, 40-50%, 50-60%, 60-70%, 70-80%, 80-90%, 90-100% e acima de 100%) da razão entre perdas em

vazio e consumo mensal das cargas atendidas pelo transformador. Os resultados mostram que:

- Mais de 60% dos transformadores monofásicos e cerca de 28% dos transformadores trifásicos apresentam a razão entre perdas em vazio e consumo mensal superior a 10%, o que é um valor significativamente elevado. Isso se deve ao baixo carregamento desses transformadores em comparação com as suas potências nominais. Boa parte dos transformadores (7.946 unidades, o que equivale a 4,5% de todos os transformadores trifásicos) apresenta perdas acima de 100% do consumo mensal atendido pelo transformador, o que é extremamente crítico. Este resultado confirma o diagnóstico obtido no Capítulo 2, que indicou que a maioria dos transformadores está operando com baixo nível de carregamento (*i.e.*, subcarregados);
- Cerca de 29% dos transformadores monofásicos e 12% dos transformadores trifásicos apresentam perdas em vazio superiores a 30% do consumo mensal atendido pelo transformador. Isto sugere uma quantidade não desprezível de transformadores apresentando elevadas perdas percentuais em vazio em relação à carga que o equipamento supre.

Adicionalmente, a Figura 3.3 apresenta as probabilidades acumuladas dos *status* destes transformadores. É de se notar que, para os transformadores monofásicos, entre 30 e 40% (eixo da ordenada) do total de unidades individualmente para as potências de 5 a 15 kVA apresentam até 10% (eixo da abscissa) na relação de perdas no ferro em relação ao consumo mensal. Para as demais potências, pelo menos 57% (eixo da ordenada) das unidades são encontradas nessa faixa de até 10% no eixo da abscissa. Para os transformadores trifásicos de 15 kVA, em torno de 35% (eixo da ordenada) das unidades apresentam até 10% (eixo da abscissa) na relação de perdas no ferro em relação ao consumo mensal. Em resumo, as principais constatações são que (i) independente da potência e da conexão (monofásica e trifásica), pelo menos 65% das unidades estão subcarregadas com relação de até 30% (eixo da abscissa) na relação de perdas no ferro em relação ao consumo mensal; (ii) transformadores de maiores potências apresentam mais unidades subcarregadas.

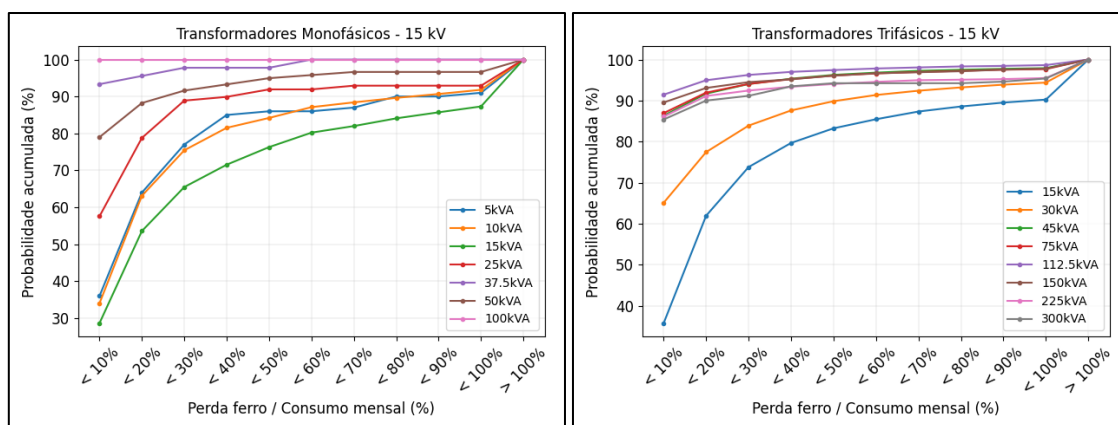


Figura 3.3: Probabilidade Acumulada – Transformadores Monofásicos e Trifásicos (Desenvolvimento próprio)

A Figura 3.4 e a Figura 3.5 apresentam o comportamento das perdas no cobre de transformadores trifásicos e monofásicos considerando o carregamento desses transformadores em um mês representativo. É possível observar que, para transformadores monofásicos, as perdas seguem a tendência de consumo (quanto maior o consumo, maiores são as perdas), sendo que as principais perdas estão nos transformadores de 37,5 kVA e 50 kVA. Porém, existem poucos desses transformadores na rede, indicando que os transformadores monofásicos apresentam baixa representatividade no valor total das perdas no cobre totais da empresa. Por outro lado, as perdas no cobre de transformadores trifásicos são mais elevadas e pouco dependentes do carregamento do transformador, para transformadores de 45 kVA ou mais. Todos esses transformadores possuem perdas no cobre semelhantes, mesmo com energia consumida mensal distinta. Todavia, perdas no núcleo crescem com a potência do equipamento.

Por fim, as perdas mensais em vazio e no cobre destes transformadores foram calculadas de acordo com a Equação 4.1 e Equação 4.2 e os resultados obtidos estão ilustrados na Tabela 3.13 para transformadores monofásicos e na Tabela 3.14 para transformadores trifásicos. Observa-se que as perdas totais em transformadores monofásicos representam apenas 0,63% das perdas totais em transformadores trifásicos e, portanto, podem ser desconsideradas em análises qualitativas envolvendo toda a empresa. Com isso, observa-se na Tabela 3.14 que 78% das perdas nos transformadores ocorrem em equipamentos de 30, 45 ou 75 kVA, os mais abundantes na Distribuidora A.

Tabela 3.12: Perdas em vazio (ferro) de transformadores monofásicos de 15 kV.

Distribuidora A		Relação Perdas no Ferro/Consumo Mensal (Tensão ≤ 15 kV)												
Potência (kVA)	Total de Transformadores	Quantidade Carregamento ≤ 300%	Total (PF x CM)	0 a 10%	10 a 20%	20 a 30%	30 a 40%	40 a 50%	50 a 60%	60 a 70%	70 a 80%	80 a 90%	90 a 100%	> 100%
5	145	144	100	36	28	13	8	1	0	1	3	0	1	9
				36,0%	28,0%	13,0%	8,0%	1,0%	0,0%	1,0%	3,0%	0,0%	1,0%	9,0%
10	1.614	1.607	1.234	420	359	152	75	33	36	16	15	13	14	101
				34,0%	29,1%	12,3%	6,1%	2,7%	2,9%	1,3%	1,2%	1,1%	1,1%	8,2%
15	2.721	2.720	2.017	578	503	240	122	96	79	36	42	33	32	256
				28,7%	24,9%	11,9%	6,0%	4,8%	3,9%	1,8%	2,1%	1,6%	1,6%	12,7%
25	117	117	99	57	21	10	1	2	0	1	0	0	0	7
				57,6%	21,2%	10,1%	1,0%	2,0%	0,0%	1,0%	0,0%	0,0%	0,0%	7,1%
37,5	47	46	45	42	1	1	0	0	1	0	0	0	0	0
				93,3%	2,2%	2,2%	0,0%	0,0%	2,2%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
50	122	122	119	94	11	4	2	2	1	1	0	0	0	4
				79,0%	9,2%	3,4%	1,7%	1,7%	0,8%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	3,4%
100	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	4.775	4.765	3.623	1.236	923	420	208	134	117	55	60	46	47	377
				34,1%	25,5%	11,6%	5,7%	3,7%	3,2%	1,5%	1,7%	1,3%	1,3%	10,4%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

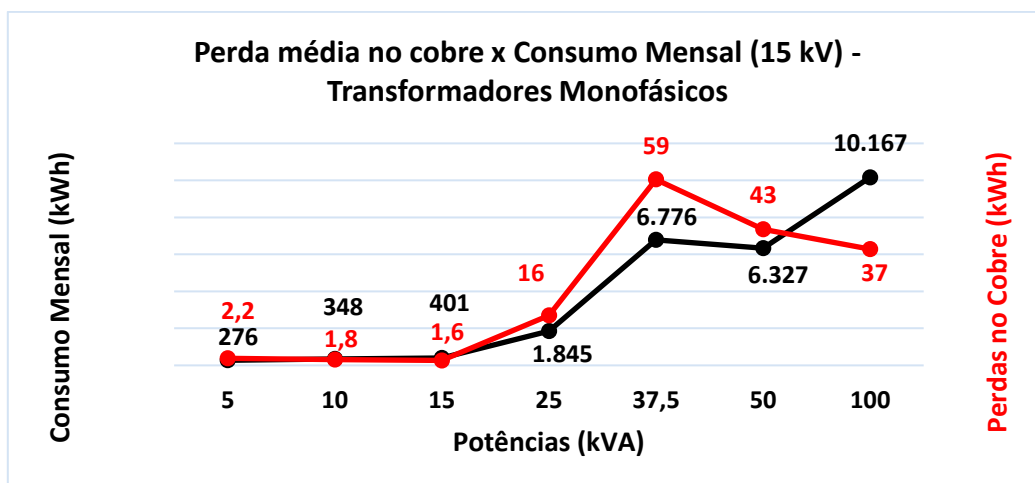


Figura 3.4: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores monofásicos (Desenvolvimento próprio).

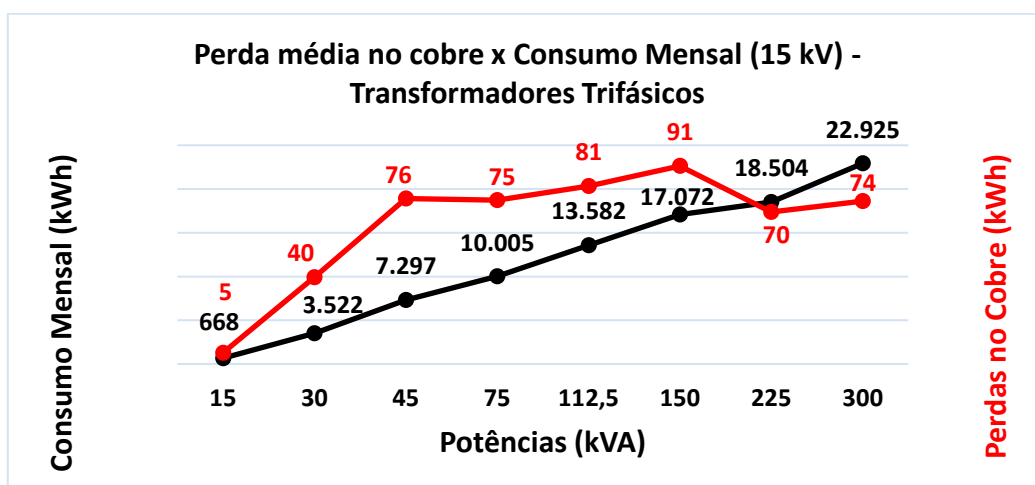


Figura 3.5: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores trifásicos (Desenvolvimento próprio).

Tabela 3.13: Perdas mensais em transformadores monofásicos da Distribuidora A.

Distribuidora A	Classe 15 kV	
Potências (kVA)	Perda Ferro (MWh)	Perda Cobre (MWh)
	Eficiência - Nível E	
5	3	0,2
10	54	2
15	119	3
25	7	2
37,5	4	3
50	14	5
100	2	0,3
Total (mês)	203	15
Total (ano)	2.433	182

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 3.14: Perdas mensais em transformadores trifásicos da Distribuidora A.

Distribuidora A	Classe 15 kV	
Potências (kVA)	Perda Ferro (MWh)	Perda Cobre (MWh)
15	2.363	175
30	5.029	1.812
45	6.788	3.759
75	7.009	2.552
112,5	2.709	825
150	681	184
225	349	52
300	148	19
Total (mês)	25.076	9.379
Total (ano)	300.912	112.553

Fonte: Desenvolvimento próprio.

3.3 Distribuidora B

A Distribuidora B possui característica distinta da Distribuidora A, atendendo principalmente consumidores rurais, enquanto a Distribuidora A atende principalmente regiões urbanas. Como consequência, mais da metade dos transformadores da Distribuidora B são monofásicos, enquanto na Distribuidora A mais de 97% dos transformadores são trifásicos. Apesar desta diferença, o cenário de perdas e carregamento de transformadores é semelhante em ambas as empresas do ponto de vista que mais de 50% dos transformadores monofásicos e cerca de 25% dos transformadores

trifásicos apresentam razão entre perdas em vazio e consumo mensal superior a 10%, indicando que estes transformadores estão operando subcarregados. A distribuição de níveis de perdas entre os transformadores de diferentes classes de tensão (15 kV e 24,2 kV) é semelhante. Os resultados para perdas no ferro podem ser visualizados na Tabela 3.15 e Tabela 7.4 a Tabela 7.10 do Apêndice B – para transformadores monofásicos de 15 kV e 24,2 kV e para transformadores trifásicos de 15 kV e 24,2 kV, respectivamente. O Apêndice B apresenta os mesmos resultados, porém para as perdas no cobre dos transformadores considerando o consumo em um mês representativo.

As perdas no cobre dos transformadores também apresentam comportamento qualitativo semelhante ao observado para a Distribuidora A, como mostrado da Figura 3.8 à Figura 3.11. Porém, como mostrado na Tabela 3.16 e na Tabela 3.17 mesmo com o número de transformadores monofásicos sendo superior ao número de transformadores trifásicos, o maior montante de perdas técnicas é observado nos transformadores trifásicos, devido às suas maiores potências. Isto sugere que mesmo para a Distribuidora B, com característica predominante rural, pode ser mais interessante desenvolver estratégias de gerenciamento e efficientização voltadas inicialmente aos transformadores trifásicos subcarregados.

A Figura 3.6 apresenta as probabilidades acumuladas dos status dos transformadores monofásicos de 15 e 24,2 kV, sendo que, para a grande maioria das potências, entre 40 e 70% (eixo da ordenada) do total de unidades para cada potência individualmente apresentam até 10% (eixo da abscissa) na relação de perdas no ferro em relação ao consumo mensal. É de se perceber pelas probabilidades acumuladas dos transformadores trifásicos apresentadas na Figura 3.7 que, para as potências menores (i.e., 15 e 30 kVA), menos de 60% (eixo da ordenada) das unidades apresentam até 10% (eixo da abscissa) na relação de perdas no ferro em relação ao consumo mensal. Para as demais potências destes transformadores trifásicos, mais de 70% das unidades se encontram nesta faixa de até 10%.

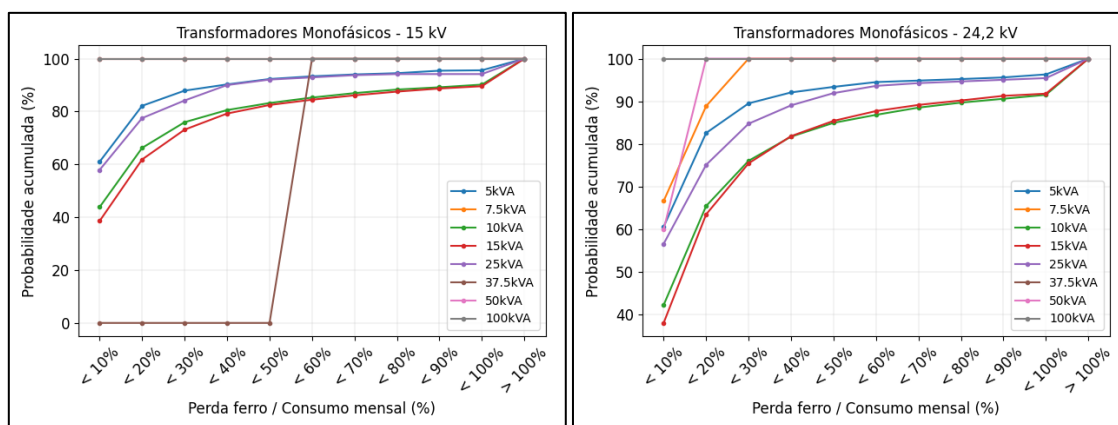


Figura 3.6: Probabilidade Acumulada – Transformadores Monofásicos 15 e 24,2 kV (Desenvolvimento próprio)

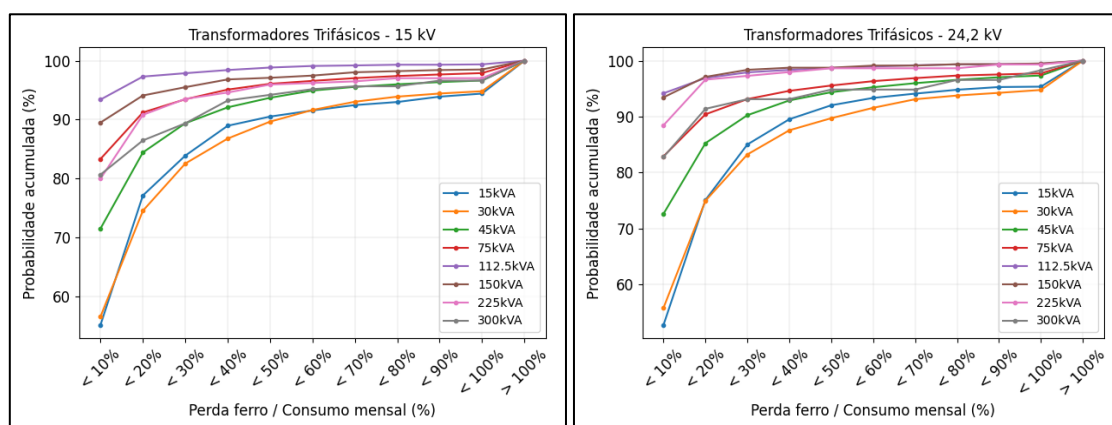


Figura 3.7: Probabilidade Acumulada – Transformadores Trifásicos 15 e 24,2 kV (Desenvolvimento próprio)

Tabela 3.15: Perdas em vazio (ferro) de transformadores monofásicos de 15 kV.

Distribuidora B		Relação Perdas no Ferro/Consumo Mensal (Tensão ≤ 15 kV)												
Potência (kVA)	Total de Transformadores	Quantidade Carregamento ≤ 300%	Total (PF x CM)	0 a 10%	10 a 20%	20 a 30%	30 a 40%	40 a 50%	50 a 60%	60 a 70%	70 a 80%	80 a 90%	90 a 100%	> 100%
5	1.594	1.591	1.272	776	269	73	30	26	13	9	6	12	2	56
				61,0%	21,1%	5,7%	2,4%	2,0%	1,0%	0,7%	0,5%	0,9%	0,2%	4,4%
7,5	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
10	7.258	7.252	6.158	2.700	1.379	598	283	164	127	104	83	53	62	605
				43,8%	22,4%	9,7%	4,6%	2,7%	2,1%	1,7%	1,3%	0,9%	1,0%	9,8%
15	8.412	8.409	7.519	2.901	1.750	848	458	244	150	124	106	88	66	784
				38,6%	23,3%	11,3%	6,1%	3,2%	2,0%	1,6%	1,4%	1,2%	0,9%	10,4%
25	250	250	240	139	47	16	14	5	2	2	1	0	0	14
				57,9%	19,6%	6,7%	5,8%	2,1%	0,8%	0,8%	0,4%	0,0%	0,0%	5,8%
37,5	1	1	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	0	0
				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
50	5	5	5	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
100	3	3	3	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	17.528	17.516	15.203	6.529	3.445	1.535	785	439	293	239	196	153	130	1.459
				42,9%	22,7%	10,1%	5,2%	2,9%	1,9%	1,6%	1,3%	1,0%	0,9%	9,6%

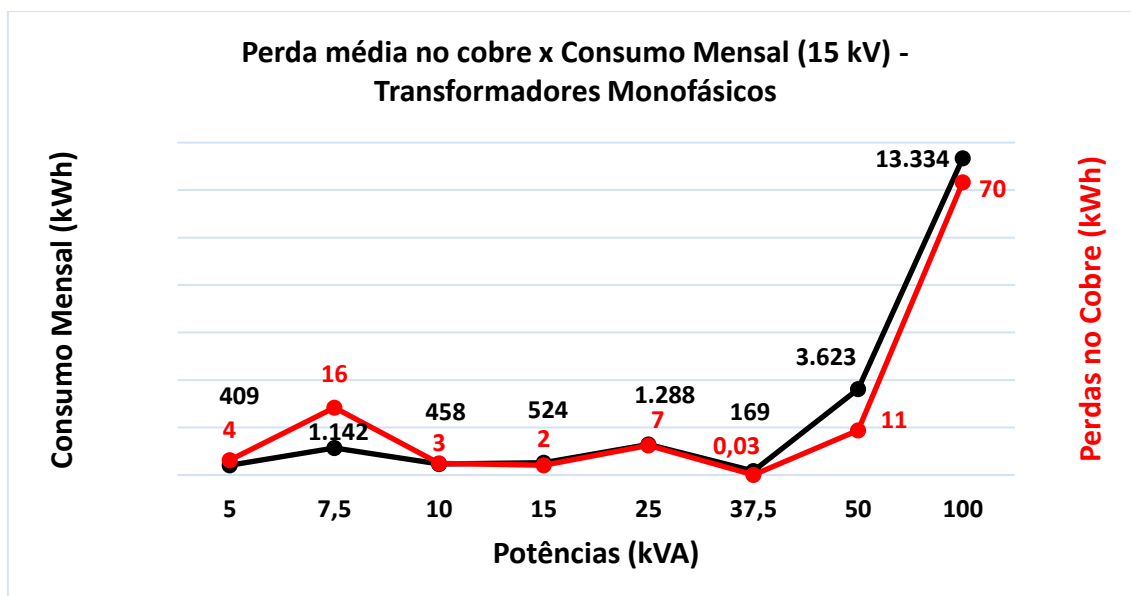


Figura 3.8: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores monofásicos de 15 kV (Desenvolvimento próprio).

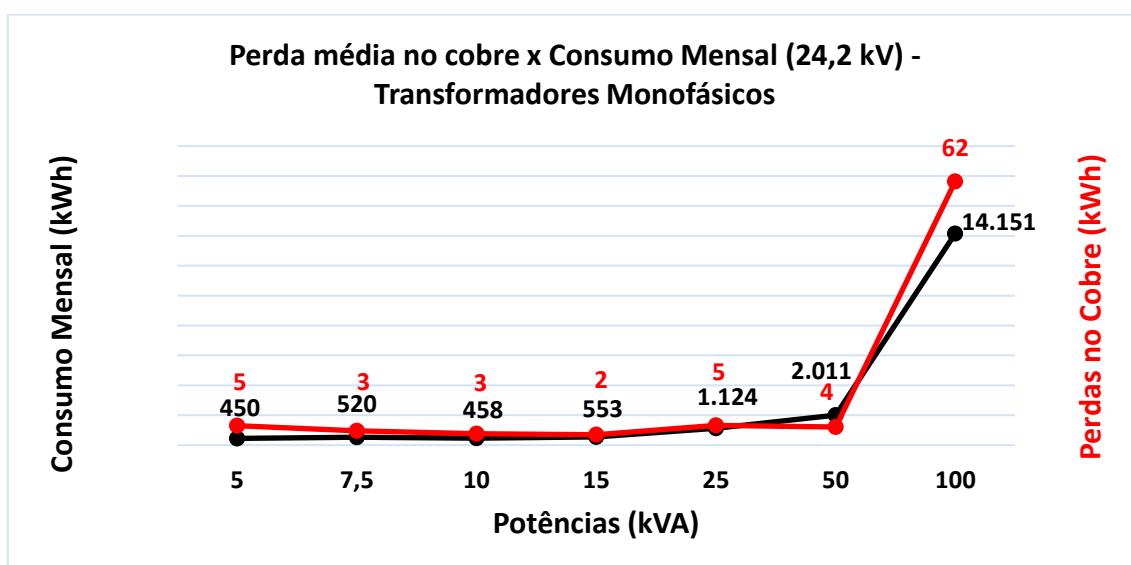


Figura 3.9: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores monofásicos de 24,2 kV (Desenvolvimento próprio).

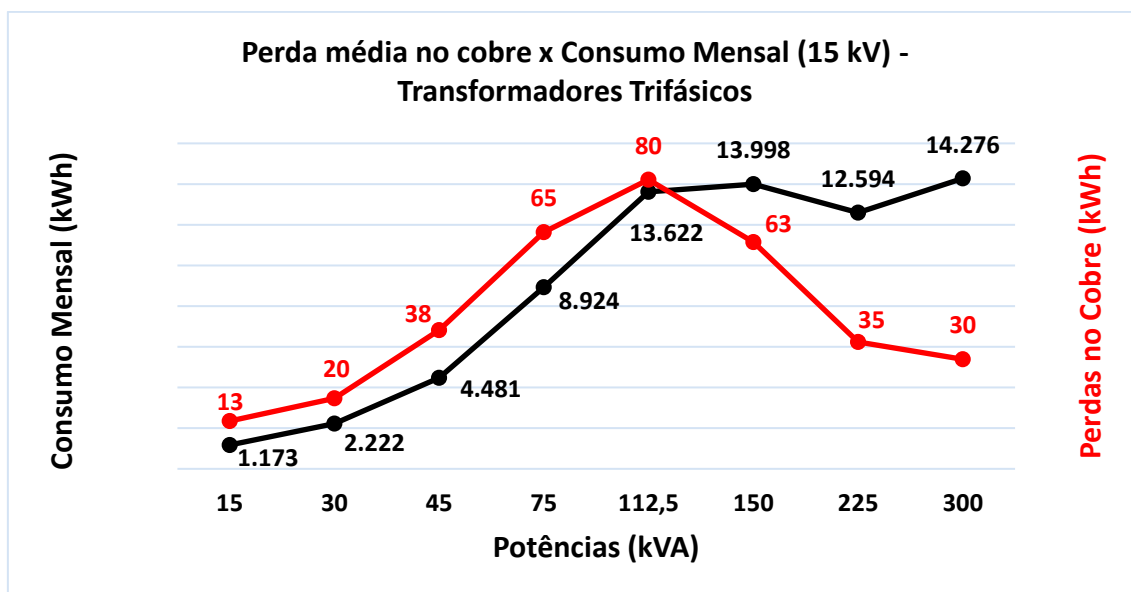


Figura 3.10: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores trifásicos de 15 kV (Desenvolvimento próprio).

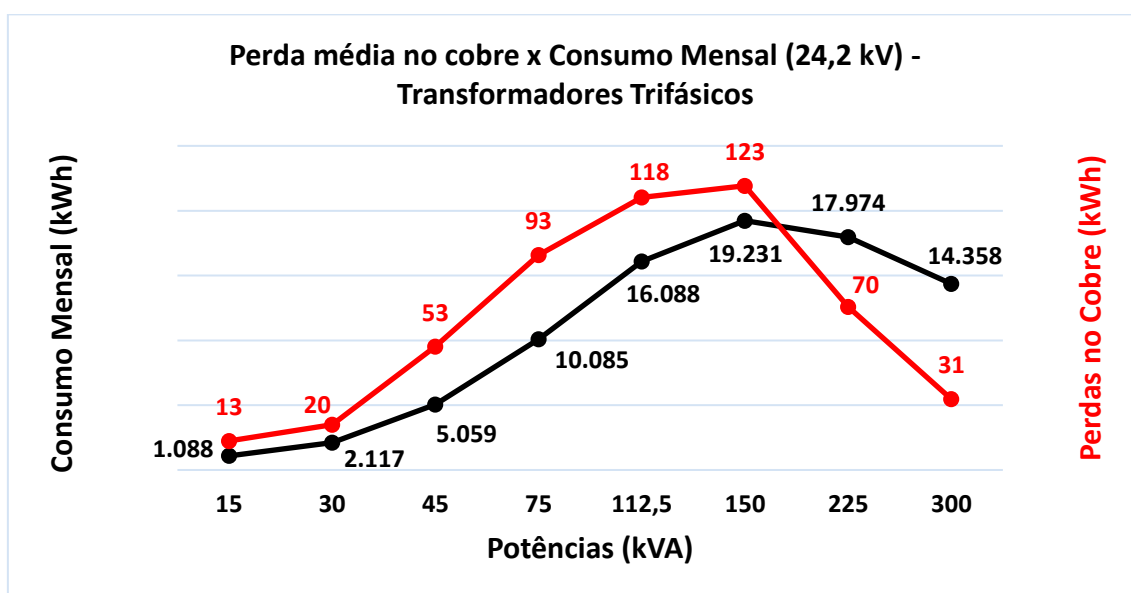


Figura 3.11: Perdas médias no cobre e carregamento médio de transformadores trifásicos de 24,2 kV (Desenvolvimento próprio).

Tabela 3.16: Perdas mensais em transformadores monofásicos da Distribuidora B.

Distribuidora B	Classe 15 kV		Classe 24,2 kV	
Potências (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)
	Eficiência - Nível E			
5	37	5	111	15
7,5	0,14	0,08	0,32	0,03
10	244	17	664	40
15	367,31	17,482	919,30	40,396
25	15	2	54	4
37,5	0,09	0,00003	0,00	0,00
50	1	0,1	1	0,02
100	1	0,2	0,2	0,1
Total (mensal)	665	41	1.749	99

Total (anual)	28.962	1.689
---------------	--------	-------

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 3.17: Perdas mensais em transformadores trifásicos da Distribuidora B.

Distribuidora B	Classe 15 kV		Classe 24,2 kV	
Potências (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)
	Eficiência - Nível E			
15	48	10	99	18
30	381	70	595	103
45	652	185	926	330
75	1.317	422	1.570	665
112,5	878	267	770	315
150	353	67	281	97
225	163	13	74	10
300	117	6	34	2
Total (mensal)	3.911	1.039	4.348	1.540

Total (anual)	99.103	30.953
---------------	--------	--------

Fonte: Desenvolvimento próprio.

4 ESTRATÉGIAS PARA EFICIENTIZAÇÃO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Os capítulos anteriores apresentaram e discutiram o cenário atual de carregamento e de perdas elétricas nos transformadores de distribuição de duas distribuidoras brasileiras. Observou-se que a maioria dos transformadores operam subcarregados e, conseqüentemente, produzem perdas elétricas (especialmente perdas em vazio) que poderiam ser evitadas se os transformadores fossem dimensionados adequadamente. Vale ressaltar que a redução de perdas técnicas no sistema de distribuição tem um impacto ambiental positivo, visto que as perdas nos condutores estão diretamente associadas ao consumo de combustíveis e outros insumos necessários para gerar a energia perdida. Com isso, é possível considerar que a redução de perdas tem o potencial de reduzir, por exemplo, emissões de gases de efeito estufa. Conforme a Tabela 4.1, a cada 1000 kWh de energia consumida em perdas por transformadores são emitidos em média 385 kg de CO₂. A adoção de transformadores energeticamente eficientes, poderia economizar até o ano de 2035 um por cento de toda a energia gerada no Reino Unido, cujo consumo foi de 350 TWh de energia em 2014 [44].

Tabela 4.1: Fator de emissão de consumo elétrico.

	Consumo anual	Unidades de medida física	Fator de emissão (kg de CO ₂ eq/kWh)	kg de CO ₂ eq
Eletricidade	1000	kWh	0,385	385

Fonte: [44].

Outro aspecto a ser considerado é que os materiais utilizados na fabricação de transformadores de distribuição também têm o seu fator equivalente de emissão de CO₂ por quilograma de material produzido conforme apresentado na Tabela 4.2. Portanto, a instalação de transformadores de menor capacidade, mais adequados às redes de baixa tensão das distribuidoras analisadas, também pode contribuir para a redução das emissões de CO₂.

Tabela 4.2: Fator de emissão de CO₂ na produção de materiais.

Material	Fator de emissão equivalente (kg de CO ₂ eq/kg)
Alumínio	1,6
Cobre	2,5 - 8,5
Papel	0,134
Óleo Mineral	3,2 - 6,3

Fonte: [44].

É possível concluir, portanto, que existe margem para reduzir as perdas elétricas e as emissões equivalentes de CO₂ nos sistemas de distribuição. Isto pode ser alcançado tanto com a instalação de transformadores mais eficientes e com capacidade adequada à demanda a ser atendida, quanto com o remanejamento de unidades já instaladas.

Logo, o próximo passo do estudo nesta tese consiste em avaliar alternativas para reduzir os custos com perdas elétricas nesses transformadores. Neste contexto, este capítulo inicialmente avalia duas estratégias para melhorar a eficiência dos transformadores: 1) substituir os transformadores existentes (nível de eficiência E) por transformadores com nível de eficiência D; e 2) substituir os transformadores existentes por transformadores verdes. Nos dois estudos, não há alteração da potência nominal dos transformadores, apenas do seu nível de eficiência. Serão analisados e discutidos os potenciais ganhos atingidos por essas estratégias de efficientização devido à redução das perdas elétricas. Em seguida, além da efficientização, será avaliado 1) o potencial ganho proveniente da adequação da capacidade (redimensionamento) dos transformadores para a capacidade mais adequada (capacidade ótima), e 2) a modernização de apenas um grupo considerado mais crítico de transformadores que atendam uma característica específica pré-estabelecida.

A Tabela 4.3 apresenta a quantidade de CO₂ eq. referente às perdas técnicas evitadas com a efficientização na substituição de transformadores com nível de eficiência E por transformadores com nível de eficiência D.

Tabela 4.3: Quantidade de CO₂ eq evitados

Distribuidoras	Perdas Evitadas - Substituição Eficiência E x D (kWh)	kg CO ₂ eq.
A	19.164	49.777
B	19.683	51.125

Fonte: Desenvolvimento próprio

4.1 Alternativa 1: Substituição por Transformadores de Nível de Eficiência Superior

A primeira alternativa de eficientização consiste em substituir todos os transformadores com nível de eficiência E por equipamentos com nível de eficiência D, em conformidade com a norma ABNT NBR 5440:2014. A diferença entre as perdas elétricas dos dois níveis de eficiência está apresentada da Tabela 3.1 à Tabela 3.4 do Capítulo 3, para transformadores monofásicos e trifásicos das classes de tensão 15 kV e 24,2 kV. Neste estudo, altera-se apenas o nível de eficiência de cada transformador das empresas analisadas (Distribuidoras A e B); sua potência nominal não é alterada.

No estudo de cada empresa, primeiramente, são apresentados os ganhos da eficientização dos transformadores, tanto do ponto de vista de redução da energia perdida quanto do ponto de vista de redução dos custos (em reais, R\$) com perdas elétricas. Também é apresentada uma estimativa dos custos envolvidos na substituição do parque de transformadores da empresa. Por fim, é discutida a viabilidade econômica para executar esta substituição dos transformadores.

4.1.1 Distribuidora A

Inicialmente, as perdas elétricas anuais de todo o parque de transformadores da Distribuidora A são obtidas considerando os transformadores existentes. O nível de carregamento de cada transformador é calculado agregando-se as curvas de carga típicas dos consumidores e de pontos de iluminação pública, conforme descrito na seção 2.1 desta tese. Com esta informação, as perdas elétricas diárias de cada transformador podem ser determinadas somando-se suas perdas em vazio nominais (as quais são assumidas constantes ao longo de todo o dia e mostradas em (4.1) às perdas no cobre, que são calculadas considerando o nível de carregamento do transformador, conforme (4.2), em que $D_{max\ div}$ é a demanda máxima do transformador ao longo do dia, kVA_{nom} é sua potência nominal, $P_{cobre\ nom.}$ são suas perdas no cobre sob carregamento nominal e F_{perdas} é o fator de perdas, definido como a razão entre a demanda quadrática média diária e a demanda quadrática máxima diária da rede atendida.

$$Perdas_{Fe} = \frac{Perdas_{Fe\ nom.} * 24\ horas * N^o\ dias_{mês}}{1000} [kWh] \quad (4.1)$$

$$P_{kWh_mês_cobre} = \left[\frac{D_{max\ div}}{kVA_{nom.}} \right]^2 * \frac{(P_{cobre_{nom.}} * F_{perdas} * N^{º}dias_{mês} * 24)}{1000} [kWh] \quad (4.2)$$

A Tabela 4.4 e a Tabela 7.11 do Apêndice C – apresentam os resultados de perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos e trifásicos, respectivamente. Os resultados estão individualizados pela potência nominal do transformador e nível de eficiência. O principal resultado é que esta substituição por transformadores com nível de eficiência D pode levar a uma queda de cerca de 12% das perdas elétricas totais, sendo que o maior efeito é observado nos transformadores trifásicos, os quais correspondem a mais de 97% dos transformadores de distribuição da empresa e a 99% das perdas elétricas em transformadores. A diferença percentual entre as perdas de transformadores de nível E e transformadores de nível D é aproximadamente constante para todas as potências nominais, sendo que a diferença para as perdas em vazio nos transformadores trifásicos (redução de cerca de 13%) é superior à diferença observada para as perdas no cobre desses transformadores (redução de cerca de 9%).

A redução mais expressiva da energia perdida ocorre para os transformadores trifásicos de 112,5 kVA, 75 kVA, 45 kVA e 30 kVA, que também são os transformadores presentes em maior número na empresa. Estes transformadores correspondem a cerca de 77% do parque de transformadores da empresa, sendo responsáveis por cerca de 88% das perdas totais nesses equipamentos.

Tabela 4.4: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos nível E e D.

Distribuidora A	Classe 15 kV					
Potência (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)
	Eficiência – Nível E		Eficiência - Nível D		Comparação	
5	3.387	222	2.903	201	-14,3%	-9,5%
10	53.995	2.192	48.596	2.024	-10,0%	-7,7%
15	119.025	3.150	109.939	2.853	-7,6%	-9,4%
25	7.076	1.563	6.290	1.423	-11,1%	-9,0%
37,5	4.173	2.638	3.709	2.414	-11,1%	-8,5%
50	13.527	5.109	12.298	4.652	-9,1%	-8,9%
100	1.542	330	1.391	301	-9,8%	-8,8%
Total	202.726	15.205	185.126	13.868	-8,7%	-8,8%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

O ganho financeiro anual desta redução de perdas elétricas pode ser calculado considerando a tarifa de energia média da empresa para consumidores de baixa tensão em 2017, a qual é R\$ 175,96 / MWh conforme Tabela 3.11. Para calcular este ganho, a Tabela 4.5 apresenta os custos com perdas elétricas anuais considerando os transformadores existentes na empresa (com nível de eficiência E), e a Tabela 4.6 apresenta os custos com perdas elétricas anuais considerando que todo o parque de transformadores da empresa é substituído por equipamentos com nível de eficiência D. Observa-se uma redução do custo anual total com perdas elétricas de R\$ 8.731.515,32, ou seja, uma redução de 12% em relação ao custo atual referente a estas perdas. Este resultado demonstra o alto potencial de melhoria dos custos de operação e manutenção do sistema de distribuição ao aprimorar a eficiência dos transformadores de distribuição, que são responsáveis por quase metade das perdas elétricas nas redes de distribuição de média e baixa tensão. Os ganhos desta estratégia podem beneficiar tanto a distribuidora, devido a menores custos de gestão e manutenção da rede elétrica, quanto o consumidor por meio de redução da tarifa de energia elétrica.

Tabela 4.5: Custos anuais com perdas elétricas de transformadores existentes – nível E.

Perdas no Ferro e no Cobre					
Classes 15 kV					
Distribuidora A	Origem	Perda (Cálculo Distrib. A)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. A
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	2.433	305.103	175,96	428.059,16
	Cobre	182	160.642		32.105,63
Transformadores Trifásicos	Ferro	300.912	305.103		52.948.438,36
	Cobre	112.553	160.642		19.804.759,35
Total	Ferro	303.344	305.103		53.376.497,5
	Cobre	112.735	160.642		19.836.865,0
Total Geral					73.213.362,49

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.6: Custos anuais com perdas elétricas de transformadores nível D.

Perdas no Ferro e no Cobre					
Classe 15 kV					
Distribuidora A	Origem	Perda (Cálculo Distrib. A)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. A
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	2.222	305.103	175,96	390.897,08
	Cobre	166	160.642		29.281,91
Transformadores Trifásicos	Ferro	261.181	305.103		45.957.448,68
	Cobre	102.888	160.642		18.104.219,49
Total	Ferro	263.403	305.103		46.348.345,8
	Cobre	103.055	160.642		18.133.501,4
Total Geral					64.481.847,17

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Este resultado cria um alerta também para a agência reguladora de energia elétrica (ANEEL), que pode buscar mecanismos regulatórios para incentivar as distribuidoras a melhorar a eficiência de seu parque de transformadores. As dificuldades existentes para as distribuidoras buscarem a efficientização de seu parque de transformadores considerando a regulação atual serão discutidas mais detalhadamente no Capítulo 5 desta tese. Do ponto de vista estritamente financeiro, o custo total de uma eventual aquisição de novos transformadores com nível de eficiência D para a empresa analisada está apresentado na Tabela 4.7 para transformadores trifásicos e na Tabela 4.8 para transformadores monofásicos, sendo os custos unitários adquiridos através do fabricante de transformadores Itaipu.

Tabela 4.7: Custos de aquisição de transformadores trifásicos nível D.

Potência (kVA)	Quantidade de Transformadores na Rede	Trafo Classe D	
		Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
15	41.505	8.827,65	366.391.613,25
30	50.001	11.466,00	573.311.466,00
45	51.875	13.220,10	685.792.687,50
75	35.392	17.973,00	636.100.416,00
112,5	10.338	22.910,40	236.847.715,20
150	2.090	28.864,35	60.326.491,50
225	798	38.019,60	30.339.640,80
300	273	48.510,90	13.243.475,70
Total	192.272		2.602.353.505,95

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.8: Custos de aquisição de transformadores monofásicos nível D.

Potência (kVA)	Quantidade de Transformadores na Rede	Trafo Classe D	
		Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
5	145	2.634,80	448.376,25
10	1.614	3.092,25	4.990.891,50
15	2.721	3.933,65	10.703.461,65
25	117	5.398,75	631.653,75
37,5	47	6.643,35	312.237,45
50	122	7.590,45	926.034,90
100	9	12.577,25	113.195,25
Total	4.775		18.125.850,75

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Observa-se que os custos evitados com as perdas técnicas anuais são baixos, representando 0,3% do total dos custos de aquisição dos transformadores de classe D, como demonstrado na Tabela 4.9. Mesmo se o tempo de vida útil dos transformadores (25 anos) for considerado de forma simplificada (multiplicando-se os ganhos anuais com redução de perdas por 25), estes ganhos devido à redução das perdas ainda não justifica a substituição do parque de transformadores da distribuidora. Entretanto, para obter uma estimativa mais detalhada do custo evitado com a redução de perdas, pode-se optar uma análise financeira que considere a depreciação e a valoração do ativo.

Tabela 4.9: Comparação dos custos de aquisição de transformadores com custos evitados anualmente com perdas técnicas.

Tipos	Custos de Aquisição - Trafos D (R\$)	Custos de Perdas evitados com Subst. Transf. Nível E x Transf. Nível D (R\$)
Transformadores Monofásicos	18.125.850,75	39.985,79
Transformadores Trifásicos	2.602.353.505,95	8.691.529,53
Total	2.620.479.356,70	8.731.515,32

Fonte: Desenvolvimento próprio.

4.1.2 Distribuidora B

O estudo de substituição dos transformadores para o nível de eficiência D foi realizado também para uma distribuidora com forte característica de atendimento a consumidores rurais, em que mais da metade de seus transformadores é monofásica e 78% dos consumidores são monofásicos. As perdas elétricas nos transformadores desta

empresa estão apresentadas na Tabela 4.10 para transformadores monofásicos, e na Tabela 7.12 do Apêndice D – para transformadores trifásicos.

Nota-se que, apesar de mais da metade dos transformadores serem monofásicos, cerca de 81% das perdas em transformadores ainda ocorrem nos equipamentos trifásicos, o que já havia sido observado no diagnóstico de perdas apresentado no Capítulo 3 desta tese. O maior montante de perdas é observado nos transformadores trifásicos de 75 kVA, 112,5 kVA e 45 kVA, e nos transformadores monofásicos de 15 kVA.

A redução percentual de perdas elétricas proporcionada pela substituição desses transformadores por equipamentos de nível de eficiência D é semelhante à redução observada na empresa analisada anteriormente, ou seja, cerca de 13% nas perdas de transformadores trifásicos e 9% nas perdas de transformadores monofásicos. Além disso, outro resultado observado é que a redução nas perdas dos transformadores trifásicos da classe de tensão 24,2 kV é proporcionalmente maior que a redução observada nos transformadores da classe 15 kV.

Tabela 4.10: Perdas elétricas diárias em transformadores monofásicos de nível E e D.

Distribuidora B	Classe 15 kV		Classe 24,2 kV		Classe 15 kV		Classe 24,2 kV		Classe 15 kV		Classe 24,2 kV	
Potência (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)
	Eficiência - Nível E				Eficiência - Nível D				Comparação			
5	37.420	4.521	110.934	15.407	32.075	4.091	97.067	14.067	-14,3	-9,5	-12,5	-8,7
7,5	143	81	319	30	126	74	286	28	-11,8	-8,3	-10,5	-6,2
10	243.667	17.356	663.580	39.883	219.300	16.021	603.254	36.085	-10,0	-7,7	-9,1	-9,5
15	367.305	17.482	919.296	40.396	339.051	15.833	858.010	36.913	-7,7	-9,4	-6,7	-8,6
25	15.120	1.707	53.760	3.521	13.465	1.554	48.384	3.228	-10,9	-9,0	-10,0	-8,3
37,5	91	0,03	0	0	81	0,02	0	0	-11,1	-8,5		
50	554	54	638	21	504	49	571	19	-9,1	-8,9	-10,5	-8,2
100	514	211	185	62	464	193	168	56	-9,8	-8,8	-9,1	-9,4
Total	664.815	41.413	1.748.712	99.320	605.065	37.814	1.607.740	90.397	-9,0	-8,7	-8,1	-9,0

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Considerando-se uma tarifa de energia média de R\$ 166,22 / MWh conforme Tabela 3.11 para os consumidores de baixa tensão desta empresa, os custos com perdas elétricas devido à efficientização de transformadores são aqueles apresentados na Tabela 4.11 para transformadores de nível de eficiência E, e na Tabela 4.12, para transformadores de nível de eficiência D. Os ganhos com a redução de perdas elétricas são R\$ 3.271.723,54, ou seja, cerca de 12% do gasto com perdas elétricas nos transformadores.

Tabela 4.11: Custos anuais com perdas elétricas de transformadores existentes nível E.

Perdas no Ferro e no Cobre					
Classes 15 e 24,2 kV					
Distribuidora B	Origem	Perda (Cálculo Distrib. B)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. B
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	28.962	108.953	166,22	4.814.116,78
	Cobre	1.689	45.615		280.711,45
Transformadores Trifásicos	Ferro	99.103	108.953		16.472.942,84
	Cobre	30.953	45.615		5.144.941,21
Total	Ferro	128.066	108.953		21.287.059,62
	Cobre	32.641	45.615		5.425.652,67
Total Geral					26.712.712,28

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.12: Custo anuais com perdas elétricas de transformadores nível D.

Perdas no Ferro e no Cobre					
Classes 15 e 24,2 kV					
Distribuidora B	Origem	Perda (Cálculo Distrib. B)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. B
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	26.554	108.953	166,22	4.413.750,00
	Cobre	1.539	45.615		255.735,15
Transformadores Trifásicos	Ferro	85.615	108.953		14.230.845,57
	Cobre	27.317	45.615		4.540.658,03
Total	Ferro	112.168	108.953		18.644.595,57
	Cobre	28.856	45.615		4.796.393,17
Total Geral					23.440.988,74

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Do ponto de vista financeiro, o custo total da aquisição de novos transformadores com nível de eficiência D para a empresa analisada está apresentado na Tabela 4.13 e na Tabela 4.14, para transformadores trifásicos e monofásicos, respectivamente.

Tabela 4.13: Custos de aquisição de transformadores trifásicos com eficiência nível D.

Potência (kVA)	Classe 15 kV			Classe 24,2 kV			Classes 15 e 24,2 kV	
	Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores - Nível D		Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores - Nível D		Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores - Nível D
		Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)		Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)		
15	854	8.827,65	7.538.813,10	1.567	12.796,91	20.052.750,14	2.421	27.591.563,24
30	3.789	11.466,00	43.444.674,00	5.538	15.321,35	84.849.636,30	9.327	128.294.310,30
45	4.982	13.220,10	65.862.538,20	6.418	17.076,95	109.599.865,10	11.400	175.462.403,30
75	6.650	17.973,00	119.520.450,00	7.418	22.935,55	170.135.909,90	14.068	289.656.359,90
112,5	3.352	22.910,40	76.795.660,80	2.696	28.127,00	75.830.392,00	6.048	152.626.052,80
150	1.084	28.864,35	31.288.955,40	803	37.965,95	30.486.657,85	1.887	61.775.613,25
225	373	38.019,60	14.181.310,80	151	47.475,45	7.168.792,95	524	21.350.103,75
300	215	48.510,90	10.429.843,50	60	63.442,50	3.806.550,00	275	14.236.393,50
Total	21.299		369.062.245,80	24.651		501.930.554,24	45.950	870.992.800,04

Fonte: Itaipu transformadores.

Tabela 4.14: Custos de aquisição de transformadores monofásicos com eficiência nível D.

Potência (kVA)	Classe 15 kV			Classe 24,2 kV			Classes 15 e 24,2 kV	
	Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores – Nível D		Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores – Nível D		Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores – Nível D
		Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)		Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)		Custo Total (R\$)
5	1.594	2.634,80	4.199.871,20	4.136	3.222,00	13.326.192,00	5.730	17.526.063,20
7,5 ⁴	5	3.092,25	15.461,25	10	3.768,80	37.688,00	15	53.149,25
10	7.258	3.092,25	22.443.550,50	17.968	3.768,80	67.717.798,40	25.226	90.161.348,90
15	8.412	3.933,65	33.089.863,80	18.244	4.810,00	87.753.640,00	26.656	120.843.503,80
25	250	5.398,75	1.349.687,50	802	6.601,60	5.294.483,20	1.052	6.644.170,70
37,5	1	6.643,35	6.643,35	0	7.972,00	0,00	1	6.643,35
50	5	7.590,45	37.952,25	5	9.338,00	46.690,00	10	84.642,25
100	3	12.577,25	37.731,75	1	14.913,60	14.913,60	4	52.645,35
Total	17.528		61.180.761,60	41.166		174.191.405,20	58.694	235.372.166,80

Fonte: Itaipu transformadores.

⁴ Custo do transformador de 10kVA.

A constatação é a mesma para esta distribuidora, ao analisar os custos evitados com perdas técnicas anuais face aos custos de aquisição na substituição de transformadores com níveis de eficiência D, como observado na Tabela 4.15, é desprezível representando apenas 0,3% do total dos custos de aquisição dos transformadores nível D. Mesmo considerando estes custos evitados no ciclo de vida do ativo (25 anos), ainda seriam insuficientes; em torno de 7,5% dos custos de aquisição dos transformadores nível D. De qualquer forma, para uma melhor tomada de decisão, a concessionária deve preferir uma análise mais detalhada levando em consideração os custos agregados da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e Quota de Reintegração Regulatória (QRR) pelo órgão regulador ao longo do ciclo de vida do ativo.

Tabela 4.15: Comparação dos custos de aquisição de transformadores com custos evitados anualmente com perdas técnicas.

Tipos	Custos de Aquisição - Trafos "D" (R\$)	Custos de Perdas evitados com Subst. Transf. Nível E x Transf. Classe D (R\$)
Transformadores Monofásicos	235.372.166,80	425.343,08
Transformadores Trifásicos	870.992.800,04	2.846.380,46
Total	1.106.364.966,84	3.271.723,54

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Dentre as duas distribuidoras analisadas, têm-se os percentuais de participação dos transformadores monofásicos e trifásicos nas perdas totais de cada distribuidora conforme apresentado na Tabela 4.16. Destaca-se a Distribuidora B com cerca de 20% das perdas totais referentes aos transformadores monofásicos, enquanto a distribuidora A apresenta menos de 1% das perdas totais nos transformadores monofásicos.

Tabela 4.16: Influência dos transformadores nas perdas totais de cada distribuidora.

Perdas	Distribuidora A	Distribuidora B
Monofásicos	0,6%	19,1%
Trifásicos	99,4%	80,9%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Na Tabela 4.17 observa-se o montante de perdas técnicas totais (kWh) de cada distribuidora conforme tipos de transformadores e as potências existentes em campo.

Com relação às perdas totais para os transformadores monofásicos, verifica-se que a Distribuidora B apresenta um montante de energia perdida (em kWh) cerca de 10 vezes maior que o observado na Distribuidora A, o que é esperado visto que 56% de seus transformadores são monofásicos (e representam quase 20% das perdas totais nos transformadores), tendo como destaque de maiores percentuais de perdas, os transformadores de 10 e 15 kVA.

Quanto aos transformadores trifásicos, a Distribuidora A apresenta perdas cerca de 3 vezes maiores que a Distribuidora B, o que é esperado visto que a Distribuidora A possui um número de transformadores trifásicos significativamente superior ao número de transformadores trifásicos da Distribuidora B. No montante total de perdas, destacam-se os transformadores com potência nominal de 30 a 112,5 kVA, que correspondem a mais de 80% das perdas em transformadores trifásicos.

Tabela 4.17: Perdas totais e percentuais de participação.

Transformadores	Potências (kVA)	Distribuidora A		Distribuidora B	
		KWh	Percentual	kWh	Percentual
Monofásicos	5	3.609	1,7%	168.282	6,6%
	7,5	0	0,0%	573	0,02%
	10	56.187	25,8%	964.487	37,8%
	15	122.175	56,1%	1.344.479	52,6%
	25	8.640	4,0%	74.108	2,9%
	37,5	6.811	3,1%	91	0,004%
	50	18.637	8,6%	1.268	0,05%
	100	1.872	0,9%	972	0,05%
	Total	217.931	100,0%	2.554.260	100%
Trifásicos	15	2.538.571	7,4%	174.913	1,6%
	30	6.841.236	19,9%	1.148.966	10,6%
	45	10.546.627	30,6%	2.092.981	19,3%
	75	9.561.849	27,8%	3.974.354	36,7%
	112,5	3.533.501	10,3%	2.229.573	20,6%
	150	865.468	2,5%	798.024	7,4%
	225	400.978	1,2%	259.833	2,4%
	300	167.139	0,5%	159.345	1,5%
	Total	34.455.368	100%	10.837.988	100%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

4.2 Alternativa 2: Substituição por Transformadores Verdes

A segunda alternativa de efficientização avaliada consiste em substituir todo o parque de transformadores da empresa, que pertencem ao nível de eficiência E da norma ABNT NBR 5440:2014, por transformadores com núcleo imerso em óleo vegetal (os chamados transformadores verdes). Esta substituição já vem sendo realizada gradualmente nas distribuidoras analisadas nesta tese. Por exemplo, a Tabela 4.18 apresenta o número de transformadores verdes instalados nessas distribuidoras em 2017/2018. As perdas elétricas em transformadores verdes das classes de tensão 15 kV e 24,2 kV são apresentadas na Tabela 3.5 para transformadores monofásicos, e na Tabela 3.6 para transformadores trifásicos. Ao comparar estes valores com as perdas nos transformadores de nível de eficiência E, nota-se que, de forma geral, as perdas em vazio dos transformadores verdes se encontram entre os níveis de eficiência B e C das perdas estabelecidas em [29] e mostradas da Tabela 3.1 à Tabela 3.4, enquanto as perdas nominais totais são iguais às perdas do nível de eficiência E. Neste estudo, altera-se apenas o tipo de transformador; sua potência nominal não é alterada.

No estudo de cada empresa, primeiramente, são apresentados os ganhos da efficientização dos transformadores, tanto do ponto de vista de redução da energia perdida quanto do ponto de vista de redução dos custos (em reais, R\$) com perdas elétricas. Também é apresentada uma estimativa dos custos envolvidos na substituição de transformadores da empresa. Por fim, é discutida a viabilidade econômica para executar esta substituição dos transformadores.

Tabela 4.18: Quantidade de transformadores verdes instalados em 2017/2018.

Distribuidoras	Trifásico		Monofásico		Total
	Urbano	Rural	Urbano	Rural	
A	8.421	6.540	5	91	15.057
B	4.077	2.728	258	7.366	14.429
Total	12.498	9.268	263	7.457	29.486

Fonte: [1].

4.2.1 Distribuidora A

Inicialmente, as perdas elétricas anuais de todo o parque de transformadores da Distribuidora A são obtidas considerando os transformadores existentes em campo (nível

de eficiência E) e transformadores verdes. O nível de carregamento de cada transformador é o mesmo considerado nas análises da seção 4.1 deste capítulo, o qual é calculado agregando-se as curvas de carga típicas dos consumidores e de pontos de iluminação pública, conforme descrito na seção 2.1 desta tese. Com esta informação, as perdas elétricas diárias de cada transformador podem ser determinadas somando-se suas perdas em vazio nominais (sendo assumidas constantes ao longo de todo o dia) às perdas no cobre, as quais são calculadas considerando o nível de carregamento do transformador, conforme (4.2).

Da mesma forma como o estudo apresentado na seção 4.1, a Tabela 4.19 e a Tabela 7.13 do Apêndice E – apresentam os resultados de perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos e trifásicos, respectivamente. Os resultados estão individualizados pela potência nominal e tipo do transformador.

O primeiro resultado importante, e diferente do observado na Alternativa 1, é a redução de quase 30% das perdas no ferro dos transformadores, tanto monofásicos quanto trifásicos, o que é mais que o dobro do impacto observado na Alternativa 1, quando os transformadores da rede foram substituídos por transformadores de nível de eficiência D. Este resultado era esperado, visto que as perdas nominais em vazio dos transformadores verdes correspondem às perdas de transformadores dos níveis de eficiência B e C da norma ABNT NBR 5440:2014. Há aumento das perdas no cobre, mas as perdas no ferro representam a maior parcela das perdas nos transformadores e o resultado global final é de redução de cerca de 16% nas perdas totais. Esta redução de perdas, aliada ao caráter ambiental mais amigável desses transformadores verdes (por serem isolados com óleo vegetal ao invés de óleo mineral), demonstra a importância de sua adoção nas redes de distribuição. Algumas distribuidoras, como as empresas do grupo CPFL Energia, de fato migraram para estes transformadores e todas as unidades novas instaladas em suas redes são transformadores verdes.

Assim como na Alternativa 1 de efficientização, a redução mais expressiva da energia perdida ocorre para os transformadores trifásicos de 112,5 kVA, 75 kVA, 45 kVA e 30 kVA, sendo os transformadores presentes em maior número na empresa.

Tabela 4.19: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores Verdes.

Distribuidora A	Classe 15 kV					
Potência (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)
	Nível E		Verde		Comparação	
5	3.387	222	3.097	229	-8,6	2,9
10	53.995	2.192	42.116	2.316	-22,0	5,6
15	119.025	3.150	84.500	3.376	-29,0	7,2
25	7.076	1.563	6.211	1.608	-12,2	2,8
37,5	4.173	2.638	3.292	2.605	-21,1	-1,2
50	13.527	5.109	10.986	5.367	-18,8	5,0
100	1.542	330	1.476	333	-4,3	0,9
Total	202.726	15.205	151.678	15.833	-25,2	4,1

Fonte: Desenvolvimento próprio.

O ganho financeiro desta redução de perdas elétricas pode ser calculado considerando a tarifa de energia média da empresa para consumidores de baixa tensão em 2017, que é R\$ 175,96 / MWh conforme Tabela 3.11. Para calcular este ganho, a Tabela 4.20 apresenta os custos anuais com perdas elétricas considerando os transformadores existentes na empresa (com nível de eficiência E), e a Tabela 4.21 apresenta os custos anuais com perdas elétricas considerando que todo o parque da empresa é substituído por transformadores verdes. Observa-se uma redução do custo anual total com perdas elétricas de R\$ 11.992.329,75, ou seja, uma redução de 16,4% em relação ao custo atual referente a estas perdas. Este resultado é ainda mais expressivo que o ganho obtido na primeira alternativa de efficientização avaliada, que consiste em substituir o parque de transformadores por equipamentos de nível de eficiência D.

Assim como discutido na primeira alternativa de efficientização avaliada, este resultado também pode ser utilizado pela agência reguladora de energia elétrica (ANEEL) para direcionar a adoção de transformadores verdes por todas as distribuidoras brasileiras.

Tabela 4.20: Custos anual com perdas elétricas considerando transformadores existentes – Nível E.

Perdas no Ferro e no Cobre					
Classes 15 kV					
Distribuidora A	Origem	Perda (Cálculo Distrib. A)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. A
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	2.433	305.103	175,96	428.059,16
	Cobre	182	160.642		32.105,63
Transformadores Trifásicos	Ferro	300.912	305.103		52.948.438,36
	Cobre	112.553	160.642		19.804.759,35
Total	Ferro	303.344	305.103		53.376.497,52
	Cobre	112.735	160.642		19.836.864,97
Total Geral					73.213.362,49

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.21: Custo anual com perdas elétricas considerando transformadores Verdes.

Perdas no Ferro e no Cobre					
Classes 15 kV					
Distribuidora A	Origem	Perda (Cálculo Distrib. A)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. A
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	1.820	305.103	175,96	320.270,69
	Cobre	190	160.642		33.432,08
Transformadores Trifásicos	Ferro	226.070	305.103		39.779.325,15
	Cobre	119.845	160.642		21.088.004,82
Total	Ferro	227.890	305.103		40.099.595,84
	Cobre	120.035	160.642		21.121.436,90
Total Geral					61.221.032,74

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Do ponto de vista de viabilidade econômica, os custos totais de uma eventual aquisição de novos transformadores verdes pela empresa analisada estão apresentados na Tabela 4.22 e Tabela 4.23.

Tabela 4.22: Custos de aquisição de transformadores trifásicos verdes.

Potência (kVA)	Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores Verdes	
		Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
15	41.505	4.721,01	195.945.520,05
30	50.001	5.536,73	276.842.036,73
45	51.875	6.471,70	335.719.437,50
75	35.392	9.045,94	320.153.908,48
112,5	10.338	11.350,54	117.341.882,52
150	2.090	15.201,37	31.770.863,30
225	798	19.531,60	15.586.214,14
300	273	22.381,37	6.110.114,92
Total	192.272		1.299.469.977,64

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.23: Custos de aquisição de transformadores monofásicos verdes.

Potência (kVA)	Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores Verdes	
		Custo Unitário (R\$)	Custo Total (R\$)
5 ⁵	145	2.341,33	339.492,85
10	1.614	2.341,33	3.778.906,62
15	2.721	2.753,43	7.492.069,43
25	117	3.417,71	399.872,27
37,5	47	5.724,33	269.043,51
50	122	6.016,57	734.021,54
100	9	14.622,57	131.603,13
Total	4.775		13.145.009,34

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Ao comparar estes custos com os benefícios devido à redução de perdas elétricas, é possível observar que os custos evitados com as perdas técnicas anuais são inexpressíveis, porém, representando apenas 0,9% do total dos custos de aquisição, como apresentado na Tabela 4.24. Mesmo se o tempo de vida útil dos transformadores (25 anos) for considerado de forma simplificada (multiplicando-se os ganhos anuais com redução de perdas por 25), estes ganhos devido à redução das perdas ainda não justificam a substituição do parque de transformadores da distribuidora. Para obter uma estimativa mais detalhada do custo evitado com a redução de perdas, a concessionária pode

⁵ Os custos unitários destes transformadores de 5 kVA utilizados para o cálculo, serão os custos dos transformadores de 10 kVA, pois os transformadores de 5 kVA não são padronizados.

considerar a depreciação e a valoração do ativo, embora o indicativo apresentado nesta seção seja de inviabilidade.

Tabela 4.24: Comparação dos custos de aquisição de transformadores com custos evitados anualmente com perdas técnicas.

Tipos	Custos de Aquisição – Trafos Verdes (R\$)	Custos de Perdas evitados com Subst. Transf. Nível E x Transf. Verdes (R\$)
Transformadores Monofásicos	13.145.009,34	106.462,02
Transformadores Trifásicos	1.299.469.977,64	11.885.867,74
Total	1.312.614.986,98	11.992.329,75

Fonte: Desenvolvimento próprio.

4.2.2 Distribuidora B

O estudo de substituição dos transformadores por transformadores verdes foi realizado também para uma distribuidora com forte característica de atendimento a consumidores rurais, em que mais da metade de seus transformadores é monofásica e 78% dos consumidores são monofásicos. As perdas elétricas nos transformadores desta empresa estão apresentadas na Tabela 4.25 para transformadores monofásicos, e na Tabela 7.14 do Apêndice F – para transformadores trifásicos. Como observado nos estudos anteriores desta empresa, apesar de mais da metade dos transformadores serem monofásicos, a maioria das perdas nos transformadores ocorre nos equipamentos trifásicos, mais especificamente nos transformadores trifásicos de 75 kVA, 112,5 kVA e 45 kVA. Os transformadores monofásicos de 15 kVA também apresentam importante parcela das perdas elétricas.

A redução percentual de perdas elétricas proporcionada pela substituição desses transformadores por transformadores verdes é semelhante à redução observada na empresa analisada anteriormente, com cerca de 22% nas perdas de transformadores trifásicos e 26% nas perdas de transformadores monofásicos. Além disso, outro resultado observado é que a redução nas perdas dos transformadores trifásicos da classe de tensão 24,2 kV é proporcionalmente maior que a redução observada nos transformadores da classe 15 kV.

Tabela 4.25: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e Verdes.

Distr. B	Classe 15 kV		Classe 24,2 kV		Classe 15 kV		Classe 24,2 kV		Classe 15 kV		Classe 24,2 kV	
Potência (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)
	Eficiência - Nível E				Verdes				Comparação			
5	37.420	4.521	110.934	15.407	34.213	4.650	63.787	17.684	-8,6	2,9	-42,5	14,8
7,5	143	81	319	30	119	85	208	34	-16,5	4,7	-34,7	13,2
10	243.667	17.356	663.580	39.883	190.060	18.335	470.538	42.922	-22,0	5,6	-29,1	7,6
15	367.305	17.482	919.296	40.396	259.939	18.736	674.150	43.182	-29,2	7,2	-26,7	6,9
25	15.120	1.707	53.760	3.521	13.298	1.755	40.320	3.731	-12,1	2,8	-25,0	6,0
37,5	91	0,03	0	0	72	0,03	0	0	-21,1	-1,2	0,0	0,0
50	554	54	638	21	450	56	454	23	-18,8	5,0	-28,9	7,5
100	514	211	185	62	492	213	171	63	-4,3	0,9	-7,3	1,6
Total	664.815	41.413	1.748.712	99.320	498.643	43.831	1.249.629	107.639	-25,0	5,8	-28,5	8,4

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Considerando-se uma tarifa de energia média de R\$ 166,22 / MWh conforme Tabela 3.11 para os consumidores de baixa tensão desta empresa, os custos anuais com perdas elétricas devido à efficientização de transformadores são mostrados na Tabela 4.26, para transformadores de nível de eficiência E (existentes), e na Tabela 4.27, para transformadores verdes. Os ganhos anuais decorrentes da redução de perdas elétricas são R\$ 6.093.064,60, ou seja, cerca de 23% do gasto com perdas elétricas nos transformadores.

Tabela 4.26: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores existentes – nível E.

Perdas no Ferro e no Cobre					
Classes 15 e 24,2 kV					
Distribuidora B	Origem	Perda (Cálculo Distrib. B)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. B
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	28.962	108.953	166,22	4.814.116,78
	Cobre	1.689	45.615		280.711,45
Transformadores Trifásicos	Ferro	99.103	108.953		16.472.942,84
	Cobre	30.953	45.615		5.144.941,21
Total	Ferro	128.066	108.953		21.287.059,62
	Cobre	32.641	45.615		5.425.652,67
Total Geral					26.712.712,28

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.27: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores verdes.

Perdas no Ferro e no Cobre					
Classes 15 e 24,2 kV					
Distribuidora B	Origem	Perda (Cálculo Distrib. B)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. B
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	20.979	108.953	166,22	3.487.173,69
	Cobre	1.818	45.615		302.127,14
Transformadores Trifásicos	Ferro	67.682	108.953		11.250.021,40
	Cobre	33.572	45.615		5.580.325,44
Total	Ferro	88.661	108.953		14.737.195,10
	Cobre	35.390	45.615		5.882.452,59
Total Geral					20.619.647,68

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Do ponto de vista de viabilidade econômica, o custo total de uma eventual aquisição de novos transformadores verdes pela empresa analisada está apresentado na Tabela 4.28 e na Tabela 4.29.

Tabela 4.28: Custos de aquisição de transformadores trifásicos verdes.

Potência (kVA)	Classes 15 e 24,2 kV	
	Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores Verdes
		Custo Total (R\$)
15	2.421	12.284.105,16
30	9.327	53.745.742,23
45	11.400	73.237.048,58
75	14.068	129.112.635,56
112,5	6.048	69.685.208,13
150	1.887	27.908.122,84
225	524	10.152.331,11
300	275	6.151.068,27
Total	45.950	382.276.261,88

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.29: Custos de aquisição de transformadores monofásicos verdes.

Potência (kVA)	Classes 15 e 24,2 kV	
	Quantidade de Transformadores na Rede	Transformadores Verdes
		Custo Total (R\$)
5	5.730	15.489.156,34
7,5	15	40.132,85
10	25.226	68.069.569,30
15	26.656	76.926.270,97
25	1.052	4.145.270,51
37,5	1	5.724,33
50	10	66.707,40
100	4	61.543,50
Total	58.694	164.804.375,19

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.30: Comparação dos custos de aquisição x custos anuais evitados com perdas técnicas.

Tipos	Custos de Aquisição (R\$)	Custos de Perdas evitados com Subst. Transf. Nível E x Transf. Verdes (R\$)
Transformadores Monofásicos	164.804.375,19	1.305.527,39
Transformadores Trifásicos	382.276.261,88	4.787.537,20
Total	547.080.637,07	6.093.064,60

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Os custos evitados anualmente com as perdas técnicas pontuais na substituição de transformadores com óleo mineral por transformadores com óleo vegetal (verdes), representam apenas 1,1% dos custos de aquisição dos transformadores com óleo vegetal (verdes) conforme apresentado na Tabela 4.30. Estes valores são baixos, mas esta é uma estimativa que considera diversas simplificações. Para se obter um percentual mais acurado, deve-se levar em consideração o tempo de vida útil do transformador (25 anos), bem como os itens agregados como depreciação e valoração dos ativos. Este estudo não foi realizado nesta seção visto que a análise preliminar mostrou que a substituição proposta é financeiramente inviável.

4.3 Redimensionamento de Transformadores

Os estudos apresentados anteriormente neste capítulo avaliaram os potenciais ganhos de eficiência ao substituir todo o parque de transformadores de distribuição de uma empresa, o qual é composto principalmente por transformadores de nível de eficiência E, por transformadores de nível de eficiência superior (classe D) e por transformadores verdes. Nos estudos, considerou-se a substituição dos transformadores por outros de mesma capacidade nominal. A redução de perdas técnicas obtida foi quantificada tanto em termos da energia que deixou de ser perdida, quanto em termos do gasto com perdas elétricas que deixou de ocorrer.

Esta seção calcula e analisa os potenciais ganhos com redução de perdas técnicas que podem ser obtidos se, além de substituir o transformador existente por outro mais eficiente, a empresa também adequar a capacidade nominal do transformador à demanda do circuito (posto transformador) em que ele atende, considerando o remanejamento de transformadores já existentes na distribuidora; bem como a aquisição de novos transformadores verdes, caso os transformadores existentes não sejam adequados à

demanda dos circuitos (postos transformadores) a serem remanejados, e descarte dos não utilizados na rede. Ou seja, esta seção investiga os impactos da adoção de uma especificação mais adequada para a capacidade nominal do transformador.

Para cada circuito de baixa tensão analisado, considera-se que a “capacidade mais adequada” do transformador a ser instalado é a capacidade disponível comercialmente, que está imediatamente superior à carga máxima diária da rede (demanda máxima).

Os resultados desta análise indicam o potencial de eficiência máxima que pode ser obtido do ponto de vista de transformadores de distribuição e, com esta informação, as distribuidoras podem identificar o quão próximo seu parque de transformadores está deste cenário ideal.

4.3.1 Distribuidora A

Inicialmente, as estratégias de redimensionamento descritas acima são implementadas em uma distribuidora de grande porte, com cerca de 200.000 transformadores, e característica de atendimento predominantemente urbana. Após considerar a substituição do transformador existente por outro de capacidade adequada e com nível de eficiência D ou para transformador verde, as perdas mensais resultantes obtidas são apresentadas na Tabela 4.31 para transformadores monofásicos Verdes e os demais resultados para os transformadores trifásicos verdes e transformadores monofásicos e trifásicos com nível de eficiência D são apresentados nas Tabela 7.15 a Tabela 7.17 do Apêndice G –.

Tabela 4.31: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados Verdes.

Potência (kVA)	RESULTADO - BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E			SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA - VERDES			REDUÇÃO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
5	65.490,60	12.329,39	77.819,99	59.877,12	12.681,66	72.558,78	-5.613,48	352,27	-5.261,21
							-8,57%	2,86%	-6,76%
10	51.112,80	1.819,36	52.932,16	39.867,98	1.921,99	41.789,97	-11.244,82	102,63	-11.142,19
							-22,00%	5,64%	-21,05%
15	2.659,80	5.579,27	8.239,07	1.882,32	5.979,29	7.861,61	-777,48	400,02	-377,46
							-29,23%	7,17%	-4,58%
25	200,88	361,84	562,72	176,33	372,05	548,38	-24,55	10,21	-14,35
							-12,22%	2,82%	-2,55%
37,5	2.310,12	2.711,50	5.021,62	1.822,43	2.678,24	4.500,67	-487,69	-33,25	-520,95
							-21,11%	-1,23%	-10,37%
50	7.120,08	5.433,70	12.553,78	5.782,37	5.707,59	11.489,96	-1.337,71	273,89	-1.063,82
							-18,79%	5,04%	-8,47%
100	948,60	753,60	1.702,20	907,68	760,57	1.668,25	-40,92	6,97	-33,95
							-4,31%	0,92%	-1,99%
Total	129.842,88	28.988,66	158.831,54	110.316,23	30.101,39	140.417,62	-19.526,65	1.112,73	-18.413,92
							-15,04%	3,84%	-11,59%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Considerando a tarifa de energia média da empresa para consumidores de baixa tensão em 2017, que é R\$ 175,96 / MWh conforme Tabela 3.11, o custo das perdas elétricas para os transformadores existentes na empresa está mostrado na Tabela 4.32. Já os custos anuais das perdas para transformadores redimensionados e com nível de eficiência D são apresentados na Tabela 4.33. Por fim, os custos anuais das perdas para os transformadores verdes redimensionados estão apresentados na Tabela 4.34.

Observa-se uma redução do custo anual total com perdas elétricas de R\$ 14.159.536,84, ou seja, uma redução de 17,4% em relação ao custo atual considerando substituição por transformadores de nível de eficiência D, e de R\$ 11.390.494,25 equivalente a 14,0% em relação ao custo atual considerando substituição por transformadores verdes. Estes resultados demonstram o alto potencial de melhoria dos custos de operação e manutenção do sistema de distribuição ao aprimorar a eficiência dos transformadores de distribuição, que são responsáveis por quase metade das perdas elétricas nas redes de distribuição de média e baixa tensão. Os ganhos desta estratégia podem beneficiar tanto a distribuidora, devido a menores custos de gestão e manutenção da rede elétrica, quanto o consumidor por meio de redução da tarifa de energia elétrica.

Como esperado, a redução de custos com perdas técnicas obtida nesta seção é superior àquela observada nas seções 4.1 e 4.2, visto que o redimensionamento dos transformadores não foi considerado naquelas seções.

Tabela 4.32: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores existentes – Nível E.

Perdas no Ferro e no Cobre					
TRANSFORMADORES EXISTENTES -NÍVEL E - Classe 15 kV (03/2018)					
Distribuidora A	Origem	Perda (Cálculo Distrib. A)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. A
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	2.282	305.103	175,96	401.603,00
	Cobre	195	160.642		34.313,69
Transformadores Trifásicos	Ferro	327.621	305.103		57.648.135,33
	Cobre	132.679	160.642		23.346.120,76
Total	Ferro	329.903	305.103		58.049.738,33
	Cobre	132.874	160.642		23.380.434,45
Total Geral					81.430.172,77

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.33: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores nível D redimensionados.

Perdas no Ferro e no Cobre					
SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL D - Classe 15 kV					
Distribuidora A	Origem	Perda (Cálculo Distrib. A)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. A
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	1.370	305.103	175,96	241.034,06
	Cobre	316	160.642		55.602,66
Transformadores Trifásicos	Ferro	180.898	305.103		31.830.823,45
	Cobre	199.723	160.642		35.143.175,76
Total	Ferro	182.268	305.103		32.071.857,52
	Cobre	200.039	305.103		35.198.778,42
Total Geral					67.270.635,94

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.34: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores verdes redimensionados.

Perdas no Ferro e no Cobre					
SUBSTITUIÇÃO_VERDES - Classe 15 kV					
Distribuidora A	Origem	Perda (Cálculo Distrib. A)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. A
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	1.324	305.103	175,96	232.934,92
	Cobre	361	160.642		63.559,68
Transformadores Trifásicos	Ferro	165.813	305.103		29.176.427,79
	Cobre	230.545	160.642		40.566.756,13
Total	Ferro	167.137	305.103		29.409.362,72
	Cobre	230.907	160.642		40.630.315,81
Total Geral					70.039.678,53

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Vale ressaltar, no entanto, que a substituição do parque de transformadores da empresa por transformadores mais eficientes e de capacidade adequada tem o custo de aquisição de um novo equipamento (que, como visto nas seções 4.1 e 4.2, é significativamente superior aos ganhos com redução de perdas). Caso não seja necessário adquirir um novo equipamento, mas apenas remanejar equipamentos existentes no circuito, deve ser considerado o custo de mobilização de equipe para substituição do equipamento em campo.

Na distribuidora analisada, o custo ponderado de substituição de cada equipamento é R\$ 584,99 de acordo com [59]. Com isso, o custo total de remanejamento

dos transformadores é cerca de R\$ 74 milhões, como detalhado na Tabela 4.35 para transformadores monofásicos, e na Tabela 4.36 para transformadores trifásicos. Este custo é cerca de 18 vezes inferior ao custo de aquisição de transformadores verdes novos como detalhado na Tabela 4.24, mas ainda cerca de 7 vezes superior aos ganhos devido à redução do custo com perdas elétricas (diferença entre os resultados da Tabela 4.32 e da Tabela 4.34).

Além dos transformadores substituídos, o processo de remanejamento e otimização da capacidade de transformadores analisado nesta seção requer aquisição de novos transformadores (verdes) e descarte daqueles que não serão utilizados na rede, resultando em um custo total por volta de R\$ 347 milhões, conforme apresentado na Tabela 4.37 e Tabela 4.38.

Este resultado demonstra que, mesmo a distribuidora tendo ciência de que sua rede opera com transformadores sobredimensionados e que possuem eficiência inferior a transformadores comerciais novos, a modernização deste parque com a aquisição de novos transformadores não se mostrou viável economicamente considerando um curto espaço de tempo. Uma alternativa é realizar esta substituição quando os equipamentos existentes chegarem ao final de sua vida útil. Desta forma, além de adquirir transformadores mais eficientes, é importante que as distribuidoras utilizem as ferramentas existentes para estimar o carregamento do novo transformador, de forma que ele seja dimensionado adequadamente.

Tabela 4.35: Custos para substituir transformadores monofásicos 15 kV.

Potência (kVA)	Existente	A Substituir	Custo Substituir (R\$/un.)	Custo Total Substituir (R\$)
5	117	1	584,99	584,99
10	1.380	6		3.509,94
15	2.273	2.261		1.322.662,39
25	102	99		57.914,01
37,5	41	18		10.529,82
50	112	66		38.609,34
100	8	7		4.094,93
Total	4.033	2.458		1.437.905,42

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.36: Custos para substituir transformadores trifásicos 15 kV.

Potência (kVA)	Existente	A Substituir	Custo Substituir (R\$/un.)	Custo Total Substituir (R\$)
15	37.711	271	584,99	158.532,29
30	47.452	40.156		23.490.858,44
45	51.137	39.270		22.972.557,30
75	35.693	31.623		18.499.138,77
112,5	10.439	9.702		5.675.572,98
150	2.225	2.099		1.227.894,01
225	831	818		478.521,82
300	283	278		162.627,22
Total	185.771	124.217		72.665.702,83

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.37: Quantidades e custos de aquisição e descarte transformadores monofásicos 15 kV.

Potência (kVA)	Aquisição		Descarte	
	Quantidade	Custo (R\$)	Quantidade	Valor Venda (R\$)
5	2.398 ⁶	5.614.509,34	0	0,00
7,5	0	0,00	0	0,00
10	0	0,00	6	382,80
15	0	0,00	2.218	212.262,60
25	0	0,00	99	15.790,50
37,5	0	0,00	18	4.306,50
50	0	0,00	54	17.226,00
100	0	0,00	3	1.914,00
Total	2.398	5.614.509,34	2.398	251.882,40

Fonte: Desenvolvimento próprio.

⁶ Para a potência de 5 kVA, serão adquiridos transformadores de 10 kVA, visto que esta é a potência padronizada no processo de compra da Distribuidora. Logo, o custo de aquisição destes transformadores é do transformador de 10 kVA.

Tabela 4.38: Quantidades e custos de aquisição e descarte transformadores trifásicos 15 kV.

Potência (kVA)	Aquisição		Descarte	
	Quantidade	Custo (R\$)	Quantidade	Valor Venda (R\$)
15	79.236	374.073.948,36	0,00	0,00
30	0	0,00	17.017	3.257.053,80
45	0	0,00	22.484	6.455.156,40
75	0	0,00	27.704	13.256.364,00
112,5	0	0,00	9.059	6.502.097,25
150	0	0,00	1.923	1.840.311,00
225	0	0,00	775	1.112.512,50
300	0	0,00	274	524.436,00
Total	79.236	374.073.948,36	79.236	32.947.930,95

Fonte: Desenvolvimento próprio.

4.3.1.1 Detalhamento do Procedimento de Remanejamento

Através da base de dados (BDGD), têm-se os transformadores da distribuidora em estudo; utilizando um aplicativo interno “Estimador de demandas de consumidores” mostrado na Figura 4.1, obtém-se as demandas máximas dentre os 5 patamares e a expectativa de vida média com a respectiva potência nominal adequada. Caso a potência nominal adequada a esta expectativa de vida seja menor do que a potência nominal do posto transformador, o transformador existente neste posto será substituído por outro de potência menor adequada a este posto transformador, caso contrário será substituído por outro de potência maior adequada. Os transformadores retirados dos postos transformadores a serem substituídos, caso não se adequem aos novos postos transformadores, serão substituídos e sucateados e para os novos transformadores a serem inseridos, estes serão adquiridos com níveis de eficiência maior (verde ou nível D).

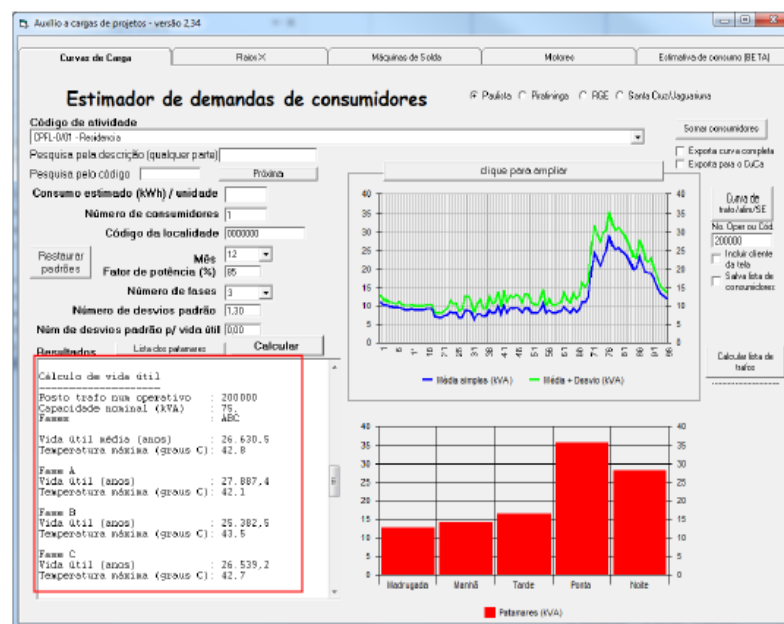


Figura 4.1: Estimador de Demandas de Consumidores (Interno).

4.3.2 Distribuidora B

As estratégias de redimensionamento e remanejamento dos transformadores são também implementadas na segunda distribuidora de grande porte, com mais de 100.000 transformadores, e característica de atendimento mais diversificada que a distribuidora analisada na seção anterior (percentual elevado de consumidores rurais), sendo que mais da metade de seus transformadores são monofásicos. Após considerar a substituição do transformador existente por outro de capacidade adequada e verde, as perdas mensais resultantes obtidas são apresentadas na Tabela 4.39 (substituição por transformadores monofásicos verdes, de 15 kV), os remanejamentos por transformadores Verdes são mostrados nas Tabela 7.18 a Tabela 7.24 do Apêndice H –. Os estudos também foram realizados considerando a substituição de transformadores existentes por outros de nível de eficiência D. Os resultados deste estudo são mostrados no Apêndice H –.

Tabela 4.39: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados Verdes – Classe 15 kV.

Potência (kVA)	BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E - 15 kV			SUBSTITUIÇÃO_VERDES - 15 kV			RESULTADO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
5	252.405,72	53.070,49	305.476,21	230.770,94	54.586,79	285.357,74	-21.634,78	1.516,30	-20.118,48
							-8,57%	2,86%	-6,59%
7,5	158,10	43,43	201,53	132,06	45,46	177,52	-26,04	2,03	-24,01
							-16,47%	4,67%	-11,92%
10	237.968,40	18.421,33	256.389,73	185.615,35	19.460,49	205.075,84	-52.353,05	1.039,15	-51.313,90
							-22,00%	5,64%	-20,01%
15	3.627,00	4.713,81	8.340,81	2.566,80	5.051,78	7.618,58	-1.060,20	337,97	-722,23
							-29,23%	7,17%	-8,66%
25	401,76	648,06	1.049,82	352,66	666,33	1.018,99	-49,10	18,28	-30,83
							-12,22%	2,82%	-2,94%
50	1.964,16	728,41	2.692,57	1.595,14	765,12	2.360,26	-369,02	36,72	-332,31
							-18,79%	5,04%	-12,34%
100	379,44	252,87	632,31	363,07	255,20	618,28	-16,37	2,34	-14,03
							-4,31%	0,92%	-2,22%
Total	496.904,58	77.878,40	574.782,98	421.396,02	80.831,18	502.227,20	-75.508,56	2.952,78	-72.555,78
							-15,20%	3,79%	-12,62%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Considerando a tarifa de energia média da empresa para consumidores de baixa tensão em 2017, a qual é R\$ 166,22 / MWh conforme Tabela 3.11, o custo das perdas elétricas anuais para os transformadores existentes na empresa, está mostrado na Tabela 4.40. Já os custos anuais das perdas para transformadores redimensionados e com nível de eficiência D são apresentados na Tabela 4.41. Por fim, os custos anuais das perdas para transformadores verdes redimensionados estão apresentados na Tabela 4.42.

Observa-se uma redução do custo anual total com perdas elétricas de R\$ 7.766.697,35, ou seja, uma redução de 27,1% em relação ao custo atual referente a estas perdas devido à substituição por transformadores nível de eficiência D e de R\$ 7.305.757,66 equivalente a 25,5% devido à substituição por transformadores verdes. Em termos percentuais, esta redução é mais expressiva que a observada na distribuidora avaliada anteriormente, e o maior impacto ocorreu nos transformadores monofásicos verdes (especialmente da classe de tensão 24,2 kV). Como discutido anteriormente, estes resultados demonstram o potencial de melhoria dos custos de operação e manutenção do sistema de distribuição ao aprimorar a eficiência dos transformadores de distribuição, que são responsáveis por quase metade das perdas elétricas nas redes de distribuição de média e baixa tensão. Entretanto, há um custo para substituir estes transformadores, o qual é apresentado a seguir.

Tabela 4.40: Custos anuais com perdas considerando transformadores existentes – 15 e 24,2 kV.

Perdas no Ferro e no Cobre					
TRANSFORMADORES EXISTENTES - NÍVEL E - Classes 15 e 24,2 kV - (03/2018)					
Distribuidora B	Origem	Perda (Cálculo Distrib. B)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. B
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	29.971	108.953	166,22	4.981.847,37
	Cobre	1.683	45.615		279.815,61
Transformadores Trifásicos	Ferro	111.197	108.953		18.483.134,01
	Cobre	29.713	45.615		4.938.883,43
Total	Ferro	141.168	108.953		23.464.981,38
	Cobre	31.396	45.615		5.218.699,04
Total Geral					28.683.680,42

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.41: Custo anuais com perdas elétricas considerando transformadores nível D redimensionados – classes 15 e 24,2 kV.

Perdas no Ferro e no Cobre					
SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL D - Classes 15 e 24,2 kV					
Distribuidora B	Origem	Perda (Cálculo Distrib. B)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. B
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	19.121	108.953	166,22	3.178.319,97
	Cobre	3.000	45.615		498.683,00
Transformadores Trifásicos	Ferro	49.226	108.953		8.182.368,17
	Cobre	54.492	45.615		9.057.611,93
Total	Ferro	68.347	108.953		11.360.688,14
	Cobre	57.492	45.615		9.556.294,94
Total Geral					20.916.983,08

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.42: Custos anuais com perdas elétricas considerando transformadores verdes redimensionados – classes 15 e 24,2 kV.

Perdas no Ferro e no Cobre					
SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL- VERDE - Classes 15 e 24,2 kV					
Distribuidora B	Origem	Perda (Cálculo Distrib. B)	Perda (Aneel)	Tarifa	Custos Distrib. B
		Anual (MWh)	Anual (MWh)	R\$/MWh	(R\$)
Transformadores Monofásicos	Ferro	15.035	108.953	166,22	2.499.054,96
	Cobre	3.782	45.615		628.665,41
Transformadores Trifásicos	Ferro	43.727	108.953		7.268.219,64
	Cobre	66.069	45.615		10.981.982,75
Total	Ferro	58.761	108.953		9.767.274,60
	Cobre	69.851	45.615		11.610.648,16
Total Geral					21.377.922,76

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Os custos de atualização do parque de transformadores são apresentados na Tabela 4.43 para transformadores trifásicos e na Tabela 4.44 para transformadores monofásicos, sendo obtidos considerando um custo unitário médio de substituição de transformadores de R\$ 584,99 de acordo com [59]. Assim como observado na primeira empresa analisada, o custo de substituição dos transformadores, que gira em torno de R\$ 40 milhões, é quase 6 vezes superior ao ganho esperado devido à redução de perdas técnicas e adequação da capacidade do transformador, o qual foi estimado entre R\$ 7 e 8 milhões.

Entretanto, para esta ação, há necessidade de aquisição de novos transformadores e descartes daqueles retirados da rede para a otimização dos mesmos com um custo por volta de R\$ 189 milhões conforme apresentado na Tabela 4.45 e Tabela 4.46.

Este resultado, assim como o resultado obtido para a distribuidora analisada na seção 4.3.1, destaca que existe uma dificuldade econômica para a distribuidora atualizar todo o seu parque de transformadores. Uma alternativa é que a agência regulatória busque meios para incentivar e fiscalizar a melhoria da eficiência e das estratégias de dimensionamento apenas de transformadores novos instalados no circuito.

Tabela 4.43: Custos para substituir transformadores trifásicos 15 e 24,2 kV.

Potência (kVA)	Existente	A Substituir	Custo Substituir (R\$/un.)	Custo Substituir (R\$)
15	2.074	32	584,99	18.719,68
30	9.129	8.739		5.112.227,61
45	11.411	10.344		6.051.136,56
75	14.263	12.872		7.529.991,28
112,5	6.281	5.914		3.459.630,86
150	1.989	1.940		1.134.880,60
225	545	541		316.479,59
300	276	276		161.457,24
Total	45.968	40.658		23.784.523,42

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.44: Custos para substituir transformadores monofásicos 15 e 24,2 kV.

Potência (kVA)	Existente	A Substituir	Custo Substituir (R\$/un.)	Custo Substituir (R\$)
5	4.481	15	584,99	8.774,85
7,5	13	0		0,00
10	21.454	30		17.549,70
15	26.806	26.645		15.587.058,55
25	1.093	1.058		618.919,42
37,5	0	0		0,00
50	9	6		3.509,94
100	5	4		2.339,96
Total	53.861	27.758		16.238.152,42

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.45: Quantidades e custos de aquisição e descarte transformadores trifásicos 15 e 24,2 kV

Potência (kVA)	Aquisição		Descarte	
	Quantidade	Custo (R\$)	Quantidade	Valor Venda (R\$)
15	26.166	131.210.445,80	0	0,00
30	0	0,00	2.990	572.286,00
45	0	0,00	3.934	1.129.451,40
75	0	0,00	10.880	5.206.080,00
112,5	0	0,00	5.650	4.055.287,50
150	0	0,00	1.905	1.823.085,00
225	0	0,00	534	766.557,00
300	0	0,00	273	522.522,00
Total	26.166	131.210.445,80	26.166	14.075.268,90

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.46: Quantidades e custos de aquisição e descarte transformadores monofásicos 15 e 24,2 kV

Potência (kVA)	Aquisição		Descarte	
	Quantidade	Custo (R\$)	Quantidade	Valor Venda (R\$)
5	27.507	73.960.058,16	0	0,00
7,5	0	0,00	0	0,00
10	141	374.241,05	0	0,00
15	0	0,00	26.614	2.546.959,80
25	0	0,00	1.058	168.751,00
37,5	0	0,00	0	0,00
50	27	182.072,49	0	0,00
100	0	0,00	3	1.914,00
Total	27.675	74.516.371,70	27.675	2.717.624,80

Fonte: Desenvolvimento próprio.

4.4 Gestão Direcionada de Transformadores com Energia Passante Menor que Perdas no Ferro

Os resultados apresentados nas seções anteriores deste capítulo indicam que o custo para substituir o parque transformadores de uma distribuidora é significativamente superior aos ganhos financeiros obtidos com o aumento da eficiência (redução das perdas técnicas) destes equipamentos. No entanto, será mostrado nesta seção que é viável do ponto de vista financeiro substituir apenas uma porção dos transformadores, desde que os transformadores a serem substituídos sejam escolhidos adequadamente. A regra de escolha empregada nesta seção é de transformadores que apresentam a energia passante

mensal inferior às suas perdas no ferro mensais, ou seja, transformadores com nível de carregamento muito baixo.

4.4.1 Distribuidora A

A Tabela 4.47 e a Tabela 4.48 apresentam a quantidade de transformadores trifásicos e monofásicos da Distribuidora A com nível de carregamento muito baixo, onde as perdas mensais em vazio são maiores que a energia mensal passante pelo transformador. Foram identificados mais de 8 mil transformadores com esta característica, correspondendo a cerca de 4% do número total de transformadores desta empresa. Neste caso, pode ser economicamente viável substituir o transformador por outro novo e com potência nominal mais baixa, compatível com a carga atendida.

A Tabela 4.47 apresenta 377 transformadores atuais, sendo que estes 377 tem demandas equivalentes para transformadores com potência de 5 kVA. Logo, como esta potência não é padronizada, a demanda adequada será para os transformadores de 10 kVA de potência nominal.

Tabela 4.47: Transformadores monofásicos com perdas mensais em vazio superiores ao consumo mensal (CM).

Potência (kVA)	Quantidade		
	Classe 15 kV		
	Atual	Remanejamento	Após Análise
5	9	377	0
7,5	0	0	0
10	101	0	377 ⁷
15	256	0	0
25	7	0	0
37,5	0	0	0
50	4	0	0
100	0	0	0
Total	377	377	377

Fonte: Desenvolvimento próprio.

A Tabela 4.48 apresenta a quantidade atual de 7.946 transformadores, sendo que 7.944 serão remanejados para a demanda adequada aos transformadores de 15 kVA e apenas 2 para a potência de 75 kVA como potência nominal.

⁷ Após análise, optou-se por remanejar estes transformadores equipamentos de 10 kVA, visto que os transformadores de 5 kVA não são padronizados.

Tabela 4.48: Transformadores trifásicos com perdas mensais em vazio superiores ao consumo mensal (CM).

Potência (kVA)	Quantidade	
	Classe 15 kV	
	Atual	Remanejamento
15	3.316	7.944
30	2.565	0
45	1.042	0
75	794	2
112,5	138	0
150	45	0
225	34	0
300	12	0
Total	7.946	7.946

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Esta seção apresenta um estudo de viabilidade econômica desenvolvida com base no que é feito na concessionária e nas normas de contabilidade internacional [45], [46] para avaliar se é adequado substituir estes transformadores por outros de nível de eficiência D. Neste estudo, considerando o custo de aquisição de um transformador novo (mostrado na Tabela 4.7), observa-se que o *payback* dos transformadores monofásicos ocorre em 20 anos, como mostrado na Tabela 4.49 (com Taxa Interna de Retorno de 8,18%), e o *payback* dos transformadores trifásicos ocorre em 21 anos, como mostrado na Tabela 4.50 (com Taxa Interna de Retorno de 7,82%). Estes resultados sugerem que o investimento é viável, visto que a distribuidora obtém o retorno financeiro integral em menos de 25 anos, período este que se refere à vida útil regulatória destes ativos.

Tabela 4.49: Viabilidade econômica para substituição de transformadores monofásicos com perda vazio > 100% consumo mensal.

Transformadores - Eficiência D			
Período	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado - VPL
Anos	(R\$)	(R\$)	(R\$)
1	(1.022.156,56)	(952.438,09)	(952.438,09)
2	140.307,28	121.820,08	(830.618,02)
3	137.030,42	110.860,03	(719.757,98)
4	133.761,39	100.834,26	(618.923,72)
5	111.959,25	78.642,38	(540.281,34)
6	107.971,79	70.668,57	(469.612,77)
7	103.998,97	63.425,57	(406.187,20)

8	100.057,24	56.859,52	(349.327,67)
9	96.166,39	50.921,05	(298.406,62)
10	92.307,92	45.544,12	(252.862,51)
11	88.465,32	40.671,09	(212.191,42)
12	84.638,95	36.257,87	(175.933,55)
13	80.830,56	32.264,65	(143.668,90)
14	77.041,19	28.654,56	(115.014,34)
15	73.270,04	25.393,14	(89.621,20)
16	69.513,57	22.448,07	(67.173,14)
17	65.771,18	19.790,84	(47.382,29)
18	62.042,29	17.395,46	(29.986,83)
19	58.326,35	15.238,15	(14.748,69)
20	54.622,82	13.297,22	(1.451,47)
21	50.931,20	11.552,87	10.101,41
22	47.251,00	9.987,03	20.088,44
23	43.581,75	8.583,20	28.671,64
24	39.923,00	7.326,34	35.997,99
25	130.407,19	22.298,98	58.296,96

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.50: Viabilidade econômica para substituição de transformadores trifásicos com perda vazio > 100% consumo mensal.

Transformadores - Eficiência D			
Período	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado - VPL
Anos	(R\$)	(R\$)	(R\$)
1	(61.749.905,25)	(57.538.115,21)	(57.538.115,21)
2	8.203.752,11	7.122.807,39	(50.415.307,82)
3	7.996.397,35	6.469.226,76	(43.946.081,06)
4	7.789.015,22	5.871.646,44	(38.074.434,62)
5	6.738.308,90	4.733.120,88	(33.341.313,74)
6	6.498.322,08	4.253.214,14	(29.088.099,61)
7	6.259.216,87	3.817.291,73	(25.270.807,88)
8	6.021.982,48	3.422.111,66	(21.848.696,22)
9	5.787.810,00	3.064.702,27	(18.783.993,95)
10	5.555.586,21	2.741.089,72	(16.042.904,23)
11	5.324.318,41	2.447.804,43	(13.595.099,80)
12	5.094.026,43	2.182.193,34	(11.412.906,46)
13	4.864.817,46	1.941.860,01	(9.471.046,45)
14	4.636.752,61	1.724.585,10	(7.746.461,35)
15	4.409.784,43	1.528.295,73	(6.218.165,62)
16	4.183.699,89	1.351.045,27	(4.867.120,36)
17	3.958.462,74	1.191.119,33	(3.676.001,03)

18	3.734.038,18	1.046.952,08	(2.629.048,95)
19	3.510.392,89	917.113,55	(1.711.935,40)
20	3.287.494,87	800.298,13	(911.637,27)
21	3.065.313,46	695.313,96	(216.323,31)
22	2.843.819,24	601.073,22	384.749,91
23	2.622.984,03	516.583,31	901.333,23
24	2.402.780,76	440.938,69	1.342.271,92
25	3.872.666,40	662.206,57	2.004.478,49

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Embora este estudo de viabilidade econômica seja simplificado (um estudo detalhado requer incluir custo de desconexão e a receita com descarte do transformador, dentre outros), ele sugere que uma melhor gestão destes transformadores operando com nível de carregamento muito baixo pode trazer ganhos financeiros para a distribuidora. Uma continuação deste trabalho é quantificar de forma mais detalhada os custos e ganhos envolvidos na substituição desses transformadores com baixo carregamento.

4.4.2 Distribuidora B

O estudo da subseção anterior foi repetido para a Distribuidora B. Inicialmente, a Tabela 4.51 e a Tabela 4.52 apresentam as quantidades de transformadores monofásicos e trifásicos nas classes de tensão 15 e 24,2 kV com perdas em vazio mensais superiores à energia passante mensal pelo transformador.

Tabela 4.51: Transformadores monofásicos com perdas mensais em vazio superiores ao consumo mensal (CM) – 15 e 24,2 kV.

Potência (kVA)	Quantidade					
	Classe 15 kV			Classe 24,2 kV		
	Atual	Remanejamento	Após Análise	Atual	Remanejamento	Após Análise
5	56	1.459	0	125	2.783	0
7,5	0	0	0	0	0	0
10	605	0	1.459 ⁸	1.260	0	2.783
15	784	0	0	1.363	0	0
25	14	0	0	35	0	0
37,5	0	0	0	0	0	0
50	0	0	0	0	0	0
100	0	0	0	0	0	0
Total	1.459	1.459	1.459	2.783	2.783	2.783

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.52: Transformadores trifásicos com perdas mensais em vazio superiores ao consumo mensal (CM) – 15 e 24,2 kV.

Potência (kVA)	Quantidade			
	Classe 15 kV		Classe 24,2 kV	
	Atual	Remanejamento	Atual	Remanejamento
15	43	582	67	690
30	186	0	274	0
45	162	0	165	0
75	136	0	163	0
112,5	21	0	15	0
150	16	0	4	0
225	11	0	1	0
300	7	0	1	0
Total	582	582	690	690

Fonte: Desenvolvimento próprio.

O estudo de viabilidade econômica da substituição desses transformadores por outros novos de nível de eficiência D e com potência nominal adequada à rede que estão atendendo é apresentado na Tabela 4.53 e na Tabela 4.54 para transformadores monofásicos e trifásicos, respectivamente. Assim como observado na Distribuidora A, o *payback* do investimento para substituir esses transformadores ocorre entre o 19º e 21º

⁸ Estes transformadores de 10 kVA deveriam ser remanejados para os transformadores de 5 kVA, porém os transformadores de 5 e 7,5 kVA não são padronizados, apenas os transformadores de 10 kVA como potência mínima são padronizados.

ano após a substituição, caracterizando o investimento como viável, visto que a vida útil regulatória desses transformadores de distribuição é 25 anos.

Este resultado corrobora a conclusão obtida para a Distribuidora A de que, embora não seja viável economicamente atualizar todo o parque de transformadores da empresa, a substituição daqueles equipamentos com nível de carregamento muito baixo (perdas mensais em vazio superiores à energia passante mensal) é viável economicamente e pode trazer ganhos financeiros para a empresa.

Tabela 4.53: Viabilidade econômica para substituição de transformadores monofásicos com perda vazio > 100% consumo mensal.

Transformadores - Eficiência D - 15 kV				Transformadores - Eficiência D - 24,2 kV		
Período	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado - VPL	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado - VPL
Anos	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
1	(3.957.340,90)	(3.687.421,63)	(3.687.421,63)	(9.195.963,45)	(8.568.732,25)	(8.568.732,25)
2	540.627,16	469.392,92	(3.218.028,72)	1.261.175,37	1.095.000,08	(7.473.732,17)
3	527.082,73	426.419,24	(2.791.609,48)	1.229.938,82	995.042,24	(6.478.689,93)
4	513.499,39	387.094,74	(2.404.514,73)	1.198.620,55	903.564,30	(5.575.125,63)
5	433.285,25	304.348,10	(2.100.166,64)	1.007.303,44	707.549,77	(4.867.575,86)
6	417.853,67	273.489,24	(1.826.677,40)	971.428,03	635.808,97	(4.231.766,89)
7	402.478,78	245.458,65	(1.581.218,75)	935.684,42	570.643,34	(3.661.123,55)
8	387.224,19	220.047,87	(1.361.170,88)	900.220,48	511.568,24	(3.149.555,31)
9	372.166,48	197.065,81	(1.164.105,07)	865.214,25	458.139,45	(2.691.415,86)
10	357.234,08	176.256,95	(987.848,12)	830.499,34	409.762,92	(2.281.652,94)
11	342.363,15	157.398,18	(830.449,94)	795.927,33	365.919,97	(1.915.732,97)
12	327.554,97	140.318,92	(690.131,02)	761.501,20	326.214,02	(1.589.518,95)
13	312.816,42	124.865,05	(565.265,97)	727.236,97	290.286,82	(1.299.232,13)
14	298.151,44	110.893,89	(454.372,08)	693.143,77	257.806,60	(1.041.425,53)
15	283.556,99	98.272,14	(356.099,94)	659.214,51	228.463,49	(812.962,04)
16	269.019,35	86.874,61	(269.225,33)	625.417,35	201.966,48	(610.995,56)
17	254.536,20	76.591,09	(192.634,24)	591.746,86	178.059,30	(432.936,26)
18	240.105,30	67.320,88	(125.313,35)	558.197,84	156.507,88	(276.428,38)
19	225.724,51	58.972,03	(66.341,32)	524.765,32	137.098,44	(139.329,94)
20	211.391,77	51.460,59	(14.880,73)	491.444,51	119.635,81	(19.694,13)
21	197.105,11	44.709,92	29.829,20	458.230,82	103.941,83	84.247,70

22	182.862,64	38.650,08	68.479,28	425.119,86	89.853,87	174.101,57
23	168.662,54	33.217,23	101.696,50	392.107,41	77.223,55	251.325,12
24	154.503,08	28.353,14	130.049,64	359.189,43	65.915,51	317.240,63
25	430.570,24	73.625,36	203.675,00	879.886,55	150.456,20	467.696,83

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 4.54: Viabilidade econômica para substituição de transformadores trifásicos com perda vazio > 100% consumo mensal.

Transformadores - Eficiência D - 15 kV				Transformadores - Eficiência D - 24,2 kV		
Período	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado - VPL	Fluxo de Caixa	Fluxo de Caixa Descontado	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado - VPL
Anos	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)	(R\$)
1	(4.525.086,53)	(4.216.442,91)	(4.216.442,91)	(7.744.262,17)	(7.216.047,49)	(7.216.047,49)
2	596.524,79	517.925,35	(3.698.517,55)	1.059.094,77	919.546,08	(6.296.501,41)
3	580.515,44	469.647,25	(3.228.870,30)	1.032.749,76	835.512,80	(5.460.988,61)
4	564.441,32	425.496,65	(2.803.373,65)	1.006.334,18	758.611,76	(4.702.376,86)
5	493.414,73	346.584,22	(2.456.789,43)	848.004,30	595.654,92	(4.106.721,93)
6	475.841,62	311.442,91	(2.145.346,53)	817.802,38	535.259,50	(3.571.462,43)
7	458.333,07	279.522,35	(1.865.824,17)	787.711,41	480.399,44	(3.091.062,99)
8	440.961,51	250.585,17	(1.615.239,00)	757.855,88	430.666,72	(2.660.396,27)
9	423.814,16	224.413,76	(1.390.825,24)	728.385,69	385.687,38	(2.274.708,89)
10	406.809,50	200.717,13	(1.190.108,11)	699.160,74	344.961,31	(1.929.747,58)
11	389.874,84	179.241,23	(1.010.866,88)	670.056,09	308.051,87	(1.621.695,70)
12	373.011,64	159.791,77	(851.075,11)	641.074,25	274.625,19	(1.347.070,51)
13	356.227,75	142.193,29	(708.881,81)	612.228,71	244.379,66	(1.102.690,85)
14	339.527,63	126.283,27	(582.598,54)	583.527,15	217.036,00	(885.654,86)
15	322.907,81	111.909,92	(470.688,62)	554.963,60	192.333,32	(693.321,53)
16	355.012,63	114.644,49	(356.044,13)	642.891,35	207.609,37	(485.712,16)
17	289.859,64	87.220,08	(268.824,05)	498.165,56	149.900,27	(335.811,89)
18	273.426,09	76.663,39	(192.160,67)	469.922,13	131.757,07	(204.054,82)
19	257.049,59	67.155,92	(125.004,75)	441.776,76	115.417,12	(88.637,69)
20	240.727,82	58.602,08	(66.402,67)	413.725,44	100.716,11	12.078,42
21	224.458,51	50.914,58	(15.488,10)	385.764,30	87.504,04	99.582,45

22	208.239,53	44.013,77	28.525,67	357.889,64	75.644,01	175.226,46
23	192.068,81	37.826,97	66.352,65	330.097,92	65.011,10	240.237,56
24	175.944,36	32.287,87	98.640,52	302.385,72	55.491,36	295.728,92
25	275.621,11	47.129,83	145.770,35	411.987,28	70.447,76	366.176,68

Fonte: Desenvolvimento próprio.

4.4.3 Fluxo do Processo de Remanejamento de Transformadores

As principais etapas do processo de gerenciamento desenvolvido ao longo desta tese são apresentadas na Figura 4.2 e Figura 4.3.

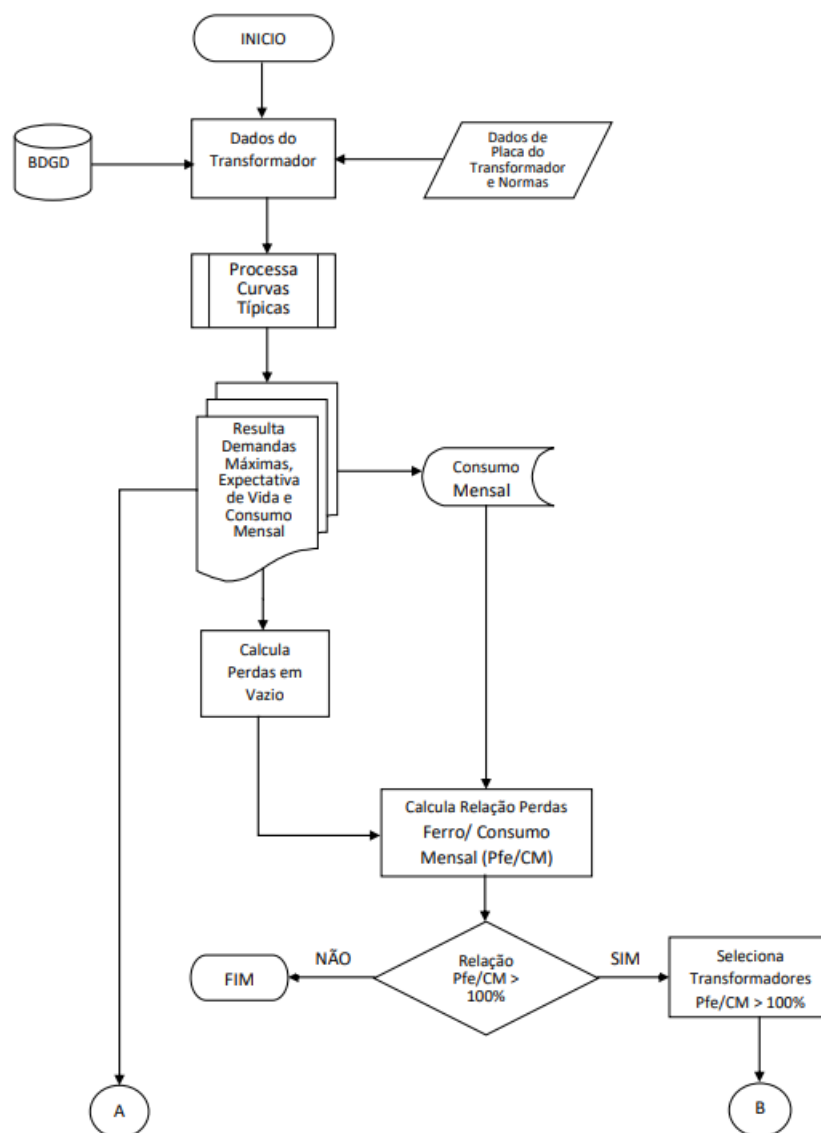


Figura 4.2: Fluxograma do Processo de Gerenciamento dos Transformadores de Distribuição – Etapas Iniciais. (Desenvolvimento próprio)

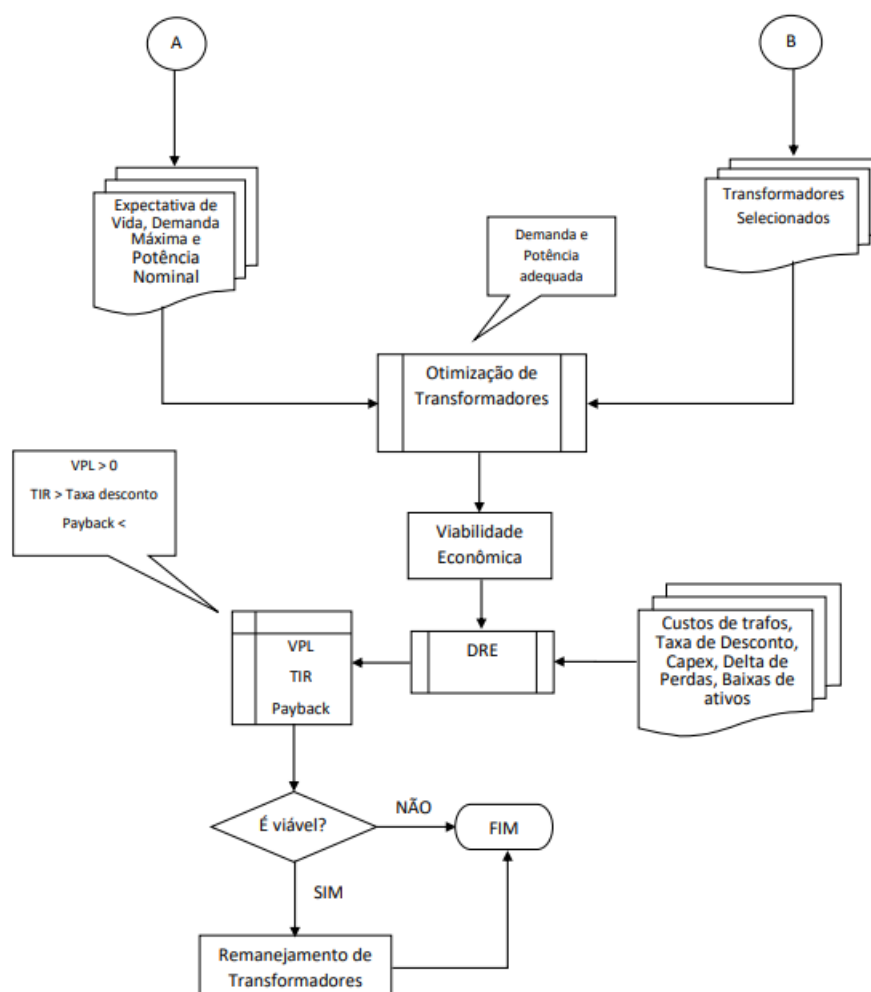


Figura 4.3: Fluxograma do Processo de Gerenciamento dos Transformadores de Distribuição – Etapas Finais. (Desenvolvimento próprio)

4.4.4 Análise de Sensibilidade

Nos estudos anteriores, apresentou-se o comportamento do VPL de novos transformadores com nível de eficiência D e observou-se que este VPL se torna positivo entre o 19º e o 21º ano após a substituição. Entretanto, vale ressaltar que o valor residual dos transformadores existentes na rede da distribuidora não é nulo (se eles ainda não chegaram ao final de sua vida útil regulatória) e, portanto, o VPL dos novos transformadores de maior eficiência pode se tornar superior ao VPL dos transformadores existentes em período inferior a 19 anos.

Para avaliar este cenário mais realista, e considerando que o VPL dos transformadores existentes difere para cada unidade, é realizado um estudo de

sensibilidade variando o custo residual agregado dos transformadores existentes entre 10% e 100% do seu custo inicial. Os resultados do fluxo de caixa acumulado para os transformadores existentes são mostrados na área sombreada em azul na Figura 4.4 (para transformadores monofásicos) e na Figura 4.5 (para transformadores trifásicos). Nestas figuras, também é apresentado o fluxo de caixa acumulado para a instalação de novos transformadores de nível de eficiência D (traço amarelo) e para a instalação de transformadores verdes (traço verde).

Os resultados mostram que o Fluxo de Caixa Descontado (FCD) dos transformadores de alta eficiência (nível D) sempre se torna mais alto que o FCD das unidades existentes em menos de 15 anos, independentemente do valor do fluxo de caixa atual dos transformadores existentes no ano um (ou seja, o ano em que a análise é feita). Isso também é verdade se a concessionária decidir substituir os transformadores existentes por novos verdes, embora o FCD dos transformadores verdes seja inferior ao dos transformadores de maior eficiência, visto que os transformadores verdes possuem perdas no cobre mais altas que as perdas no cobre de transformadores de alta eficiência.

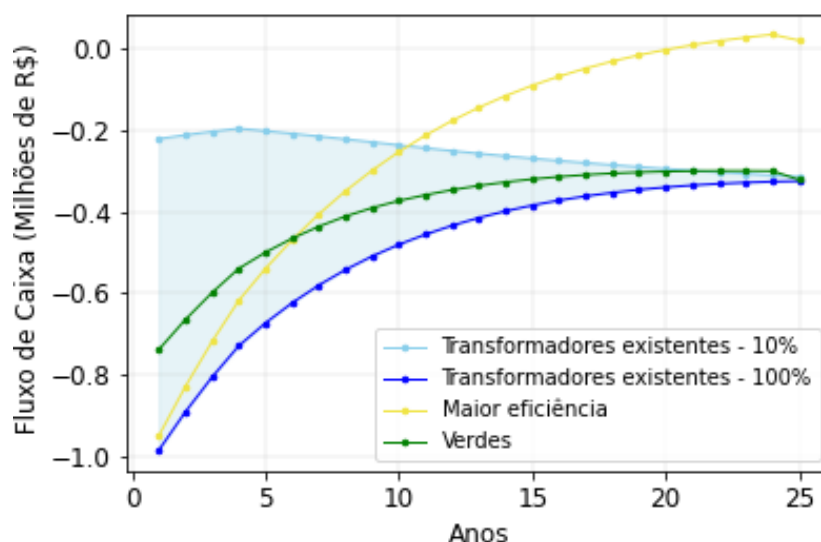


Figura 4.4: Transformadores monofásicos – Fluxo de caixa acumulado para os transformadores novos e existentes. (Desenvolvimento próprio)

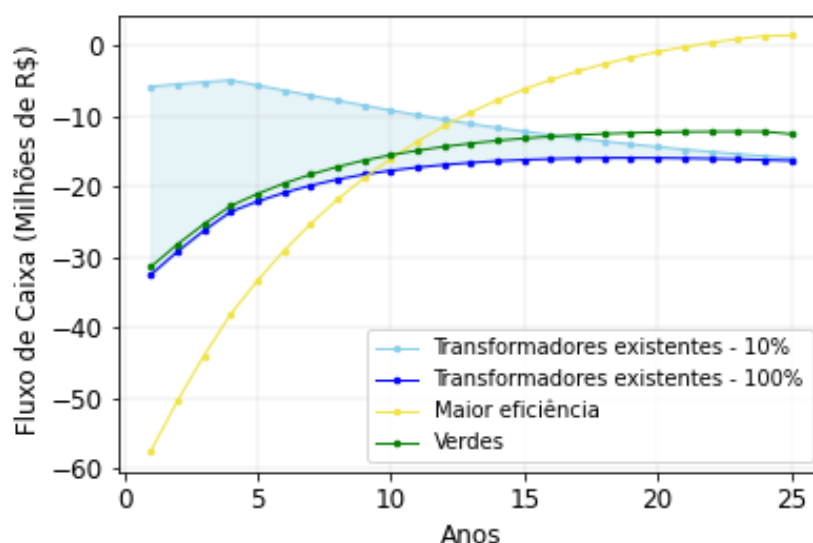


Figura 4.5: Transformadores trifásicos – Fluxo de caixa acumulado para os transformadores novos e existentes. (Desenvolvimento próprio)

O tempo total (em anos) necessário para que o fluxo de caixa acumulado dos novos transformadores se torne superior ao fluxo de caixa acumulado dos transformadores existentes é apresentado na Figura 4.6 (para transformadores monofásicos) e na Figura 4.7 (para transformadores trifásicos). Por exemplo, como pode ser observado na Figura 4.7, os transformadores recém-instalados se tornarão mais econômicos (maior fluxo de caixa) em no máximo 17 anos (a barra verde mais alta, sendo o pior caso), que se refere a um período menor que a vida útil de um transformador novo (a vida útil esperada é de 25 anos para um transformador de alta eficiência e 27 anos para uma unidade verde).

Estes resultados trazem uma indicação clara identificada nas seções 4.4.1 e 4.4.2 que, embora não seja viável substituir todo o parque de transformadores da concessionária conforme visto nos resultados simplificados das seções 4.1 a 4.3, a substituição de transformadores específicos e devidamente selecionados pode ser financeiramente benéfica para a concessionária. Isso confirma que existe uma oportunidade para modernizar gradualmente o parque de transformadores de maneira econômica, mesmo em cenários com baixa disponibilidade de dados. Este estudo, no entanto, é apenas uma indicação das oportunidades existentes para as concessionárias mitigarem suas perdas financeiras com o envelhecimento dos transformadores de distribuição.

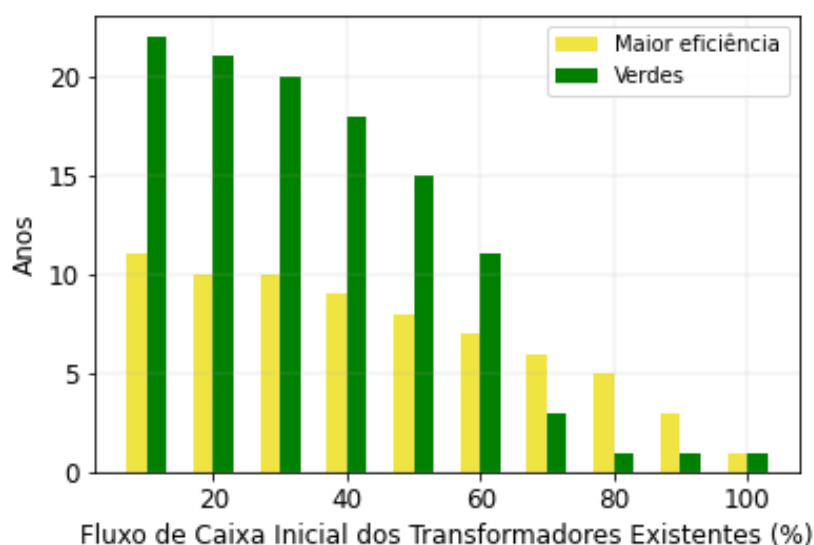


Figura 4.6: Transformadores monofásicos – Tempo necessário para o fluxo de caixa acumulado dos novos transformadores para superar os existentes. (Desenvolvimento próprio)

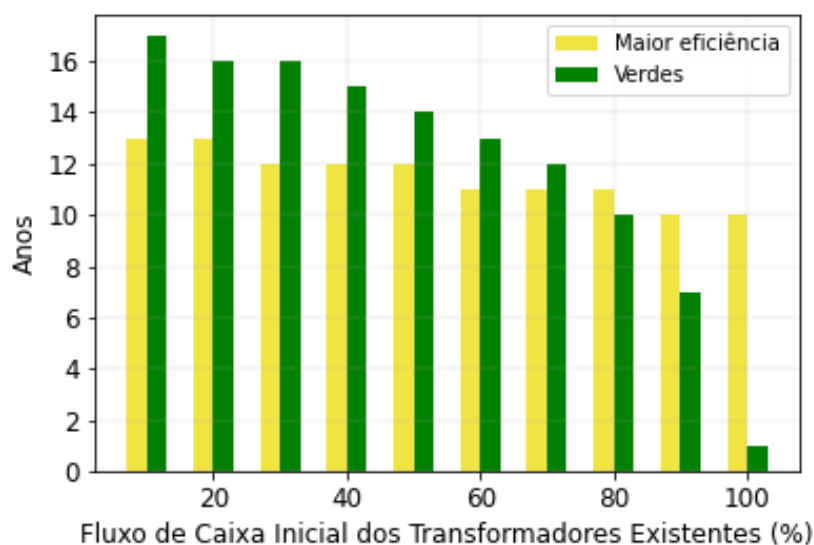


Figura 4.7: Transformadores trifásicos – Tempo necessário para o fluxo de caixa acumulado dos novos transformadores para superar os existentes. (Desenvolvimento próprio)

A partir dos resultados apresentados neste capítulo, uma vez identificados possíveis transformadores (ou regiões de transformadores) candidatos para modernização, percebe-se que os esforços das concessionárias devem ser direcionados para definir regras e uma abordagem sistemática de priorização de quais transformadores devem ser substituídos primeiro.

A Tabela 4.55 apresenta um resumo dos resultados obtidos da análise da viabilidade econômica no remanejamento dos transformadores de distribuição monofásicos e trifásicos através da gestão direcionadas com os devidos parâmetros (*payback*, TIR e VPL).

Tabela 4.55: Resumo dos resultados desta análise

Distribuidoras	Classe Tensão (kV)	Tipo	Parâmetros da Viabilidade		
			<i>Payback</i> Descontado (anos)	TIR (%)	VPL (R\$)
Distribuidora A	15 kV	Monofásicos	20	8,18	58.296,96
		Trifásicos	21	7,82	2.004.478,49
Distribuidora B	15 kV	Monofásicos	20	8,10	203.675,00
		Trifásicos	21	7,81	145.770,35
	24,2 kV	Monofásicos	20	8,10	467.696,83
		Trifásicos	19	8,05	366.176,68

Fonte: Desenvolvimento próprio

5 ANÁLISE REGULATÓRIA PARA EFICIENTIZAÇÃO DOS TRANSFORMADORES

Os capítulos anteriores apresentaram uma discussão detalhada acerca do cenário atual de utilização dos transformadores de distribuição, bem como dos potenciais ganhos e custos para substituir esses transformadores por equipamentos mais eficientes e com potência nominal mais adequada ao consumo da rede de distribuição de baixa tensão que eles atendem. Os resultados indicaram que a substituição dos transformadores existentes por outros mais eficientes e com capacidade adequada pode levar à redução de perdas técnicas no circuito. Entretanto, para que esta substituição de transformadores se concretize, é necessário haver respaldo regulatório. Neste contexto, este capítulo apresenta um programa geral sobre o cenário regulatório brasileiro atual e discute como a gestão do parque de transformadores afeta a tarifa de energia elétrica. Em seguida, são discutidos e analisados os incentivos existentes para as distribuidoras atualizarem seu parque de transformadores. Por fim, potenciais atualizações regulatórias que podem auxiliar na melhoria da gestão deste parque também são apresentadas.

5.1 *Cenário Regulatório Vigente – Composição da Tarifa de Energia*

Esta seção apresenta uma visão geral e principais conceitos envolvidos na composição da tarifa de energia conforme estabelecida pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). O principal objetivo é destacar qual parcela da tarifa de energia está associada à remuneração dos ativos da distribuidora, mais especificamente, à remuneração dos transformadores de distribuição, os quais são o foco desta tese. São apresentadas também algumas discussões e aspectos operacionais práticos da gestão dos ativos da distribuidora, que não são tratados claramente nas normas vigentes, mas extremamente importantes para uma análise financeira adequada.

A ANEEL, por meio dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET) [47] define os procedimentos para a revisão tarifária das distribuidoras de energia elétrica. A Revisão Tarifária Periódica (RTP) é realizada a cada 4 ou 5 anos, e visa remunerar adequadamente a distribuidora pelos seus serviços, mas sempre almejando a modicidade tarifária para benefício da sociedade. Neste processo, é determinado qual o montante de capital necessário anualmente para a distribuidora operar seu sistema de forma adequada, trazendo energia com alta qualidade de fornecimento ao consumidor (isto inclui o

pagamento de funcionários, manutenção de equipamentos, reintegração de ativos, dentre outros gastos), e qual o montante de capital necessário para remunerar adequadamente a distribuidora e seus acionistas. A soma destas duas parcelas é a receita requerida pela distribuidora, devendo ser obtida por meio da tarifa de energia.

A tarifa de energia é composta por duas parcelas (parcela A e parcela B) conforme Figura 5.1 e Figura 5.2. A Parcela A representa os custos com compra e transmissão de energia, tributos e encargos. Esta parcela representa os custos que não são gerenciáveis pela distribuidora, a qual é responsável apenas por arrecadar estes valores e repassá-los aos agentes correspondentes, tais como centrais geradoras, transmissoras e o governo. A Parcela B representa os custos diretamente gerenciáveis pela distribuidora, ou seja, são custos próprios da atividade de distribuição que estão sujeitos ao controle ou influência das práticas gerenciais adotadas pela empresa.

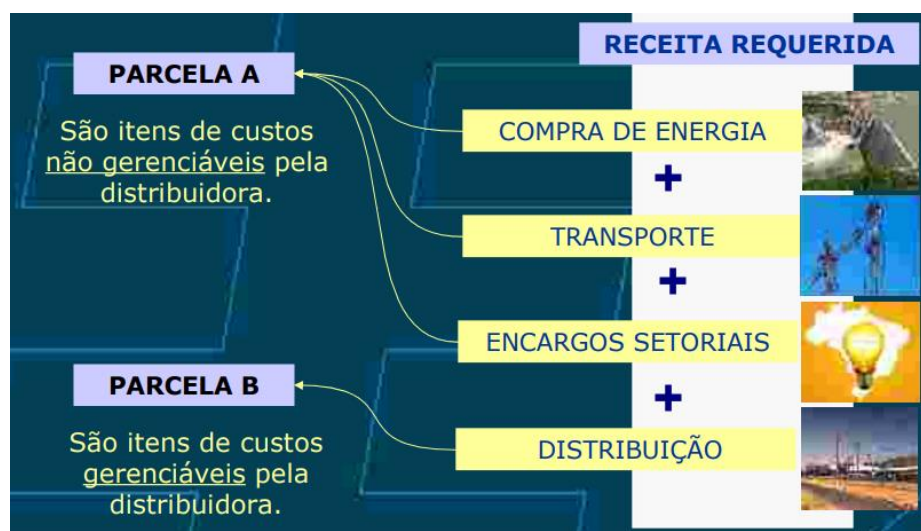


Figura 5.1: Composição da tarifa de energia elétrica no Brasil [48].

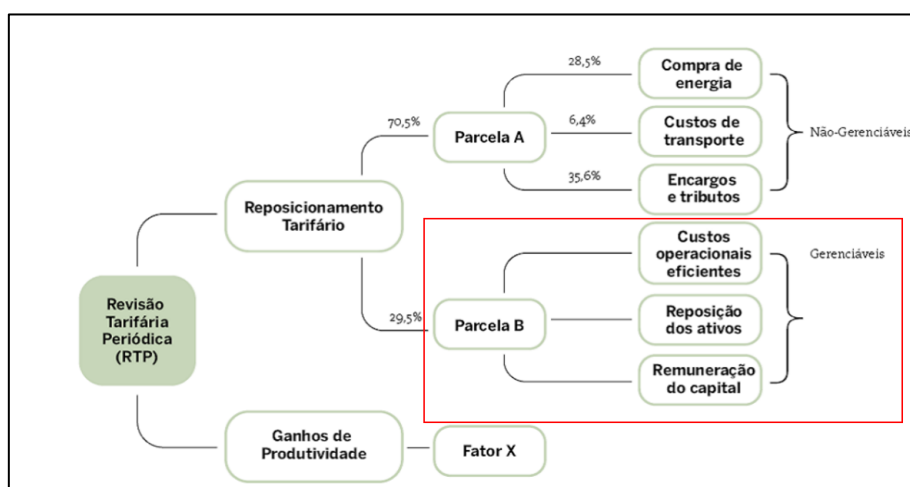


Figura 5.2: Composição da tarifa de energia elétrica no Brasil [49].

Para fins de cálculo tarifário, a Parcela B é composta de Custos Operacionais, Receitas Irrecuperáveis, Remuneração do Capital investido e Quota de Reintegração Regulatória (relacionada à reposição dos ativos da empresa). Dentre os itens que compõem a Parcela B destaca-se a Quota de Reintegração Regulatória (QRR) e a Remuneração de Capital (RC), visto que estes itens estão diretamente relacionados ao ativo transformador que é foco deste trabalho. Para melhor compreensão destes dois itens da tarifa, é necessário inicialmente introduzir o seguinte conceito:

- **Base de Remuneração Regulatória (BRR) [48]:** consiste no valor total dos ativos que a distribuidora instalou em sua área de concessão para garantir o fornecimento adequado de energia.

O investimento realizado pela distribuidora para criar a BRR deve ser recomposto por meio da tarifa. Para isto, tem-se a Quota de Reintegração Regulatória (QRR), por meio da qual a distribuidora receberá a cada ano o pagamento da parcela depreciada do ativo. A taxa média de depreciação de cada ativo é definida no Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (MCPSE) [25] o qual apresenta uma lista com os diversos ativos utilizados nas subestações e redes de distribuição e a taxa de depreciação anual de cada um deles. Por exemplo, o transformador de distribuição aéreo, que possui uma vida útil de 25 anos conforme o MCPSE, apresenta uma taxa de depreciação anual de 4%, ou seja, a cada ano a distribuidora recebe 4% do valor investido em um transformador de distribuição aéreo. Ao final da vida útil deste transformador (25 anos), a distribuidora terá recebido todo o valor investido na sua aquisição.

Em muitos casos, no entanto, o transformador pode não permanecer em operação durante toda a sua vida útil (20 a 27 anos) até a depreciação completa de seu custo devido a falhas precoces provocadas por sobrecarga, curto-circuito, sobretensões de origem atmosférica, vandalismo e devido à contaminação por Bifenilas Policloradas (PCB), o que é conhecido comercialmente por Askarel [50] e cuja concentração deve permanecer na faixa $50 \text{ mg/kg} \leq \text{PCB} \leq 500 \text{ mg/kg}$. Nestes casos, há a alternativa de se realizar uma reforma parcial ou total no equipamento para que ele possa retornar à rede de distribuição e permanecer até o final de sua vida útil. As condições para reforma e substituição de transformadores são discutidas em mais detalhes na seção 5.2.

Além de repor o investimento, é necessário também remunerar adequadamente o investidor. Na tarifa, isto é realizado por meio da Remuneração de Capital (RC), que depende do custo de capital médio ponderado (do inglês, *Weighted Average Capital Cost*,

WACC), o qual representa a taxa de rentabilidade adotada no cálculo da remuneração das distribuidoras e é compatível com um risco similar ao que enfrenta esta atividade. A Remuneração de Capital fornecida à distribuidora é o produto da BRR ainda não depreciada pelo WACC (porcentagem estabelecida pela ANEEL e atualmente em 7,32%). Em outras palavras, é principalmente através desta taxa que a ANEEL impõe certo controle na remuneração das concessionárias.

Para ilustrar a composição tarifária de uma distribuidora de grande porte brasileira (referente à Revisão Tarifária Periódica de 2018 [51]) a Tabela 5.1 mostra a composição da parcela A da tarifa e a Tabela 5.2 mostra a composição da parcela B da tarifa. Os itens relativos à remuneração da distribuidora pela aquisição e manutenção de ativos como os transformadores de distribuição se encontram na parcela B da tarifa, mais especificamente nos itens Depreciação (de ativos), Remuneração (todo investimento da distribuidora é remunerado por meio do WACC) e Custos Operacionais (por exemplo, com substituição e reforma de transformadores).

Tabela 5.1: Composição Tarifária - Parcela A (ANEEL, RTP 2018).

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA A [Encargos + Transmissão + Energia]	7.278.168.215	7.784.739.017	6,96%	5,53%	78,19%
Encargos Setoriais	2.212.229.932	2.445.557.518	10,55%	2,55%	24,56%
Taxas de Fisc. De Serviços de E.E. - TFSEE	8.520.242	10.603.896	24,46%	0,02%	0,11%
Conta de Desenv. Energ. - CDE (USO)	791.558.337	987.101.991	24,70%	2,13%	9,94%
Conta de Desenv. Energ. - CDE (Decr. 7945/2013)	263.070.533	277.122.316	5,34%	0,15%	2,78%
Conta de Desenv. Energ. - CDE (Conta-ACR)	525.840.386	538.497.907	2,41%	0,14%	5,41%
Enc.Serv. Sist. - ESS e Energ. Reserv. - EER	319.295.265	309.977.547	-2,92%	-0,10%	3,11%
PROINFA	229.194.025	235.518.963	2,76%	0,07%	2,37%
P&D. Efic. Energ. e Ressarc. ICMS Sist. Isol.	74.428.144	86.419.995	16,11%	0,13%	0,87%
ONS.	323.000	314.903	-2,51%	-0,00%	0,00%
Custos de Transmissão	936.054.375	1.010.596.770	7,96%	0,81%	10,15%
Rede Básica	582.413.070	601.235.771	3,23%	0,21%	6,04%
Rede Básica Fronteira	175.921.685	206.749.925	17,52%	0,34%	2,08%
Rede Básica NOS (A2)	6.355.868	6.109.466	-3,88%	-0,00%	0,06%
MUST Itaipu	63.638.505	69.646.347	9,44%	0,07%	0,70%
Transporte de Itaipu	90.586.151	104.653.015	15,53%	0,15%	1,05%
Conexão	17.139.096	22.202.246	29,54%	0,06%	0,22%
Custos de Aquisição de Energia	4.129.883.908	4.328.584.729	4,81%	2,17%	43,47%

Fonte: [51].

Tabela 5.2: Composição Tarifária - Parcela B (ANEEL, RTP 2018).

	Receita Verificada (R\$)	Receita Requerida (R\$)	Variação	Participação na Revisão	Participação na Receita
PARCELA B	1.884.423.751	2.171.817.279	15,25%	3,14%	21,81%
Custos Operacionais	985.237.912	1.005.322.621	2,04%	0,22%	10,10%
Anuidades	104.675.105	167.389.081	59,91%	0,68%	1,68%
Remuneração	474.931.494	675.958.690	42,33%	2,19%	6,79%
Depreciação	351.412.636	349.024.106	-0,68%	-0,03%	3,51%
Receitas Irrecuperáveis	43.304.029	62.216.091	43,67%	0,21%	0,62%
Outras Receitas	-75.137.425	-88.093.310	17,24%	-0,14%	-0,88%
Reposicionamento Tarifário	9.162.591.968	9.956.556.296		8,67%	100,00%

Fonte: [51].

Além destas parcelas associadas à recomposição do investimento em ativos da distribuidora, os transformadores de distribuição também são importantes na determinação das perdas técnicas, que afetam diretamente a tarifa de energia, visto que integram os Custos de Aquisição de Energia presentes na parcela A (conforme submódulo 2.3 do PRORET [47]). Apesar disto, o foco deste capítulo é em como deve ser realizada a gestão dos ativos na Base de Remuneração Regulatória. As seções seguintes apresentam, de forma simplificada, como o ativo transformador deve ser cadastrado e classificado contabilmente conforme a regulação vigente e seguindo boas práticas internacionais [45], [46], para que a distribuidora consiga demonstrar e justificar ao órgão regulador (ANEEL) a importância deste ativo na composição tarifária.

5.1.1 Ativos Elétricos e Cadastro Patrimonial

No Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico [25] são apresentadas as Instruções de Cadastro Patrimonial (ICAD) para padronizar a forma como as empresas devem especificar e controlar os ativos que farão parte da sua Base de Remuneração Regulatória. Existem dois tipos de bens para cadastro na BRR, o bem individual e o bem de massa. O bem individual é aquele que deve ser registrado e gerenciado individualmente na BRR (por exemplo, transformadores de potência instalados em subestações), ou seja, cada equipamento deve ser registrado como uma unidade de cadastro (UC) específica na BRR. Ao descartar um bem individual, a empresa deve remover a unidade de cadastro associada a este bem da BRR.

O bem de massa é aquele que deve ser registrado e gerenciado em grupo na BRR (por exemplo, transformadores de distribuição tratados nesta tese), ou seja, um grupo de equipamentos deve ser registrado como uma unidade de cadastro específica na BRR. Por exemplo, é necessário registrar apenas uma unidade de cadastro para representar todos os

transformadores de distribuição do mesmo tipo (aéreo, pedestal, subterrâneo etc.), mesma tensão primária, mesma tensão secundária, mesma potência nominal, mesmo número de fases e mesmo tipo de proteção (convencional ou auto protegido). Ao descartar um bem de massa, a empresa deve remover o equipamento pela quantidade e valor médio do ativo apurando-se o valor com base no saldo residual indicado nos registros contábeis dos respectivos bens com data de imobilização mais antiga da unidade de cadastro por município ou região à qual o bem de massa a ser descartado pertence.

Entre as atividades de operação e manutenção da rede estão as obras de modificação para aumento de capacidade e mudança de traçado que substituem equipamentos bons que serão reinstalados em outros pontos no futuro. O sistema contábil de movimentação identifica através de subcontas a movimentação de ativos na rede por sistema de ordens como ordens de alienação, compra, desativação, imobilização e de serviço.

Como já dito, os ativos da concessionária são remunerados por meio da Base de Remuneração Regulatória e da Base de Anuidade Regulatória. A BRR é composta pelos valores de diversos itens, dentre eles os Ativos Imobilizados em Serviço (AIS), avaliado e depreciado (ou amortizado, conforme caso específico). O transformador de distribuição é declarado na BRR, no grupo de contas de ativos de Máquinas e equipamentos.

5.1.2 Método de Avaliação

A avaliação dos ativos da concessionária de distribuição de energia elétrica é realizada utilizando o Método do Valor Novo de Reposição – VNR, conforme definido em [47]. Este método estabelece que cada ativo é valorado, a preços atuais, por todos os gastos necessários para sua substituição por idêntico, similar ou equivalente que efetue os mesmos serviços e tenha as mesmas capacidades do ativo existente. De acordo com o Submódulo 2.3 do PRORET, a aplicação deste método e o cálculo do valor de reposição do ativo utiliza o Banco de Preços Referenciais, o Banco de Preços da Concessionária ou de Orçamento Referencial.

O Banco de Preços Referenciais apresenta os custos médios regulatórios, por agrupamento, de componentes menores (componentes acessórios vinculados a um equipamento principal) e custos adicionais (custos de projeto, gerenciamento, montagem e frete do equipamento, dentre outros), conforme definido no Anexo V do Submódulo 2.3 do PRORET. O Banco de Preços da Concessionária é definido como o banco formado

com base em informações da própria empresa, podendo ser aplicado aos equipamentos principais, aos componentes menores e aos custos adicionais. O Orçamento Referencial indica o valor de um bem ou suas partes constituintes a partir de dados de mercado de bens comerciais similares.

As situações relativas a reformas ou a repotenciação de ativos devem ser conduzidas conforme critérios estabelecidos no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE e Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE. Para fins de avaliação, os bens reformados deverão estar identificados no Laudo de Avaliação e serão valorados pelo valor novo de reposição, desde que comprovada sua baixa por meio do sistema de ODD (ordem de desativação) e dos custos de sua efetiva reforma. Os bens que passarem apenas por procedimentos como limpeza, aferição e outros de pequena relevância que não impactem em sua vida útil, efetuados entre a baixa e a nova imobilização, serão considerados como simples transferência. Estas avaliações devem ser realizadas considerando, fundamentalmente, os resultados de inspeções de campo, visando verificar as características e as condições operacionais dos ativos.

5.1.3 Quota de Reintegração Regulatória

Quota de Reintegração Regulatória é um termo usado para se referir à parcela de depreciação dos ativos regulatórios das empresas de serviços públicos de energia. Este item, juntamente com o Custo de Capital (vinculado à Taxa de Remuneração Média de Capital, do inglês, *Weighted Average Cost of Capital* – WACC) e a Base de Remuneração Regulatória (BRR), integra o tema da Análise de Investimentos das empresas.

A Quota de Reintegração Regulatória corresponde à parcela da depreciação e a amortização dos investimentos realizados e tem por finalidade recompor os ativos ao longo da sua vida útil. Seu valor depende diretamente da Base de Remuneração Regulatória bruta e da Taxa média de depreciação das instalações [52], Adições e Baixas. As adições de novos ativos, no período entre revisões tarifárias periódicas à base de remuneração, deverão seguir a metodologia definida no MCSE.

5.2 Condições para Substituição de Transformadores de Distribuição

Os capítulos anteriores desta tese mostraram que a substituição de transformadores (por outros de maior eficiência e/ou potência mais adequada ao circuito atendido) tem potencial para redução das perdas técnicas no circuito. De fato, a ANEEL

estabeleceu (desde 2019) que reconhecerá apenas as perdas técnicas equivalentes a transformadores de nível de eficiência D da norma ABNT NBR 5440:2014 na Revisão Tarifária Periódica. Ou seja, os transformadores existentes no parque da empresa (em sua maioria, transformadores de nível de eficiência E) não terão suas perdas técnicas integralmente reconhecidas e remuneradas via tarifa de energia, visto que estes apresentam perdas técnicas maiores que os que possuem nível de eficiência D.

Ressalta-se que este mecanismo foi implementado pela ANEEL para incentivar as empresas a substituírem seus transformadores por outros de nível de eficiência no mínimo D. Portanto, tanto do ponto de vista de carregamento (transformadores sobrecarregados e, principalmente, subcarregados), quanto do ponto de vista de perdas técnicas, a substituição de transformadores se mostra uma possibilidade atrativa para melhorar a eficiência dos sistemas de distribuição de energia elétrica. Isto mostra como a utilização de mecanismos de regulação é capaz de direcionar os recursos para se estabelecer um sistema mais eficiente, reforçando a importância do poder executado pelo órgão regulador.

Entretanto, existem algumas dificuldades para que tal substituição se concretize. Primeiramente, os cálculos simplificados mostrados até a seção 4.3 mostram que o custo para substituição de todo o parque transformador da empresa é significativamente superior ao ganho proporcionado com a redução de perdas técnicas. Além disso, do ponto de vista regulatório de gestão de ativos, esta substituição deve seguir alguns procedimentos e cumprir alguns requisitos. A substituição de transformadores de distribuição pode ocorrer nos seguintes cenários:

- Fim da vida útil do transformador (totalmente depreciado);
- Reforma por avarias/queimas;
- Alienação/sucateamento;
- Nível de carregamento (sobrecarregado/subcarregado).

Estes cenários são discutidos nas subseções seguintes.

5.2.1 Vida Útil dos Equipamentos Elétricos da Distribuição

Os equipamentos são projetados para serem robustos e durarem determinado tempo, mas todos eles apresentam uma taxa de falha que aumenta com o envelhecimento. Com relação ao envelhecimento do ativo, os seguintes aspectos devem ser notados [53]:

- A probabilidade de falha aumenta com o envelhecimento do ativo;
- O custo de manutenção e reparo tende a aumentar com a idade;
- O custo de danos não está diretamente relacionado à idade do equipamento;
- Equipamentos antigos tornam-se obsoletos e incompatíveis com o sistema;
- Peças de reparo tornam-se difíceis de encontrar e ficam mais caras com o tempo.

Com base nestes fatos, a ANEEL disponibiliza mecanismos para que a empresa avalie a vida útil do equipamento e determine se é economicamente viável mantê-lo ou substituí-lo. Porém, reconhece que isolar a causa de retirada do bem de operação (*i.e.*, identificar se a retirada do bem de operação de fato ocorreu devido à deterioração da vida útil) não é trivial, devido à falta de informação sobre baixa de ativos nas distribuidoras.

5.2.2 Reforma de Transformadores de Distribuição

A reforma de um transformador de distribuição pode ocorrer se, durante a inspeção e manutenção da rede de distribuição, é encontrado um transformador com pequenas avarias tais como buchas e conectores de alta tensão (AT) e baixa tensão (BT) com trincas, gaxeta com vazamento, oxidação etc. Nestes casos, considera-se que são necessárias Reformas Parciais.

Por outro lado, podem ser encontradas avarias que causam interrupção e comprometem o fornecimento de energia do transformador, tais como bobinas rompidas, buchas e conectores AT e BT danificados etc. Nestes casos, considera-se que o transformador está queimado, sendo necessária Reforma Total.

5.2.3 Alienação/Sucateamento

Os transformadores utilizados no sistema elétrico, que foram retirados de operação por apresentarem necessidade de manutenção de ordem geral, incluindo secagem de núcleo e enrolamentos, que não introduzam modificação na sua parte ativa original e transformadores que por falha ou defeito foram objetos de trocas de componentes externos e/ou internos, inclusive no núcleo magnético ou enrolamentos, reformados/revisados por uma reformadora, devem continuar apresentando desempenho energético igual aos seus parâmetros etiquetados (perdas em vazio, resistência ôhmica dos enrolamentos, perdas em carga etc. [54]), respeitadas as tolerâncias aplicáveis, segundo Tabela de Tolerâncias constante do Anexo IV [55], apresentado na Tabela 5.3.

Tabela 5.3: Parâmetros para etiquetagem de transformadores de distribuição em líquido isolante.

Etapas	Tolerância	
	Concessão/ Manutenção	Manutenção
Características especificadas	Novos	Revisados/ Reformados
Perdas em vazio	+ 10%	+ 15%
Perdas totais	+ 6%	+ 10%
Relação de tensão em qualquer derivação	$\pm 0,5\%$	$\pm 0,5\%$
Nota - A tolerância é aplicada em relação ao valor estabelecido pelo PBE		

Fonte: Plano Brasileiro de Etiquetagem (PBE, Anexo IV, [55]).

Caso os transformadores ensaiados não apresentem os parâmetros de placa considerando as tolerâncias correspondentes, estes são classificados como alienados / sucateados, sendo baixados contabilmente, podendo ainda constar valor residual. Estes transformadores podem ser vendidos como sucata, sendo possível ainda a obtenção de uma receita à concessionária.

5.2.4 Carregamento (sobrecarregado/subcarregado)

Aplicando as metodologias de cálculo de carregamento a partir da Demanda ou por Expectativa de Vida, os transformadores podem ser classificados como sobrecarregados ou subcarregados, tendo como plano de ação do setor de Gestão de Ativos a substituição dos mesmos por remanejamento ou troca por outro novo de maior potência no caso de transformadores sobrecarregados e em último plano os transformadores subcarregados.

Algumas diretrizes são estabelecidas pelo setor de Gestão de Ativos das distribuidoras para gerenciar estes ativos de acordo com este *status* de carregamento. Por exemplo, no grupo de distribuidoras CPFL Energia, estas diretrizes estão estabelecidas através dos documentos abaixo:

5.2.4.1 GED 14067 – Remanejamento de Transformadores de Distribuição Sobrecarregados

O documento GED 14067 [56] indica que ao remanejar transformadores sobrecarregados, devem ser priorizados aqueles com maiores carregamentos, seguido daqueles com maior quantidade de ocorrências totais e maior idade do equipamento.

Esta atividade, de acordo com a sua aplicação, poderá ser classificada em OPEX (do inglês, *Operational Expenditure*, se refere às despesas operacionais) ou CAPEX (do inglês, *Capital Expenditure*, se refere às despesas de capital, como investimentos em máquinas, equipamentos e outras benfeitorias nas instalações das empresas). Para ser classificada como OPEX, para “Realização em Despesa”, os equipamentos a serem remanejados devem estar ativos no mesmo município (mesmo CPS – Código de Patrimônio de Serviço) e não pode haver alteração da rede que caracterize Ordem de Imobilização (ODI) / Ordem de Desativação (ODD), com a retirada / adição de Unidade de Adição e Retirada (UAR). Por exemplo, os postos com transformadores sobrecarregados com potência nominal de 30 kVA, devem ser remanejados com transformadores subcarregados de 45 kVA, presentes no mesmo município.

O remanejamento de transformadores sobrecarregados que não se enquadram no item anterior são direcionados para “Realização de Investimento” e se trata de CAPEX.

5.2.4.2 GED 11234 – Diretrizes para o Carregamento de Transformadores de Distribuição

De acordo com o documento GED 11234 [26], para remanejar um transformador, o Plano de Ação deve ser elaborado pelas áreas de Gestão de Ativos, como resultado da gestão do carregamento dos transformadores de distribuição, obtidos com a ferramenta de gestão – GSA (*GeoSpatial Analysis*). No entanto, antes de ser realizada qualquer ação de remanejamento, deve-se conferir os dados de cadastro e histórico de ocorrências. Caso não sejam encontradas irregularidades, deve-se realizar a inspeção visual em campo e a instalação de medidor que confirme a sobrecarga do transformador.

Esta atividade é desenvolvida com auxílio de Relatórios de Queda de Tensão, que deve estar de acordo com o PRODIST – Módulo 8, segundo o qual a tensão secundária no ponto de entrega, pode variar dentro dos limites para tensão secundária conforme Tabela 5.4, em conjunto com o *status* de carregamento EVIDA (Expectativa de Vida). Os transformadores a serem substituídos são aqueles que apresentam queda de tensão maior

que 10% e expectativa de vida menor do que 20 anos, em qualquer uma de suas fases, no período solicitado [57].

Por fim, para que postos transformadores subcarregados sejam considerados no processo de remanejamento, deve ser verificado se os transformadores atendem cargas especiais como raios-x, motores, máquinas de solda, fornos elétricos a arco ou de indução, geradores, retificadores e equipamentos de eletrólise. Estas cargas causam aumento brusco de carregamento que, muitas vezes, não pode ser observado nos métodos clássicos de análise de expectativa de vida e demanda.

Apesar destas recomendações, o que se observa em consulta aos especialistas das áreas de gestão de ativos é que esta prática de substituição de transformadores ocorre apenas para os transformadores sobrecarregados conforme descrito em [26], e a substituição é imediata por um transformador de maior potência, caracterizando como CAPEX. Não é realizado o processo de busca por outros transformadores instalados que estejam classificados como subcarregados e que poderiam substituir os sobrecarregados.

Tabela 5.4: Tensões de atendimento nas unidades consumidoras BT de acordo com o PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica (no ponto de entrega).

Tensão Nominal (V)	Tensões de Leitura (V)		
	Crítico	Precário	Adequado
220/127	menor que 191 / menor que 110 V	entre 191 e 202 / entre 110 e 117 V	entre 202 e 231 / entre 117 e 133 V
380/220	menor que 331 / menor que 191 V	entre 331 e 350 / entre 191 e 202 V	entre 350 e 399 / entre 202 e 231 V
230/115	menor que 200 / menor que 100 V	entre 200 e 212 / entre 100 e 106 V	entre 212 e 242 / entre 106 e 121 V

Fonte: [26].

5.3 Substituição de Transformadores no Cenário Regulatório Atual

Após descrever o cenário regulatório atual e os procedimentos e requisitos para substituição de transformadores, esta seção aborda a viabilidade econômica de propostas de substituição de transformadores na rede das distribuidoras, e o estudo de viabilidade econômica para tomada de decisão entre reformar ou adquirir um equipamento novo.

5.3.1 Dados para Análise de Viabilidade Econômica

Esta seção apresenta os dados que serão utilizados para analisar a viabilidade econômica de reformar um transformador de distribuição ou comprar um novo considerando a legislação vigente.

O estudo de viabilidade econômica considera os seguintes custos para montar o fluxo de caixa destas alternativas (reforma ou aquisição de novo transformador):

- Custo de aquisição do equipamento;
- Custos operacionais (relacionados às perdas técnicas);
- Custo de interrupção de fornecimento;
- Custos de penalidades impostas pelo regulador;
- Custo de reparo.

Exceto os custos operacionais das perdas do transformador, relacionadas à sua capacidade, as ocorrências dos outros custos ao longo da vida do equipamento são adotadas como proporcionais à taxa de falha do equipamento.

Para a análise apresentada nesta seção, será considerada a aquisição de um transformador novo com óleo vegetal (transformador verde) e a reforma de um transformador convencional com óleo mineral com a capacidade de 75 kVA. Na Tabela 5.5, são apresentadas as características do transformador verde novo, com óleo vegetal.

Tabela 5.5: Características do transformador novo.

Transformador Novo (Verde - Óleo Vegetal)	
Potência (kVA)	75
Valor Médio (R\$)	9.046,00
Vida Útil (anos)	27
Taxa de depreciação (27 anos)	3,70%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Na Tabela 5.6 são apresentadas as características do transformador convencional (óleo mineral) a ser reformado.

Tabela 5.6: Característica do transformador convencional (óleo mineral)

Transformador Convencional (Óleo Mineral)	
Potência (kVA)	75
Peso (Massa) kg	442
Capacidade (litros) l	143
Valor Médio de Reforma (R\$)	3.652,15
Vida Útil (anos)	25
Taxa de depreciação (25 anos)	4,0%

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Na Tabela 5.7 são apresentados os dados contábeis de um transformador convencional (óleo mineral) de 75 kVA.

Tabela 5.7: Dados contábeis.

Dados Contábeis	
Taxa de desconto = WACC (%)	7,32
PMM: Preço Médio Móvel (Óleo Mineral) (R\$)	4.305,49
Valor Salvado = (40% PMM) (R\$)	1.722,20
ODD (Ordem de Desativação) = valor salvado - custo remoção - valor residual (R\$)	486,44
ODI (Ordem de Imobilização) = Valor da reforma - custo de desativação (R\$)	3.165,71
Baixa Residual = (Valor Residual) (R\$)	650,77

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Na Tabela 5.8 são apresentados os dados regulatórios e operacionais para o transformador convencional de 75 kVA em análise.

Tabela 5.8: Dados Operacionais e Regulatórios.

Dados Regulatórios	Dados Operacionais	Dados Regulatórios
WACC (%)		7,32
Custo de Remoção (R\$) – R\$ 150,00/US – 3,8999 US	584,99	
Receita Venda Sucata (R\$) (R\$ 6,38 x kVA)	478,50	
Tratamento do óleo com PCB (Reclassificação) (R\$)	429,00	

Fonte: Distribuidoras.

Dados a serem considerados na análise:

- Preço Médio Móvel (PMM) [58];
- Custo da Reforma [59];
- Custo de Remoção - Tabela 5.9 [60]. Nesta tabela, Tempo de Atividade é o tempo total estimado para a execução da atividade em horas; Equipe é o tipo da equipe

necessária para a atividade (B2 indica equipe com 2 eletricitas); Fator de Conversão é o fator para converter o tempo da atividade (em horas) para o tempo em Unidades de Serviço (US) sendo que o custo de cada Unidade de Serviço considerado nesta tese é R\$ 150,00; e US total é o número total de Unidades de Serviço necessárias para a atividade;

- Custo de Reclassificação: R\$ 30,00/litro de óleo [61];
- Custo de Destinação: R\$ 15,00/kg do transformador [61].

Tabela 5.9: Custos de mão de obra para instalar, retirar, substituir e reinstalar transformadores.

7	Estação Transformadora		Tempo Atividade		Equipe	Fator Conv.	US total
7.3	Transformador (equipamento)	Unidade	Instalar	1,3883	B2	2,5282	3,5099
			Retirar	1,2341	B2	2,5282	3,1200
			Substituir	1,5426	B2	2,5282	3,8999
			Reinstalar	1,2925	B2	2,5282	3,2678

Fonte: [60].

5.3.2 Análise de Viabilidade Econômica: Aquisição de Transformador Verde vs. Reforma de Transformador Convencional

Esta análise considera os preceitos da legislação do órgão regulador (ANEEL). Considerando os dados da seção 5.3.1, desenvolvem-se os cálculos através da Demonstração do Resultado do Exercício (DRE) que terá como resultado a viabilidade desta ação; isto é, a viabilidade de se reformar um transformador de distribuição convencional com óleo mineral em comparação com a aquisição de um transformador de distribuição verde com óleo vegetal (novo).

As seguintes premissas são consideradas:

- Considerado o saldo entre as perdas técnicas reais e perdas técnicas exigidas pela ANEEL (Perdas Regulatórias) para o novo transformador, e o transformador reformado da Distribuidora A;
- Considerado banco de preços para remuneração e depreciação do transformador na BRR;
- Considerado valor médio histórico de baixa deste ativo [62];
- Considerada vida útil de 25 anos para o transformador convencional e 27 anos para o transformador verde (valores extraídos do MCPSE);

- e) Considerado processo de reforma para baixa do ativo (Valor Salvado + Desativação + Baixa Residual);
- f) Considerado CAPEX com o valor médio das últimas compras;
- g) Considerado CAPEX Evitado (processo valor salvado da reforma);
- h) Considerado WACC de 7,32% (valor atual definido pela ANEEL);
- i) Considerada alienação dos transformadores de distribuição descartados.

A análise através do DRE considerando a reforma do transformador convencional será denominada de AS IS no restante deste estudo. A análise considerando a aquisição de um transformador verde novo será denominada de TO BE no restante deste estudo.

Os cálculos através do DRE seguem o passo a passo nas situações de AS IS e TO BE como apresentado nas subseções a seguir.

5.3.2.1 Reforma de Transformador (Cenário AS IS)

As receitas e despesas obtidas considerando toda a vida útil do transformador (25 anos) são apresentadas na Tabela 5.11, juntamente com o valor do lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização (do inglês *Earnings before Interest Taxes, Depreciation and Amortization*, EBITDA) ou LAJIDA.

O cálculo da depreciação deflacionada está apresentado na Tabela 5.12 e o Lucro Antes do Imposto de Renda (LAIR) está apresentado na Tabela 5.13. O LAIR representa o resultado de determinado exercício antes da aplicação dos impostos por parte do governo. Após aplicação do Imposto de Renda (IR) de 34% (isto é, 25% de alíquota de Imposto de Renda de Pessoa Jurídica, mais 9% de Contribuição Social sobre o Lucro Líquido, CSLL), tem-se o lucro líquido, o qual está apresentado na Tabela 5.14.

Após o cálculo destes itens, deve-se obter o Fluxo de Caixa. Para este cálculo, é necessário deduzir a depreciação deflacionada calculada anteriormente, bem como deduzir o CAPEX apresentado na base de dados na seção 5.3.1, isto é, este item é a Ordem de Imobilização (ODI) que é obtida do valor da Reforma mais a Ordem de Desativação (ODD) e mais a reclassificação, visto que, para esta análise, está sendo considerada a possibilidade deste transformador estar contaminado com PCB, logo terá um custo de reclassificação. Além destes itens, deve-se considerar o CAPEX evitado que é o resultado da ODD, sendo composta de valor salvado mais o custo da remoção e o valor residual do ativo. Portanto, tem-se o Fluxo de Caixa conforme mostrado na Tabela 5.15.

Aplicando o WACC de 7,32% como taxa de desconto, obtém-se o Fluxo Descontado em cada ano de vida do ativo. Acumulando esse Fluxo Descontado até o final da vida útil do transformador, obtém-se o Fluxo Descontado Acumulado. O valor final é conhecido como Valor Presente Líquido (VPL) da análise deste estudo, e também está mostrado na Tabela 5.15.

Nesta análise efetuada para um único transformador de 75 kVA, cujo resultado está mostrado na Tabela 5.15, observa-se que este projeto se torna favorável quando o VPL (R\$ 3.084) apresenta valor positivo, o que ocorre em 5 anos. A Taxa Interna de Retorno (TIR) é de 23,68%, muito acima da taxa de desconto.

Na Tabela 5.10 é mostrado o equacionamento desenvolvido para obter os resultados de viabilidade econômica através da Demonstração do Resultado do Exercício para o melhor entendimento.

Tabela 5.10: Equacionamento do Fluxo de Caixa Descontado Acumulado

DRE - Demonstração do Resultado do Exercício	
Receitas	
(+)	Delta de Perdas Regulatórias x Real
(+)	BRR (Remuneração - WACC)
(+)	QRR (Depreciação)
(=)	Total Receitas
Despesas	
(-)	Baixa Ativo (Valor Residual)
(=)	Total Despesas
EBITDA	
(+)	Total Receitas
(+)	Total Despesas
(=)	Resultado antes do IRPJ e CSLL (EBITDA)
(-)	Depreciação deflacionada
LAIR (Lucro Antes do Imposto de Renda)	
(+)	EBITDA
(+)	Depreciação deflacionada
(=)	Resultado antes do IRPJ e CSLL
IR (Imposto de Renda)	
(=)	LAIR
(*)	(-34% (25% IRPJ + 9% CSLL))
(=)	IR (Provisões) IRPJ e CSLL

Lucro Líquido	
(+)	LAIR
(+)	IR
(=)	Resultado Líquido
Fluxo de Caixa	
(+)	Lucro Líquido
(+)	Depreciação deflacionada
(-)	Capex
(+)	Capex evitado (Valor Salvado)
(=)	Fluxo de Caixa
Taxa de Desconto	
(=)	WACC = Taxa de desconto - Id
Fluxo de Caixa Descontado	
(=)	Fluxo de Caixa
(/)	$(1 + Id)^n$
(=)	Fluxo de Caixa Descontado
Fluxo de Caixa Descontado Acumulado	
(=)	$\sum$ Fluxo de Caixa Descontado Acumulado no período
Valor Presente Líquido	
(=)	Fluxo de Caixa Descontado Acumulado no final do período

Fonte: Desenvolvimento Próprio

Tabela 5.11: Receitas, despesas e EBITDA considerando o cenário AS IS.

CALCULOS FINANCEIROS																											
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
DRE - AS IS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Delta Perda Regulat. X Real	-	-	-	-	(84)	(84)	(85)	(86)	(86)	(87)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	(88)	-	-
Receita BRR (Remun. WACC)	860	824	789	753	717	681	645	609	574	538	502	466	430	394	358	323	287	251	215	179	143	108	72	36	-	-	-
Receita BRR (Deprec. QRR)	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	323	-	-
Total Receitas	1.183	1.148	1.112	1.076	957	920	883	847	810	774	737	701	666	630	594	558	522	486	451	415	379	343	307	271	236	-	-
Baixa Ativo (Residual)	486																										
Reclassificação	(429)																										
Total Despesas	57	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
EBITDA	1.241	1.148	1.112	1.076	957	920	883	847	810	774	737	701	666	630	594	558	522	486	451	415	379	343	307	271	236	-	-

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 5.12: Depreciação deflacionada considerando cenário AS IS.

DEPRECIACÃO																											
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
DEPRECIACÃO REFORMADO	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Trafo Reformado (25 anos)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)	(127)
IPCA	1,04	1,08	1,12	1,17	1,23	1,28	1,35	1,41	1,47	1,53	1,60	1,67	1,74	1,82	1,90	1,98	2,06	2,15	2,24	2,34	2,44	2,54	2,65	2,77	2,88		
Deflação	(122)	(117)	(113)	(108)	(103)	(99)	(94)	(90)	(86)	(83)	(79)	(76)	(73)	(70)	(67)	(64)	(61)	(59)	(56)	(54)	(52)	(50)	(48)	(46)	(44)		
CALCULOS FINANCEIROS																											
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
DRE - AS IS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Depreciação (deflacionada)	(122)	(117)	(113)	(108)	(103)	(99)	(94)	(90)	(86)	(83)	(79)	(76)	(73)	(70)	(67)	(64)	(61)	(59)	(56)	(54)	(52)	(50)	(48)	(46)	(44)	-	-

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 5.13: LAIR considerando cenário AS IS.

CALCULOS FINANCEIROS																											
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
DRE - AS IS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
EBITDA	1.241	1.148	1.112	1.076	957	920	883	847	810	774	737	701	666	630	594	558	522	486	451	415	379	343	307	271	236	-	-
Depreciação (deflacionada)	(122)	(117)	(113)	(108)	(103)	(99)	(94)	(90)	(86)	(83)	(79)	(76)	(73)	(70)	(67)	(64)	(61)	(59)	(56)	(54)	(52)	(50)	(48)	(46)	(44)	-	-
LAIR	1.119	1.030	999	968	853	821	789	757	724	691	658	626	593	560	527	494	461	428	394	361	327	293	259	226	192	-	-

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 5.14: Lucro líquido considerando cenário AS IS.

CALCULOS FINANCEIROS																											
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
DRE - AS IS	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
LAIR	1.119	1.030	999	968	853	821	789	757	724	691	658	626	593	560	527	494	461	428	394	361	327	293	259	226	192	-	-
IR	(380)	(350)	(340)	(329)	(290)	(279)	(268)	(257)	(246)	(235)	(224)	(213)	(202)	(190)	(179)	(168)	(157)	(145)	(134)	(123)	(111)	(100)	(88)	(77)	(65)	-	-
LUCRO LÍQUIDO	739	680	659	639	563	542	521	500	478	456	434	413	391	370	348	326	304	282	260	238	216	194	171	149	126	-	-

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 5.15: Valor presente líquido considerando cenário AS IS.

CALCULOS FINANCEIROS																											
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
FLUXO DE CAIXA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
LUCRO LÍQUIDO	739	680	659	639	563	542	521	500	478	456	434	413	391	370	348	326	304	282	260	238	216	194	171	149	126	-	-
Depreciação	122	117	113	108	103	99	94	90	86	83	79	76	73	70	67	64	61	59	56	54	52	50	48	46	44	-	-
Baixa																											
CAPEX	(3.166)																										
Capex Evitado (Trafo Salvado)	(486)																										
FLUXO CAIXA	(2.792)	797	772	747	666	641	615	589	564	539	514	489	464	439	415	390	366	341	317	292	268	243	219	195	170	-	-
WACC 7,32%	1,073	1,152	1,236	1,327	1,424	1,528	1,640	1,760	1,889	2,027	2,175	2,334	2,505	2,689	2,885	3,097	3,323	3,567	3,828	4,108	4,409	4,731	5,078	5,449	5,848	6,276	6,736
Fluxo Descontado	(2.601)	692,25	624,63	562,97	468,07	419,35	375,11	334,99	298,66	265,75	236,09	209,37	185,22	163,40	143,72	125,98	110,00	95,62	82,71	71,11	60,73	51,43	43,13	35,72	29,13	-	-
Fluxo Descontado Acumulado	(2.601)	(1.909)	(1.284)	(721)	(253)	166	541	876	1.175	1.440	1.677	1.886	2.071	2.235	2.378	2.504	2.614	2.710	2.793	2.864	2.924	2.976	3.019	3.055	3.084	3.084	3.084
7,32%																											
Payback Descontado	5																										
TIR	23,68%																										
Capex VPL	(3.166)																										
VPL	3.084																										

Fonte: Desenvolvimento próprio.

5.3.2.2 Aquisição de Novo Transformador (Cenário TO BE).

Ao repetir esta análise para o cenário TO BE (considerando a aquisição de um transformador novo – Verde), o VPL resultou em R\$ 2.224 e um *payback* de 11 anos. Este resultado é menos atraente que o resultado do cenário do AS IS (reforma de um transformador existente), que apresentou um VPL de R\$ 3.084. Isto indica que, do ponto de vista financeiro, o melhor investimento é realizar a reforma do transformador de distribuição convencional com óleo mineral apresentado no cenário AS IS. O estudo de viabilidade econômica da aquisição de transformador verde novo (cenário TO BE) é mostrado na Tabela 5.16. A comparação dos resultados das análises econômicas pode ser visualizada na Tabela 5.17 e na Figura 5.3.

Tabela 5.16: Estudo de viabilidade econômica da aquisição de transformador verde novo (cenário TO BE).

CALCULOS FINANCEIROS																											
Ano	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27
DRE TO BE	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
Delta Perda Regulat. X Real	160	160	159	159	74	73	72	70	69	67	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66	66
Receita BRR (Remun. WACC)	966	929	892	855	817	780	743	706	669	632	595	557	520	483	446	409	372	334	297	260	223	186	149	111	74	37	-
Receita BRR (Deprec. QRR)	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335	335
Receita Venda Sucata																											479
Receita	1.462	1.424	1.386	1.348	1.227	1.188	1.150	1.111	1.072	1.034	996	958	921	884	847	810	773	736	698	661	624	587	550	513	475	438	880
Baixa Ativos (Residual)																											(1.236)
Despesas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(1.236)
EBITDA	1.462	1.424	1.386	1.348	1.227	1.188	1.150	1.111	1.072	1.034	996	958	921	884	847	810	773	736	698	661	624	587	550	513	475	438	(356)
Depreciação	(259)	(250)	(240)	(230)	(219)	(210)	(200)	(191)	(183)	(176)	(168)	(161)	(155)	(148)	(142)	(136)	(131)	(125)	(120)	(115)	(110)	(106)	(102)	(97)	(93)	(90)	(86)
LAIR	1.202	1.174	1.146	1.119	1.007	979	950	920	889	858	827	797	767	736	705	674	642	610	578	546	514	481	448	415	382	349	(442)
IR	(409)	(399)	(390)	(380)	(343)	(333)	(323)	(313)	(302)	(292)	(281)	(271)	(261)	(250)	(240)	(229)	(218)	(207)	(197)	(186)	(175)	(164)	(152)	(141)	(130)	(119)	150
LUCRO LÍQUIDO	793	775	756	738	665	646	627	607	587	566	546	526	506	486	465	445	424	403	382	360	339	317	296	274	252	230	(292)
FLUXO DE CAIXA	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044	2045
LUCRO LÍQUIDO	793	775	756	738	665	646	627	607	587	566	546	526	506	486	465	445	424	403	382	360	339	317	296	274	252	230	(292)
Depreciação	259	250	240	230	219	210	200	191	183	176	168	161	155	148	142	136	131	125	120	115	110	106	102	97	93	90	86
Baixa	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1.236
CAPEX (Novo Trafo)	(7.275)																										
FLUXO DE CAIXA	(6.222)	1.025	996	968	884	856	827	798	770	742	714	687	661	634	607	581	554	528	502	476	449	423	397	371	346	320	1.030
WACC Reg. 7,32%	1,073	1,152	1,236	1,327	1,424	1,528	1,640	1,760	1,889	2,027	2,175	2,334	2,505	2,689	2,885	3,097	3,323	3,567	3,828	4,108	4,409	4,731	5,078	5,449	5,848	6,276	6,736
Fluxo Descontado	(5.798)	890	806	730	621	560	504	454	408	366	328	294	264	236	210	188	167	148	131	116	102	89	78	68	59	51	153
Fluxo Descontado Acumulado	(5.798)	(4.908)	(4.102)	(3.372)	(2.751)	(2.191)	(1.687)	(1.233)	(825)	(459)	(131)	164	427	663	874	1.061	1.228	1.376	1.507	1.623	1.725	1.814	1.893	1.961	2.020	2.071	2.224
7,32%																											
Payback Descontado	11																										
TIR	12,23%																										
Capex VPL	(7.275)																										
VPL	2.224																										

Fonte: Desenvolvimento próprio.

Tabela 5.17: Resultado da análise da viabilidade econômica dos cenários avaliados.

Período	AS IS (Reforma)	TO BE (Aq. Novo)
Anos	VPL (R\$)	VPL (R\$)
1	(2.601,30)	(5.797,68)
2	(1.909,05)	(4.908,09)
3	(1.284,42)	(4.102,00)
4	(721,45)	(3.372,30)
5	(253,38)	(2.751,08)
6	165,97	(2.191,03)
7	541,08	(1.686,69)
8	876,07	(1.232,97)
9	1.174,72	(825,20)
10	1.440,47	(459,15)
11	1.676,56	(130,73)
12	1.885,93	163,75
13	2.071,14	427,45
14	2.234,55	663,23
15	2.378,27	873,71
16	2.504,25	1.061,28
17	2.614,25	1.228,11
18	2.709,88	1.376,16
19	2.792,58	1.507,26
20	2.863,70	1.623,03
21	2.924,42	1.724,98
22	2.975,86	1.814,47
23	3.018,98	1.892,73
24	3.054,70	1.960,89
25	3.083,84	2.019,98
26	3.083,84	2.070,93
27	3.083,84	2.223,83

Fonte: Desenvolvimento próprio.

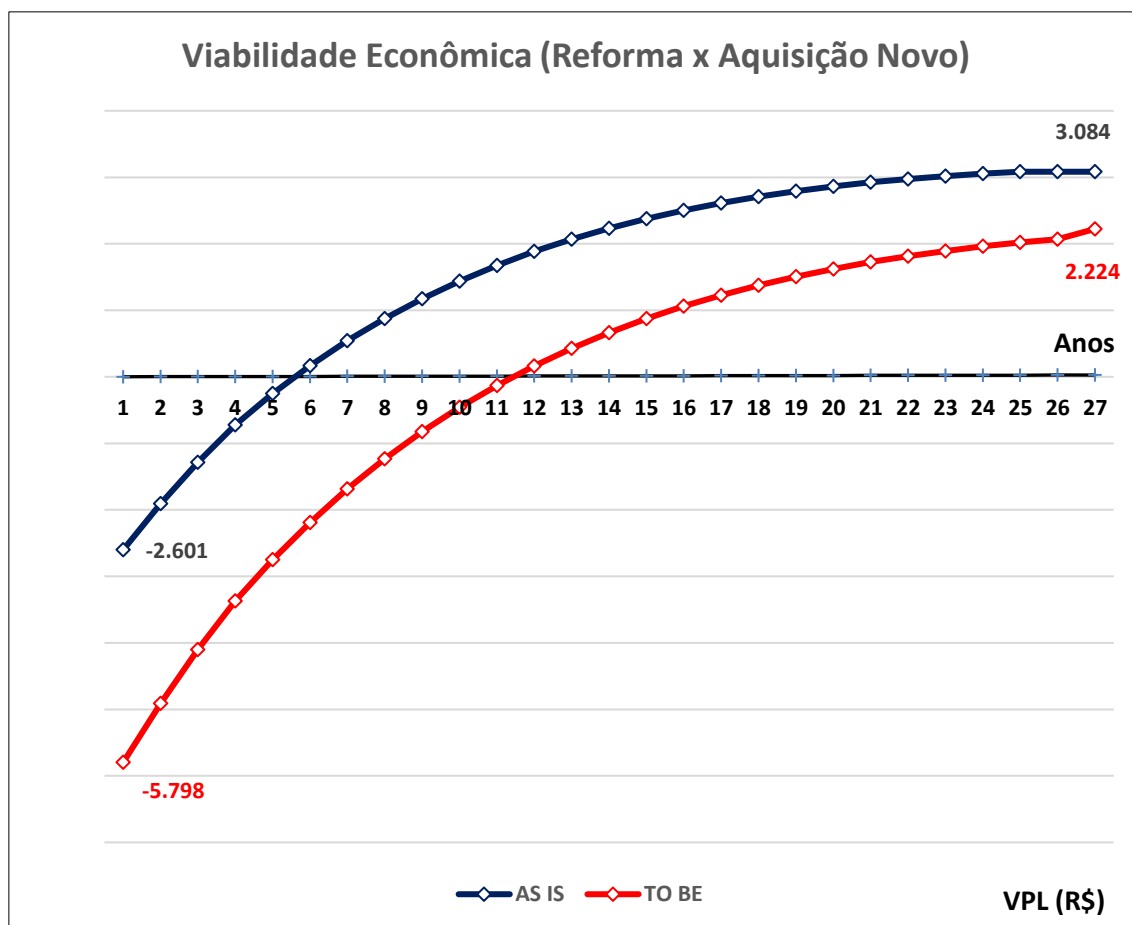


Figura 5.3: Viabilidade econômica de Aquisição x Reforma de Transformadores (Desenvolvimento próprio).

Na Tabela 5.18 tem-se o resumo da viabilidade econômica, apresentando *payback*, TIR e o VPL desta análise econômica.

Tabela 5.18: Resultado da viabilidade econômica

	AS IS	TO BE
Payback Descontado (anos)	5	11
TIR (%)	23,68%	12,23%
VPL (milhões de R\$)	3.084	2.224

Fonte: Desenvolvimento próprio.

5.4 Discussão

Os resultados apresentados nos capítulos anteriores desta tese mostram que a maioria dos transformadores de distribuição das empresas analisadas opera em condição

de subcarregamento. Além disso, a maioria desses transformadores possui nível de eficiência E, de acordo com a norma ABNT NBR 5440:2014. É interesse do agente regulador e da sociedade como um todo, que a rede de distribuição opere de forma mais eficiente, visando contribuir para a redução da tarifa de energia. Neste contexto e a partir dos resultados desta tese, observa-se que há oportunidades para melhoria de eficiência (redução de perdas técnicas) na distribuição de energia de duas formas: redimensionamento de transformadores para reduzir o número de equipamentos que operam subcarregados, e substituição dos transformadores existentes por outros mais eficientes. De fato, buscando incentivar esta renovação do parque transformador, desde 2019 (considerando a Portaria Interministerial nº 3, de 31 de julho de 2018), a ANEEL reconhece na Revisão Tarifária Periódica apenas os níveis de perdas técnicas de transformadores de eficiência D, e há previsão de reconhecer apenas os níveis de perdas de transformadores de eficiência C em 3 ou 4 anos.

Apesar deste incentivo, existem dificuldades regulatórias e operacionais para substituir todo o parque de transformadores de uma empresa [63]. Para avaliar a melhoria do perfil de carregamento dos transformadores, esta tese avaliou a possibilidade de remanejamento de transformadores já existentes no parque da empresa, buscando reduzir o número de transformadores sobrecarregados e subcarregados, bem como o investimento em novos transformadores. Este remanejamento é factível do ponto de vista regulatório, sendo que esta despesa pode ser classificada tanto como OPEX (dentre outras condições, se os equipamentos a serem remanejados estiverem ativos no mesmo município) quanto como CAPEX (se as condições para enquadramento em OPEX não forem satisfeitas). No entanto, o remanejamento envolve interrupções em pelo menos dois circuitos, podendo afetar indicadores individuais de continuidade do serviço [57] e outras despesas associadas à mobilização da equipe.

Outra possibilidade de aprimoramento do parque é a aquisição de transformadores novos, com melhor nível de eficiência e que, portanto, proporcionam redução das perdas técnicas da rede. Entretanto, do ponto de vista regulatório, a distribuidora deve realizar reformas em transformadores existentes, buscando maximizar seu tempo de uso antes de descartá-los.

O estudo de viabilidade econômica apresentado neste capítulo mostrou ser mais vantajoso (e, em última instância, mais atrativo do ponto de vista social visto que reduz o montante de investimentos que devem ser ressarcidos via tarifa) efetuar estas reformas e manter o transformador instalado até o final de sua vida útil, do que adquirir e instalar

novo transformador quando o ativo existente ainda não foi totalmente depreciado. Além disso, do ponto de vista prático operacional, as empresas também não possuem capital e equipes suficientes para realizar a substituição ampla de transformadores em toda a rede (apenas o custo de aquisição de transformadores pode superar R\$ 1 bilhão, como visto na seção 4.3).

Em face do potencial de ganho associado à melhoria da gestão dos transformadores e das dificuldades inerentes à troca ou realocação desses ativos, é necessário avaliar novos mecanismos para incentivar a substituição do parque de transformadores de uma empresa, o que necessariamente passa pela discussão das causas que levaram ao cenário de subcarregamento constatado. Do ponto de vista técnico, o dimensionamento de transformadores de distribuição é cercado de incertezas que vão desde o estabelecimento da carga que o transformador atenderá logo após a sua instalação, definida com base na posse de equipamentos declarados pelos clientes, até como se comportarão as taxas de crescimentos das cargas ao longo da vida útil dos transformadores. É difícil prever com precisão as taxas de crescimento da demanda ou mesmo as reduções de demanda devido à adoção de cargas baseadas em tecnologias mais eficientes.

Assim, nesse contexto de incertezas, é natural que, pensando na continuidade e na qualidade dos serviços, a empresa opte por adotar margens de segurança, aumentando a capacidade dos transformadores especificados. Além disso, do ponto de vista regulatório, não existe monitoramento e análise para limitar o número de transformadores subcarregados. Como a distribuidora é remunerada por seus investimentos na rede e visando uma margem de segurança na operação do circuito, existe a tendência de sobredimensionar estes equipamentos. Portanto, constata-se que o cenário de subcarregamento dos transformadores é resultado natural das incertezas inerentes ao dimensionamento, bem como de aspectos do arcabouço regulatório. Isto mostra que existe a necessidade no setor elétrico de avaliar novos mecanismos para incentivar a substituição do parque de transformadores de uma empresa pensando nos ganhos que podem ser auferidos pela sociedade. Logo, tem-se um contexto adequado ao desenvolvimento e adoção de novas tecnologias e de uma gestão mais proativa dos transformadores de distribuição, bem como demais ativos das concessionárias.

6 CONCLUSÕES

Transformadores de distribuição são um dos principais ativos de redes de distribuição de energia elétrica, sendo responsáveis por quase metade das perdas elétricas nos circuitos de distribuição de média e baixa tensão. Portanto, seu gerenciamento adequado pode trazer ganhos significativos não apenas para as distribuidoras de energia, mas também para os consumidores por meio da tarifa de energia elétrica.

Neste contexto, esta tese apresentou uma investigação detalhada do nível de carregamento e das perdas elétricas dos transformadores de distribuição de duas distribuidoras de energia elétrica de grande porte brasileiras. O nível de carregamento foi calculado utilizando duas metodologias distintas: carregamento a partir da demanda e carregamento a partir da expectativa de vida do transformador. A primeira metodologia analisa o carregamento do transformador a partir de sua demanda máxima em um período de 24 horas. A segunda metodologia analisa o carregamento a partir do impacto da curva de carga diária do transformador na sua temperatura e, conseqüentemente, na expectativa de vida. Por considerar apenas o instante de demanda máxima, a primeira metodologia é mais conservadora que a segunda.

Independente das diferenças entre as metodologias, ambas indicaram que mais de 70% destes ativos operam subcarregados. Uma consequência direta deste percentual elevado de transformadores subcarregados é o alto nível de perdas em vazio na rede que podem ser evitadas. Portanto, este resultado indica que existe grande margem para melhorar as técnicas de gerenciamento de transformadores empregadas atualmente.

Devido a este resultado, foram avaliadas duas estratégias de efficientização do parque de transformadores das empresas: substituição do parque por transformadores com nível de eficiência mais elevado, e substituição do parque por transformadores verdes (com isolamento via óleo vegetal). Além da efficientização, foram avaliados os custos e benefícios do remanejamento de transformadores na rede da empresa, para reduzir o número de transformadores sobrecarregados e, principalmente, subcarregados. Os resultados obtidos indicaram que, de fato, estas estratégias trazem ganhos significativos do ponto de vista de redução de perdas técnicas da rede. No entanto, o custo de implementação das alternativas investigadas é mais que 10 vezes superior aos benefícios, apresentando inviabilidade do ponto de vista econômico para as concessionárias. Apesar disso, a substituição de transformadores específicos e devidamente selecionados conforme apresentado na seção 4.4 desta tese, pode ser financeiramente viável e benéfico

para a concessionária. Portanto, há oportunidades para realizar uma gestão mais adequada e eficiente destes ativos para obtenção de melhores resultados financeiros com o envelhecimento destes ativos.

Além do aspecto econômico, foi avaliado também o arcabouço regulatório para a substituição de transformadores existentes na rede. Regras vigentes indicam que antes de substituir um transformador, a distribuidora deve executar reformas parciais e/ou totais, para que o tempo de uso do ativo se aproxime de seu tempo de vida útil esperado. Uma análise de viabilidade econômica demonstrou que, de fato, a reforma de transformadores existentes também é mais vantajosa que sua substituição por transformadores novos, mais eficientes.

Portanto, de forma geral, os resultados e análises apresentados nesta tese mostram ser inviável implementar uma política de substituição integral do parque de transformadores de uma concessionária em um curto intervalo de tempo. Os custos envolvidos são excessivos e serão, em última instância, repassados ao consumidor via tarifa de energia elétrica. O processo de modernização do parque de transformadores da empresa deve, portanto, ser realizado gradualmente, utilizando estratégias eficientes de gestão proativa dos transformadores de distribuição para identificar os casos em que há maior possibilidade de retorno financeiro e técnico. Por ser a distribuidora regulada e remunerada por seus investimentos na rede, esta tem mantido seus ativos sobredimensionados, visando uma margem de segurança na operação do circuito. Esta tese demonstrou também haver espaço para aprimorar o arcabouço regulatório para incentivar o monitoramento mais efetivo do carregamento de transformadores e, assim, evitar que eles operem subcarregados.

6.1 *Trabalhos Futuros*

A partir dos resultados, análises e discussões desta tese de doutorado, é possível propor os seguintes trabalhos futuros:

- Desenvolver índices capazes de quantificar a saúde dos transformadores, os quais podem contemplar aspectos como: tempo de imobilização do ativo, nível de eficiência, nível de carregamento, dentre outros;
- Empregar os indicadores de saúde no desenvolvimento de estratégias para uma gestão mais proativa dos transformadores;

- Considerar novas ações de gestão (além daquelas investigadas nesta tese) para reduzir o número de transformadores sub e sobrecarregados, tais como: redistribuição de consumidores em redes de baixa tensão, e reestruturação das redes de baixa tensão para reduzir o número de transformadores em um alimentador;
- Investigar e propor mecanismos regulatórios que incentivem as distribuidoras de energia a substituir transformadores subcarregados;
- Desenvolver metodologias mais precisas, que explorem novas tecnologias disponíveis para identificar o estado de carregamento dos transformadores;
- Propor novas métricas de classificação de transformadores quanto ao nível de carregamento, considerando um cenário com maior disponibilidade de dados (*e.g.*, provenientes de medidores inteligentes instalados nos transformadores e consumidores) em relação ao cenário atual considerado nesta tese;
- Propor IAT – Índice de Aproveitamento para Transformadores de distribuição com objetivo de melhor aproveitamento desses ativos na rede de distribuição.
- Investigar o impacto que a proliferação da inserção de microgeração fotovoltaica pode ocasionar nas estratégias de gestão avaliadas nesta tese e, se necessário, propor um gerenciamento específico para os transformadores que apresentarem um alto nível de penetração desta geração.

7 REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BDGD – BASE DE DADOS GEOGRÁFICA DA DISTRIBUIDORA. Disponível no endereço <https://dadosabertos-aneel.opendata.arcgis.com/datasets/51a872b06ae442aeaeadb6ac7f6b7fea/about> acessado em 16/05/2023.
- [2] Smallworld GeoSpatial Analysis – GSA. **Banco de dados** (quantidades, áreas, regiões, potências, etc.) de transformadores de distribuição nas distribuidoras. Disponível em aplicativo interno das distribuidoras. Acesso em 2017.
- [3] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0074/2018** – SRD/ANEEL de 06/07/2018.
- [4] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0036/2018** – SRD/ANEEL de 29/03/2018.
- [5] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 0061/2018** – SRD/ANEEL de 25/05/2018.
- [6] AISLAN, A. F. **Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição**. Orientador: Antonio Padilha Feltrin. 2006, 108 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, campus de Ilha Solteira. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Ilha Solteira, 2006.
- [7] FINKLER, A.; HAAS, S.; SANTOS, L.L.C.; ZAUZA, Silvana; MAURO, F. R. **Análise da capitalização das perdas de energia em transformadores de distribuição**, apresentado no SIPOC 2018 no Seminário de Eletrônica de Potência e Controle – UFSM. 2018.
- [8] DIAS, A. L.; PINTO, S. S. **Eficiência energética em transformadores de distribuição instalados em loteamentos com baixa taxa de ocupação**; XXII Encontro Latino Americano de Iniciação Científica, XVIII Encontro Latino Americano de Pós-Graduação e VIII Encontro de Iniciação à Docência - Universidade do Vale do Paraíba, 2018.
- [9] GAUTÉRIO, Z. W. **Impacto do gerenciamento pelo lado da demanda em transformadores de potência**. Orientador: José Wagner Maciel Kaehler. 2006. 178 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica), pelo Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul, Porto Alegre. 2006.

- [10] ROBBA, E. J.; OLIVEIRA, C.C.B.; PENIN, C.A.; CASOLARI, R.P. Universidade de São Paulo, SILVA, L.N.; M, H.R.P. AES Sul. **Otimização do carregamento de transformadores de distribuição de energia elétrica**, publicado no CGTI – Centro de Gestão e Tecnologia e Inovação. 2016.
- [11] AHN, S. U. **Metodologia para seleção e gerenciamento de transformadores de distribuição aplicando técnicas de redes neurais artificiais**. Orientador: José Antonio Jardini. 1997, 140 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Sistemas de Potência, São Paulo. 1997.
- [12] JARDINI, J. A.; TAHAN, C. M. V.; GOUVEA, M. R.; AHN, S. U.; e FIGUEIREDO, F. M. “**Daily load profiles for residential, commercial and industrial low voltage consumers**,” IEEE Trans. Power Del., vol. 15, no. 1, pp. 375–380, Jan. 2000.
- [13] GED 5694 – GISD – módulo DPS – **Processo de Diversificação Secundária e Primária para Determinação de Demandas para Cálculos**. Versão 2.0. (Distribuição – Uso Interno).
- [14] MANHÃES, L. R. Apresentação: **curvas de carga – conceitos gerais**. Campinas. 2018. 79p. (Divulgação interna na CPFL Paulista).
- [15] GED 11234 – **Diretrizes para Carregamento de Transformadores de Distribuição**. Versão 1.3 de 25/10/2013. (Orientação Técnica - Uso Interno).
- [16] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-7:2017**: transformadores de potência - parte 7: guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante: primeira edição 01/08/2017. Rio de Janeiro: 2017. 72p.
- [17] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS STANDARDS ASSOCIATION (IEEE SA). **IEEE Std C57.91-1981**: guide for loading mineral-oil-immersed overhead and pad-mounted distribution transformers. New York, NY, USA: 1981. 26p.
- [18] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5356-2:2007** transformadores de potência - parte 2: aquecimento: segunda edição 17/12/2007. Rio de Janeiro: 2007. 23p.
- [19] SANTOS, A. M. dos., **Estimação Relativa de Tempo de Vida de Transformadores de Distribuição, Considerando Cargas Não-Lineares**. Orientador: Paulo César Miranda Machado. 2014. 185 f. Dissertação (Mestrado), Universidade Federal de Goiás, Escola de Engenharia Elétrica (EEEC) – Programa Pós-Graduação em Engenharia Elétrica e Computação, Goiânia. 2014.

- [20] JARDINI, J. A.; BRITTES, J. L. P.; MAGRINI, L. C.; BINI, M. A.; e YASUOKA, J. **“Power transformer temperature evaluation for overloading conditions,”** IEEE Transactions on Power Delivery, vol. 20, no. 1, pp. 179-184, 2005.
- [21] IEC, **“Power transformers - part 7: loading guide for oil-immersed power transformers,”** IEC Std, vol. 60076, no. 7, 2005.
- [22] NOVKOVIC, M.; POPOVIC, A.; BRIOSSO, E.; IGLESIAS, R. M.; e RADAKOVIC, Z. **“Dynamic thermal model of liquid-immersed shell-type transformers,”** International Journal of Electrical Power & Energy Systems, vol. 142, p. 108347, 2022.
- [23] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS STANDARDS ASSOCIATION (IEEE SA). **IEEE Std C57.91-2011: guide for loading mineral-oil-immersed transformers and step-voltage regulators.** New York, NY, USA: 2011. 120p.
- [24] GED 13285 – **Avaliação do carregamento de transformadores de distribuição com base em medição de corrente.** Versão 1.2 de 24/05/2010, (Orientação Técnica – Uso Interno).
- [25] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico (**MCPSE**) – Anexo à Resolução Normativa N° 674/2015, DE 11 DE AGOSTO DE 2015,” Tabela XVI: Taxas de Depreciação (Transformador de Distribuição Aéreo – Óleo Mineral). Disponível no endereço: https://git.aneel.gov.br/publico/centralconteudo/-/raw/main/manuaisinstrucoes/infoecofinanc/20220204_MCPSE_texto_definitivo/resol_674_2015.pdf. Acesso em: 19/05/2023.
- [26] GED 11234 – **Diretrizes para Carregamento de Transformadores de Distribuição.** Versão 1.8 de 08/02/2017. (Orientação Técnica – Uso Interno).
- [27] DIAS, A. L.; PINTO, S. S. **Eficiência Energética em Transformadores de Distribuição instalados em loteamentos com baixa taxa de ocupação,** apresentado no XXII Encontro Latino Americano de Iniciação Científica, XVIII Encontro Latino Americano de Pós-Graduação e VIII Encontro de Iniciação à Docência - Universidade do Vale do Paraíba. Disponível em: http://www.inicepg.univap.br/cd/INIC_2018/anais/arquivos/0922_0798_01.pdf. Acesso em: 02 abril 2022.
- [28] MEFFÉ, A. **Metodologia para cálculo de perdas técnicas por segmento do sistema de distribuição.** Orientador: Carlos César Barioni de Oliveira. 2001. 152

- f. Dissertação (Mestrado em Engenharia) - Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Sistemas de Potência, São Paulo. 2001.
- [29] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 5440:2014:** transformadores para redes aéreas de distribuição: requisitos: versão corrigida 05/06/2014: item 4.6: tabelas 5 a 10. Rio de Janeiro: 2014. 52p.
- [30] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Módulo 7 – **Cálculo de perdas na distribuição** – tabelas VII a XII. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional – PRODIST – Revisão 5 - 01/01/2018.
- [31] VASCONCELOS, VAGNER. **Compactação e elevação da vida útil de transformadores de distribuição empregando óleo vegetal isolante** - versão corr. Orientador: Luiz Cera Zanetta Jr. 2016. 156 f. Tese (Doutorado em Engenharia) – Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas, São Paulo. 2016.
- [32] BINI, M. A.; CAMPOS, M. L. B.; SILOS, A. C.; SALOTTI, F. A. LUCIANO, B. A.; Estudo de aplicação experimental e viabilidade de utilização de transformadores de distribuição com núcleo amorfo. Disponível em <https://www2.aneel.gov.br/biblioteca/Citenel2001/trabalhos/06.pdf>. Acesso em 16/05/2023.
- [33] VASCONCELOS, VAGNER. **Transformadores de Núcleo Amorfo**, Apresentação: **Experiência no Setor Elétrico Brasileiro** e no Grupo CPFL, Diretoria de Engenharia, Vice-Presidência de Operações Regulada. Outubro/2017.
- [34] COSTA, G. S. M. da. **Análise da viabilidade econômica e financeira da substituição de transformadores convencionais por transformadores com núcleo de metal amorfo, considerando os efeitos regulatórios sobre o investimento**. Orientador: Wadaed Uturbey da Costa. 2011. 132 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Minas Gerais – UFMG - Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Belo Horizonte. 2011.
- [35] COUTO, Erivaldo Costa. **Análise prospectiva da efficientização energética pelo lado da oferta através da redução de perdas por histerese em transformadores de distribuição**. Orientador(a): Antonia Sonia Alves Cardoso Dinis. 2010. 147 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Mecânica) - Pontifícia Universidade

Católica de Minas Gerais, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Mecânica, Belo Horizonte. 2010.

- [36] NEMA TP1 – Norma norte-americana. Disponível no endereço: <https://pdfcoffee.com/download/nema-tp1-2002-guide-for-determining-energy-efficiency-for-distribution-transformers-pdf-pdf-free.html>. Acessado em 19/05/2023.
- [37] HD 428 - Norma Europeia - Disponível no endereço: <https://genorma.com/en/project/show/cenelec:proj:45935>. Acessado em 19/05/2023.
- [38] HD 528 – Norma Europeia. Disponível no endereço: <https://genorma.com/en/project/show/cenelec:proj:48041>. Acessado em 19/05/2023.
- [39] S9 - Norma Chinesa: Disponível no endereço: <https://www.zhiyue.com/oil-type-high-voltage-transformer/s9-m-10kv-oil-transformer>. Acessado em 19/05/2023.
- [40] TOP RUNNER ENERGY EFFICIENCY PROGRAM Norma Japonesa: Disponível no endereço: http://mddb.apec.org/Documents/2017/EWG/EGEEC-WKSP2/17_egw_egeec_wksp2_005.pdf. Acessado em 19/05/2023.
- [41] VIEIRA, G. A.; PINTO, M. F.; TEIXEIRA, M. J.; FRAGA, B. L.; SILVEIRA, S.; e OLIVEIRA, R. W. **Materiais Amorfos**, Prof. Jaime Arturo Ramires. 2000. 4 f. Apostila – Disciplina Teoria dos Materiais – Universidade Federal de Minas Gerais-UFMG - Pós-Graduação em Engenharia Elétrica. 2000.
- [42] KEULENAER H. **Energy saving opportunities for transformers**. In Energy Efficient Motors & Transformers Workshop. 2002. Disponível em: <http://www.seai.ie/uploadedfiles/Energyandbusiness/TransformersHansDeKeulenaer.ppt>. Acesso em: 27 abril 2021.
- [43] GOMES, T. L. C.; MARTINS, C. C. C. **Eficiência Energética aplicado em núcleos de transformadores**. Universidade Federal do Maranhão, Departamento de Engenharia Elétrica, apresentado no I Simpósio de Estudos em Engenharia Elétrica do Tocantins – Palmas/TO, 15 a 18 de agosto de 2017 – ISBN: 978-85-5659-009-1. Disponível em: <http://docplayer.com.br/127333825-Eficiencia-energetica-aplicado-em-nucleos-de-transformadores.html>: Acesso em: 01/04/2022.
- [44] ABB, 2017 - **Eficiência Energética em Transformadores**. X Jornadas Técnicas ABB, Santiago de Chile, 11 de abril de 2017. Disponível em: <https://new.abb.com/docs/librariesprovider78/eventos/jjts-2017/presentaciones->

chile/energy-efficiency-transformers-hern%C3%A1n-escarria.pdf?sfvrsn=2.

Acesso em 10 abril 2022.

- [45] DAMODARAN, A., **Applied corporate finance**. John Wiley & Sons, 2010.
- [46] WEYGANDT, J. J.; KIMMEL, P. D.; e KIESO, D. E., **Financial Accounting with International Financial Reporting Standards**. John Wiley & Sons, 2018.
- [47] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição**. Disponível em: http://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2015686_Proret_Submod_2_3_V5.pdf. 2015. Acesso em 10 setembro 2020.
- [48] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 474/2012**. Estabelece novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico, Brasília, 7 Fevereiro 2012a. Disponível em: http://www.cogen.com.br/content/upload/1/documentos/legislacao/setoreletrico/2012/REN_474_07022012_SRE.pdf. Acesso em 10 setembro 2020.
- [49] ASEVEDO, F. **Abordagem Linear Generalizada para estimar perdas não técnicas de energia elétrica**. Orientador: Reinaldo Castro Rocha. 2011. 76 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Curso de Engenharia Elétrica, Pontifícia Universidade Católica do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro. 2011.
- [50] ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE NORMAS TÉCNICAS. **NBR 8371: ascarel para transformadores e capacitores: características e riscos: versão 30/05/2005**. Rio de Janeiro: 2005. 14p.
- [51] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Nota Técnica nº 063/2018** – SGT/ANEEL de 27/03/ 2018.
- [52] GUARDIA, E. C. **Desenvolvimento de Metodologia para cálculo da vida útil de ativos da distribuição de energia focando a revisão tarifária**. Orientador: José W. Marangon Lima. 2014. 200 f. Tese (Doutorado em Ciências em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal de Itajubá – Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Itajubá. 2014.
- [53] BROWN, R. E.; WILLIS, H. L. **The Economics of Aging Infrastructure**. IEEE Power & Energy Magazine, May / June 2006. 36-43.
- [54] GED 626 – **Transformadores de distribuição para postes – Manutenção**. Versão 2.15 de 19/12/2016. (Especificação Técnica) - Disponível no endereço:

<https://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-196.pdf>. Acesso em 19/05/2023.

- [55] INSTITUTO NACIONAL DE METROLOGIA, QUALIDADE E TECNOLOGIA (INMETRO). Tolerância de perdas técnicas em reformas de transformadores. Portaria n.º 510, de 07 de novembro de 2016, Ministério da Indústria, Comércio Exterior e Serviços. Disponível em: <http://www.inmetro.gov.br/legislacao/rtac/pdf/RTAC002441.pdf>. Acesso em: 28 maio 2022.
- [56] GED 14067 - **Remanejamento de Transformadores de Distribuição Sobrecarregado**. Versão 1.0 de 24/05/2010. (Orientação Técnica – Uso Interno).
- [57] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Instrumentação e Metodologia de Medição, Qualidade do Serviço, Indicadores individuais de continuidade**. SRD – 2018. Disponível em: <https://tinyurl.com/7p5cfatx>, Prodist – Procedimento de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Acesso em 18 julho 2022.
- [58] PMM – **Preço Médio Móvel dos transformadores de distribuição**. 2019-2020. Distribuidoras. Diretoria de Suprimentos. Base de dados SAP/R3.
- [59] Contratos de Reformas. **Custos de Reforma de transformadores**. CPFL Serviços. Contrato 4600063743. Qualificação de fornecedores – Suprimentos.
- [60] GED 17613 – **Custos de Remoção de transformadores** – Especificação técnica - Tabela 7.3 - Versão 1.3 de 18/10/2021 pg.32. (Especificação Técnica – Uso Interno).
- [61] PCB - **Custos de Reclassificação e Destinação de transformadores** – Diretoria de Relações Institucionais e Sustentabilidade. 2019.
- [62] Gerência de Controle da Base Regulatória – Distribuidoras – **Relatório de Baixas de transformadores de distribuição** – Movimentos Mensais do Ativo Imobilizado. Gerência de Controle de Base Regulatória. 2020.
- [63] MINISTÉRIO DAS MINAS E ENERGIA (MME). **Regulamentação e programa de metas de transformadores** - Contribuição à consulta pública nº 041/2017. Disponível em <https://tinyurl.com/3kk76k2r>. 2017. Acesso em 11 abril 2022.
- [64] AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). Revisão Tarifária Periódica 4º Ciclo 08/04/2018. Planilha SPARTA_RTP_2018_CPFL Paulista. Disponível no endereço: https://www2.aneel.gov.br/aplicacoes_liferay/tarifa/ Acesso em 07/06/2023.

APÊNDICE A – PERDAS TÉCNICAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – DISTRIBUIDORA A

Este apêndice apresenta a relação das perdas em vazio e em carga com e o consumo mensal para a Distribuidora A:

Perdas em vazio (ferro) em relação ao consumo mensal

- Transformadores trifásicos, Tabela 7.1;

Perdas em carga (cobre) em relação ao consumo mensal

- Transformadores monofásicos, Tabela 7.2;
- Transformadores trifásicos, Tabela 7.3.

Tabela 7.1: Perdas em vazio (ferro) de transformadores trifásicos de 15 kV.

Distribuidora A		Relação Perdas no Ferro/Consumo Mensal (Tensão ≤ 15 kV)												
Potência (kVA)	Total de Transformadores	Quantidade Carregamento ≤ 300%	Total (PF x CM)	0 a 10%	10 a 20%	20 a 30%	30 a 40%	40 a 50%	50 a 60%	60 a 70%	70 a 80%	80 a 90%	90 a 100%	> 100%
15	41.505	41.376	33.959	12.136	8.894	4.029	1.995	1.212	752	637	418	323	247	3.316
				35,7%	26,2%	11,9%	5,9%	3,6%	2,2%	1,9%	1,2%	1,0%	0,7%	9,8%
30	50.001	49.893	45.641	29.705	5.641	2.944	1.688	1.026	692	477	367	305	231	2.565
				65,1%	12,4%	6,5%	3,7%	2,2%	1,5%	1,0%	0,8%	0,7%	0,5%	5,6%
45	51.875	51.798	49.729	42.927	2.668	1.166	645	464	271	219	129	116	82	1.042
				86,3%	5,4%	2,3%	1,3%	0,9%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	0,2%	2,1%
75	35.392	35.358	34.062	29.614	1.699	723	398	295	176	124	93	98	48	794
				86,9%	5,0%	2,1%	1,2%	0,9%	0,5%	0,4%	0,3%	0,3%	0,1%	2,3%
112,5	10.338	10.335	10.132	9.264	357	131	75	45	39	26	25	13	19	138
				91,4%	3,5%	1,3%	0,7%	0,4%	0,4%	0,3%	0,2%	0,1%	0,2%	1,4%
150	2.090	2.090	2.035	1.822	72	29	14	18	12	5	5	8	5	45
				89,5%	3,5%	1,4%	0,7%	0,9%	0,6%	0,2%	0,2%	0,4%	0,2%	2,2%
225	798	798	754	649	38	10	7	5	4	3	1	1	2	34
				86,1%	5,0%	1,3%	0,9%	0,7%	0,5%	0,4%	0,1%	0,1%	0,3%	4,5%
300	273	272	260	222	12	3	6	2	0	0	0	1	2	12
				85,4%	4,6%	1,2%	2,3%	0,8%	0,0%	0,0%	0,0%	0,4%	0,8%	4,6%
Total	192.272	191.920	176.572	126.339	19.381	9.035	4.828	3.067	1.946	1.491	1.038	865	636	7.946
				71,6%	11,0%	5,1%	2,7%	1,7%	1,1%	0,8%	0,6%	0,5%	0,4%	4,5%

Tabela 7.3: Perdas em carga (cobre) de transformadores trifásicos de 15 kV.

[illegible]

APÊNDICE B – PERDAS TÉCNICAS EM TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – DISTRIBUIDORA B

Este apêndice apresenta a relação das perdas em vazio e em carga com e o consumo mensal para a Distribuidora B:

Perdas em vazio (ferro) em relação ao consumo mensal

- Transformadores monofásicos, classe de tensão 24,2 kV, Tabela 7.4;
- Transformadores trifásicos, classe de tensão 15 kV, Tabela 7.5;
- Transformadores trifásicos, classe de tensão 24,2kV, Tabela 7.6.

Perdas em carga (cobre) em relação ao consumo mensal

- Transformadores monofásicos, classe de tensão 15 kV, Tabela 7.7;
- Transformadores monofásicos, classe de tensão 24,2kV, Tabela 7.8;
- Transformadores trifásicos, classe de tensão 15 kV, Tabela 7.9;
- Transformadores trifásicos, classe de tensão 24,2 kV, Tabela 7.10.

Tabela 7.4: Perdas em vazio (ferro) de transformadores monofásicos de 24,2 kV.

Distribuidora B		Relação Perdas no Ferro/Consumo Mensal (Tensão $\leq 24,2$ kV)												
Potência (kVA)	Total de Transformadores	Quantidade Carregamento $\leq 300\%$	Total (PF x CM)	0 a 10%	10 a 20%	20 a 30%	30 a 40%	40 a 50%	50 a 60%	60 a 70%	70 a 80%	80 a 90%	90 a 100%	> 100%
5	4.136	4.127	3.389	2.055	744	235	87	44	38	12	12	13	24	125
				60,6%	22,0%	6,9%	2,6%	1,3%	1,1%	0,4%	0,4%	0,4%	0,7%	3,7%
7,5	10	10	9	6	2	1	0	0	0	0	0	0	0	0
				66,7%	22,2%	11,1%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
10	17.968	17.954	14.867	6.291	3.446	1.574	840	481	279	251	174	134	137	1.260
				42,3%	23,2%	10,6%	5,7%	3,2%	1,9%	1,7%	1,2%	0,9%	0,9%	8,5%
15	18.244	18.240	16.622	6.335	4.225	1.987	1.059	594	382	239	173	180	85	1.363
				38,1%	25,4%	12,0%	6,4%	3,6%	2,3%	1,4%	1,0%	1,1%	0,5%	8,2%
25	802	800	768	435	142	74	33	22	13	5	3	3	3	35
				56,6%	18,5%	9,6%	4,3%	2,9%	1,7%	0,7%	0,4%	0,4%	0,4%	4,6%
37,5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
50	5	5	5	3	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				60,0%	40,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
100	1	1	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
				100,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%	0,0%
Total	41.166	41.137	35.661	15.126	8.561	3.871	2.019	1.141	712	507	362	330	249	2.783
				42,4%	24,0%	10,9%	5,7%	3,2%	2,0%	1,4%	1,0%	0,9%	0,7%	7,8%

Tabela 7.5: Perdas em vazio (ferro) de transformadores trifásicos de 15 kV.

Distribuidora B		Relação Perdas no Ferro/Consumo Mensal (Tensão ≤ 15 kV)												
Potência (kVA)	Total de Transformadores	Quantidade Carregamento ≤ 300%	Total (PF x CM)	0 a 10%	10 a 20%	20 a 30%	30 a 40%	40 a 50%	50 a 60%	60 a 70%	70 a 80%	80 a 90%	90 a 100%	> 100%
15	854	842	770	425	169	52	39	12	8	7	4	7	4	43
				55,2%	21,9%	6,8%	5,1%	1,6%	1,0%	0,9%	0,5%	0,9%	0,5%	5,6%
30	3.789	3.781	3.588	2.031	644	287	152	103	71	50	31	19	14	186
				56,6%	17,9%	8,0%	4,2%	2,9%	2,0%	1,4%	0,9%	0,5%	0,4%	5,2%
45	4.982	4.978	4.813	3.443	621	238	130	78	59	30	21	18	13	162
				71,5%	12,9%	4,9%	2,7%	1,6%	1,2%	0,6%	0,4%	0,4%	0,3%	3,4%
75	6.650	6.645	6.443	5.369	508	144	106	63	32	30	23	17	15	136
				83,3%	7,9%	2,2%	1,6%	1,0%	0,5%	0,5%	0,4%	0,3%	0,2%	2,1%
112,5	3.352	3.352	3.333	3.113	130	19	18	14	9	3	4	0	2	21
				93,4%	3,9%	0,6%	0,5%	0,4%	0,3%	0,1%	0,1%	0,0%	0,1%	0,6%
150	1.084	1.084	1.067	955	49	15	14	3	4	6	2	2	1	16
				89,5%	4,6%	1,4%	1,3%	0,3%	0,4%	0,6%	0,2%	0,2%	0,1%	1,5%
225	373	373	370	296	40	10	4	5	1	1	2	0	0	11
				80,0%	10,8%	2,7%	1,1%	1,4%	0,3%	0,3%	0,5%	0,0%	0,0%	3,0%
300	215	215	207	167	12	6	8	2	2	1	0	2	0	7
				80,7%	5,8%	2,9%	3,9%	1,0%	1,0%	0,5%	0,0%	1,0%	0,0%	3,4%
Total	21.299	21.270	20.591	15.799	2.173	771	471	280	186	128	87	65	49	582
				76,7%	10,6%	3,7%	2,3%	1,4%	0,9%	0,6%	0,4%	0,3%	0,2%	2,8%

Tabela 7.6: Perdas em vazio (ferro) de transformadores trifásicos de 24,2 kV.

Distribuidora B		Relação Perdas no Ferro/Consumo Mensal (Tensão ≤ 24,2 kV)												
Potência (kVA)	Total de Transformadores	Quantidade Carregamento ≤ 300%	Total (PF x CM)	0 a 10%	10 a 20%	20 a 30%	30 a 40%	40 a 50%	50 a 60%	60 a 70%	70 a 80%	80 a 90%	90 a 100%	> 100%
15	1.567	1.547	1.440	759	322	143	65	36	19	11	10	7	1	67
				52,7%	22,4%	9,9%	4,5%	2,5%	1,3%	0,8%	0,7%	0,5%	0,1%	4,7%
30	5.538	5.531	5.225	2.914	1.001	433	226	113	97	80	35	25	27	274
				55,8%	19,2%	8,3%	4,3%	2,2%	1,9%	1,5%	0,7%	0,5%	0,5%	5,2%
45	6.418	6.410	6.197	4.499	783	310	164	91	55	45	37	29	19	165
				72,6%	17,4%	39,6%	52,9%	55,5%	60,4%	81,8%	82,2%	78,4%	65,5%	868,4%
75	7.418	7.417	7.164	5.938	538	195	106	68	56	39	33	14	14	163
				82,9%	7,5%	2,7%	1,5%	0,9%	0,8%	0,5%	0,5%	0,2%	0,2%	2,3%
112,5	2.696	2.696	2.670	2.514	73	27	12	9	7	6	4	1	2	15
				94,2%	2,7%	1,0%	0,4%	0,3%	0,3%	0,2%	0,1%	0,0%	0,1%	0,6%
150	803	803	792	740	29	10	3	0	3	0	2	0	1	4
				93,4%	3,7%	1,3%	0,4%	0,0%	0,4%	0,0%	0,3%	0,0%	0,1%	0,5%
225	151	151	147	130	12	1	1	1	0	0	0	1	0	1
				88,4%	8,2%	0,7%	0,7%	0,7%	0,0%	0,0%	0,0%	0,7%	0,0%	0,7%
300	60	60	58	48	5	1	0	1	0	0	1	0	1	1
				82,8%	8,6%	1,7%	0,0%	1,7%	0,0%	0,0%	1,7%	0,0%	1,7%	1,7%
Total	24.651	24.615	23.693	17.542	2.763	1.120	577	319	237	181	122	77	65	690
				74,0%	11,7%	4,7%	2,4%	1,3%	1,0%	0,8%	0,5%	0,3%	0,3%	2,9%

Tabela 7.10: Perdas em carga (cobre) de transformadores trifásicos de 24,2 kV.

[illegible]

APÊNDICE C – COMPARAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – NÍVEL DE EFICIÊNCIA E X NÍVEL DE EFICIÊNCIA D – DISTRIBUIDORA A

A Tabela 7.11 mostra a redução de perdas no ferro e no cobre quando comparado a quantidade de transformadores nível de eficiência E em relação à transformadores com nível de eficiência D para a Distribuidora A.

Tabela 7.11: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos nível E e D.

Distribuidora A	Classe 15 kV					
	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)
	Eficiência – Nível E		Eficiência - Nível D		Comparação	
15	2.363.397	175.174	2.085.350	159.004	-11,8%	-9,2%
30	5.029.214	1.812.021	4.358.652	1.662.405	-13,3%	-8,3%
45	6.787.610	3.759.017	5.917.404	3.433.236	-12,8%	-8,7%
75	7.009.370	2.552.479	6.058.947	2.332.037	-13,6%	-8,6%
112,5	2.708.597	824.904	2.326.615	753.412	-14,1%	-8,7%
150	681.173	184.295	589.882	168.356	-13,4%	-8,6%
225	348.566	52.411	300.303	47.893	-13,8%	-8,6%
300	148.055	19.084	127.949	17.680	-13,6%	-7,4%
Total	25.075.982	9.379.385	21.765.102	8.574.022	-13,2%	-8,6%

APÊNDICE D – COMPARAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – NÍVEL DE EFICIÊNCIA E X NÍVEL DE EFICIÊNCIA D – DISTRIBUIDORA B

A Tabela 7.12 mostra a redução de perdas no ferro e no cobre para os transformadores trifásicos 15 e 24,2 kV quando comparado a quantidade de transformadores nível de eficiência E em relação a transformadores com nível de eficiência D para a Distribuidora B.

Tabela 7.12: Perdas elétricas diárias em transformadores trifásicos de nível E e D.

Distribuidora B	Classe 15 kV		Classe 24,2 kV		Classe 15 kV		Classe 24,2 kV		Classe 15 kV		Classe 24,2 kV	
Potência (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)
	Eficiência - Nível E				Eficiência - Nível D				Comparação			
15	48.095	9.980	98.760	18.078	42.437	9.058	83.167	14.944	-11,8	-9,2	-15,8	-17,3
30	381.125	70.069	594.693	103.079	330.308	64.283	520.356	85.899	-13,3	-8,3	-12,5	-16,7
45	652.317	184.548	926.117	330.000	568.687	168.554	796.891	284.821	-12,8	-8,7	-14,0	-13,7
75	1.317.305	421.881	1.570.031	665.137	1.138.687	385.446	1.345.740	578.966	-13,6	-8,6	-14,3	-13,0
112,5	878.492	266.583	769.978	314.520	754.602	243.479	670.333	268.100	-14,1	-8,7	-12,9	-14,8
150	353.297	66.897	280.600	97.229	305.948	61.111	242.827	83.738	-13,4	-8,6	-13,5	-13,9
225	162.926	12.989	73.567	10.350	140.367	11.869	63.420	8.877	-13,8	-8,6	-13,8	-14,2
300	117.029	6.271	34.272	1.773	101.136	5.731	29.635	1.553	-13,6	-8,6	-13,5	-12,4
Total	3.910.586	1.039.217	4.348.018	1.540.166	3.382.173	949.532	3.752.371	1.326.898	-13,5	-8,6	-13,7	-13,8

APÊNDICE E – COMPARAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – NÍVEL DE EFICIÊNCIA E X TRANSFORMADORES VERDES – DISTRIBUIDORA A

A Tabela 7.13 mostra a redução de perdas no ferro e no cobre quando comparado a quantidade de transformadores nível de eficiência E em relação à transformadores Verdes para a Distribuidora A.

Tabela 7.13: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores Verdes.

Distribuidora A	Classe 15 kV					
Potência (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)
	Nível E		Verdes		Comparação	
15	2.363.397	175.174	1.946.327	183.259	-17,6	4,6
30	5.029.214	1.812.021	4.291.596	1.885.167	-14,7	4,0
45	6.787.610	3.759.017	5.395.280	3.959.498	-20,5	5,3
75	7.009.370	2.552.479	4.704.594	2.777.562	-32,9	8,8
112,5	2.708.597	824.904	1.708.500	904.095	-36,9	9,6
150	681.173	184.295	463.478	199.736	-32,0	8,4
225	348.566	52.411	225.228	57.030	-35,4	8,8
300	148.055	19.084	104.187	20.775	-29,6	8,9
Total	25.075.982	9.379.385	18.839.189	9.987.121	-24,9	6,5

APÊNDICE F – COMPARAÇÃO DAS PERDAS TÉCNICAS DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – NÍVEL DE EFICIÊNCIA E X TRANSFORMADORES VERDES – DISTRIBUIDORA B

A Tabela 7.15 mostra a redução de perdas no ferro e no cobre para os transformadores trifásicos 15 e 24,2 kV quando comparado a quantidade de transformadores nível de eficiência E em relação à transformadores Verdes para a Distribuidora B.

Tabela 7.14: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e Verdes.

Distr. B	Classe 15 kV		Classe 24,2 kV		Classe 15 kV		Classe 24,2 kV		Classe 15 kV		Classe 24,2 kV	
Potência (kVA)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (kWh)	Perda Cobre (kWh)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)	Perda Ferro (%)	Perda Cobre (%)
	Eficiência - Nível E				Verdes				Comparação			
15	48.095	9.980	98.760	18.078	39.608	10.440	83.167	18.801	-17,6	4,6	-15,8	4,0
30	381.125	70.069	594.693	103.079	325.226	72.897	423.719	110.605	-14,7	4,0	-28,8	7,3
45	652.317	184.548	926.117	330.000	518.508	194.390	667.666	353.571	-20,5	5,3	-27,9	7,1
75	1.317.305	421.881	1.570.031	665.137	884.157	459.083	986.876	728.150	-32,9	8,8	-37,1	9,5
112,5	878.492	266.583	769.978	314.520	554.126	292.175	471.045	345.783	-36,9	9,6	-38,8	9,9
150	353.297	66.897	280.600	97.229	240.388	72.502	188.866	105.138	-32,0	8,4	-32,7	8,1
225	162.926	12.989	73.567	10.350	105.276	14.134	45.155	11.356	-35,4	8,8	-38,6	9,7
300	117.029	6.271	34.272	1.773	82.354	6.734	23.990	1.900	-29,6	7,4	-30,0	7,2
Total	3.910.586	1.039.217	4.348.018	1.540.166	2.749.643	1.122.356	2.890.484	1.675.305	-29,7	8,0	-33,5	8,8

APÊNDICE G – REDIMENSIONAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – DISTRIBUIDORA A

Este apêndice apresenta o impacto nas perdas mensais da substituição de transformadores monofásicos existentes por outros de capacidade adequada:

- Redimensionamento de transformadores trifásicos nível de eficiência E por Transformadores Verdes, Tabela 7.15;
- Redimensionamento de transformadores monofásicos nível de eficiência E por transformadores nível de eficiência D, Tabela 7.16;
- Redimensionamento de transformadores trifásicos nível de eficiência E por transformadores nível de eficiência D, Tabela 7.17.

Tabela 7.15: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores redimensionados Verdes.

Potência (kVA)	RESULTADO - BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E			SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA - VERDES			REDUÇÃO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
15	7.395.728,28	4.619.291,45	12.015.019,73	6.090.599,76	4.832.489,52	10.923.089,28	1.305.128,52	-213.198,07	1.091.930
							-17,65%	4,62%	-9,09%
30	3.396.546,00	4.581.790,99	7.978.336,99	2.898.385,92	4.766.744,02	7.665.129,94	498.160,08	-184.953,03	313.207
							-14,67%	4,04%	-3,93%
45	4.156.977,24	6.182.073,92	10.339.051,16	3.304.263,96	6.511.784,53	9.816.048,49	852.713,28	-329.710,61	523.003
							-20,51%	5,33%	-5,06%
75	1.753.425,72	2.191.361,15	3.944.786,87	1.176.875,57	2.384.599,36	3.561.474,93	576.550,15	-193.238,21	383.312
							-32,88%	8,82%	-9,72%
112,5	400.420,80	488.617,18	889.037,98	252.573,12	535.524,42	788.097,54	147.847,68	-46.907,25	100.940
							-36,92%	9,60%	-11,35%
150	108.973,68	132.587,45	241.561,13	74.147,04	143.696,12	217.843,16	34.826,64	-11.108,68	23.718
							-31,96%	8,38%	-9,82%
225	27.081,60	27.933,73	55.015,33	17.498,88	30.395,33	47.894,21	9.582,72	-2.461,59	7.121
							-35,38%	8,81%	-12,94%
300	4.821,12	6.404,51	11.225,63	3.392,64	6.877,46	10.270,10	1.428,48	-472,95	956
							-29,63%	7,38%	-8,51%
Total	17.243.974,44	18.230.060,38	35.474.034,82	13.817.736,89	19.212.110,77	33.029.847,65	3.426.237,55	-982.050,39	2.444.187,17
							-19,87%	5,39%	-6,89%

Tabela 7.16: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D.

Potência (kVA)	RESULTADO - BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E			SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL D			Diferença		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
5	65.490,60	12.329,39	77.819,99	56.134,80	11.155,17	67.289,97	-9.355,80	-1.174,23	-10.530
							-14,29%	-9,52%	-13,53%
10	51.112,80	1.819,36	52.932,16	46.001,52	1.679,41	47.680,93	-5.111,28	-139,95	-5.251
							-10,00%	-7,69%	-9,92%
15	2.659,80	5.579,27	8.239,07	2.455,20	5.052,92	7.508,12	-204,60	-526,35	-731
							-7,69%	-9,43%	-8,87%
25	200,88	361,84	562,72	178,56	329,37	507,93	-22,32	-32,47	-55
							-11,11%	-8,97%	-9,74%
37,5	2.310,12	2.711,50	5.021,62	2.053,44	2.481,28	4.534,72	-256,68	-230,22	-487
							-11,11%	-8,49%	-9,70%
50	7.120,08	5.433,70	12.553,78	6.472,80	4.947,76	11.420,56	-647,28	-485,94	-1.133
							-9,09%	-8,94%	-9,03%
100	948,60	753,60	1.702,20	855,60	687,11	1.542,71	-93,00	-66,49	-159
							-9,80%	-8,82%	-9,37%
Total	129.842,88	28.988,66	158.831,54	114.151,92	26.333,00	140.484,92	-15.690,96	-2.655,65	-18.347
							-12,08%	-9,16%	-11,55%

Tabela 7.17: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D.

Potência (kVA)	RESULTADO - BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E			SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL D			REDUÇÃO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
15	7.395.728,28	4.619.291,45	12.015.019,73	6.525.642,60	4.192.895,32	10.718.537,92	870.085,68	426.396,13	1.296.482
							-11,76%	-9,23%	-10,79%
30	3.396.546,00	4.581.790,99	7.978.336,99	2.943.673,20	4.203.477,97	7.147.151,17	452.872,80	378.313,02	831.186
							-13,33%	-8,26%	-10,42%
45	4.156.977,24	6.182.073,92	10.339.051,16	3.624.031,44	5.646.294,18	9.270.325,62	532.945,80	535.779,74	1.068.726
							-12,82%	-8,67%	-10,34%
75	1.753.425,72	2.191.361,15	3.944.786,87	1.515.673,08	2.002.107,24	3.517.780,32	237.752,64	189.253,92	427.007
							-13,56%	-8,64%	-10,82%
112,5	400.420,80	488.617,18	889.037,98	343.951,20	446.270,35	790.221,55	56.469,60	42.346,82	98.816
							-14,10%	-8,67%	-11,11%
150	108.973,68	132.587,45	241.561,13	94.368,96	121.120,42	215.489,38	14.604,72	11.467,02	26.072
							-13,40%	-8,65%	-10,79%
225	27.081,60	27.933,73	55.015,33	23.331,84	25.525,65	48.857,49	3.749,76	2.408,08	6.158
							-13,85%	-8,62%	-11,19%
300	4.821,12	6.404,51	11.225,63	4.166,40	5.852,74	10.019,14	654,72	551,77	1.206
							-13,58%	-8,62%	-10,75%
Total	17.243.974,44	18.230.060,38	35.474.034,82	15.074.838,72	16.643.543,87	31.718.382,59	2.169.135,72	1.586.516,51	3.755.652,23
							-12,58%	-8,70%	-10,59%

APÊNDICE H – REDIMENSIONAMENTO DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO – DISTRIBUIDORA B

Este apêndice apresenta o impacto nas perdas mensais da substituição de transformadores existentes por outros de capacidade adequada e com nível de eficiência D:

- Substituição de transformadores monofásicos nível de eficiência E por transformadores Verdes de 24,2 kV, Tabela 7.18;
- Substituição de transformadores trifásicos nível de eficiência E por transformadores Verdes de 15 kV, Tabela 7.19;
- Substituição de transformadores trifásicos nível de eficiência E por transformadores Verdes de 24,2 kV, Tabela 7.20;
- Substituição de transformadores monofásicos nível de eficiência E por nível de eficiência D de 15 kV, Tabela 7.21;
- Substituição de transformadores monofásicos nível de eficiência E por nível de eficiência D de 24,2 kV, Tabela 7.22;
- Substituição de transformadores trifásicos nível de eficiência E por nível de eficiência D de 15 kV, Tabela 7.23;
- Substituição de transformadores trifásicos nível de eficiência E por nível de eficiência D de 24,2 kV, Tabela 7.24.

Tabela 7.18: Perdas elétricas mensais em transformadores monofásicos nível E e transformadores redimensionados Verdes – Classe 24,2 kV.

Potência (kVA)	BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E - 24,2 kV			SUBSTITUIÇÃO_VERDES - 24,2 kV			RESULTADO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
5	663.499,20	145.071,19	808.570,39	381.512,04	179.131,38	560.643,42	-281.987,16	34.060,19	-247.927
							-42,50%	23,48%	-30,66%
7,5	282,72	7,32	290,04	184,51	8,29	192,80	-98,21	0,97	-97
							-34,74%	13,23%	-33,53%
10	621.574,80	41.428,11	663.002,91	440.753,04	44.584,54	485.337,58	-180.821,76	3.156,43	-177.665
							-29,09%	7,62%	-26,80%
15	6.975,00	7.710,74	14.685,74	5.412,60	8.167,14	13.579,74	-1.562,40	456,40	-1.106
							-22,40%	5,92%	-7,53%
25	2.157,60	1.333,13	3.490,73	1.618,20	1.412,49	3.030,69	-539,40	79,35	-460
							-25,00%	5,95%	-13,18%
50	2.827,20	969,79	3.796,99	2.008,80	1.042,36	3.051,16	-818,40	72,57	-746
							-28,95%	7,48%	-19,64%
100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
							0,00%	0,00%	0,00%
Total	1.297.316,52	196.520,29	1.493.836,81	831.489,19	234.346,20	1.065.835,39	-465.827,33	37.825,91	-428.001
							-35,91%	19,25%	-28,65%

Tabela 7.19: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores Verdes – Classe 15 kV.

Potência (kVA)	BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E – 15 kV			SUBSTITUIÇÃO_VERDES – 15 kV			RESULTADO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
15	809.155,80	596.334,22	1.405.490,02	666.363,60	623.857,33	1.290.220,93	-142.792,20	27.523,12	-115.269
							-17,65%	4,62%	-8,20%
30	338.817,60	428.282,48	767.100,08	289.124,35	445.570,95	734.695,30	-49.693,25	17.288,47	-32.405
							-14,67%	4,04%	-4,22%
45	514.308,60	752.448,33	1.266.756,93	408.809,40	792.578,91	1.201.388,31	-105.499,20	40.130,58	-65.369
							-20,51%	5,33%	-5,16%
75	337.560,24	408.218,03	745.778,27	226.565,86	444.215,44	670.781,30	-110.994,38	35.997,41	-74.997
							-32,88%	8,82%	-10,06%
112,5	80.664,48	94.364,86	175.029,34	50.880,67	103.423,89	154.304,56	-29.783,81	9.059,03	-20.725
							-36,92%	9,60%	-11,84%
150	11.907,72	14.511,28	26.419,00	8.102,16	15.727,09	23.829,25	-3.805,56	1.215,81	-2.590
							-31,96%	8,38%	-9,80%
225	4.836,00	4.594,95	9.430,95	3.124,80	4.999,87	8.124,67	-1.711,20	404,92	-1.306
							-35,38%	8,81%	-13,85%
300	602,64	1.456,97	2.059,61	424,08	1.564,56	1.988,64	-178,56	107,59	-71
							-29,63%	7,38%	-3,45%
Total	2.097.853,08	2.300.211,12	4.398.064,20	1.653.394,92	2.431.938,04	4.085.332,96	-444.460,06	131.727,41	-312.732
							-21,19%	5,73%	-7,11%

Tabela 7.20: Perdas elétricas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores Verdes – Classe 24,2 kV.

Potência (kVA)	BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E - 24,2 kV			SUBSTITUIÇÃO_VERDES – 24,2 kV			RESULTADO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
15	1.091.652,60	686.310,31	1.777.962,91	919.286,40	713.762,73	1.633.049,13	-172.366,20	27.452,41	-144.914
							-15,79%	4,00%	-8,15%
30	369.381,12	503.781,07	873.162,19	263.184,05	540.565,09	803.749,13	-106.197,07	36.784,01	-69.413
							-28,75%	7,30%	-7,95%
45	628.962,72	946.929,83	1.575.892,55	453.438,24	1.014.567,68	1.468.005,92	-175.524,48	67.637,85	-107.887
							-27,91%	7,14%	-6,85%
75	432.394,20	571.269,92	1.003.664,12	271.790,64	625.390,22	897.180,86	-160.603,56	54.120,31	-106.483
							-37,14%	9,47%	-10,61%
112,5	111.618,60	135.802,34	247.420,94	68.284,32	149.300,76	217.585,08	-43.334,28	13.498,43	-29.836
							-38,82%	9,94%	-12,06%
150	19.730,88	25.530,10	45.260,98	13.280,40	27.606,72	40.887,12	-6.450,48	2.076,61	-4.374
							-32,69%	8,13%	-9,66%
225	539,40	152,00	691,40	331,08	166,78	497,86	-208,32	14,78	-194
							-38,62%	9,72%	-27,99%
300	1.264,80	2.284,66	3.549,46	885,36	2.448,77	3.334,13	-379,44	164,11	-215
							-30,00%	7,18%	-6,07%
Total	2.655.544,32	2.872.060,23	5.527.604,55	1.990.480,49	3.073.808,73	5.064.289,22	-665.066,03	201.749,06	-463.316
							-25,04%	7,02%	-8,38%

Tabela 7.21: Perdas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D – Classe 15 kV

Potência (kVA)	BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E			SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL D			RESULTADO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
5	252.405,72	53.070,49	305.476,21	216.347,76	48.016,16	264.363,92	-36.057,96	-5.054,33	-41.112,29
							-14,29%	-9,52%	-13,46%
7,5	158,10	43,43	201,53	139,50	39,81	179,31	-18,60	-3,62	-22,22
							-11,76%	-8,33%	-11,03%
10	237.968,40	18.421,33	256.389,73	214.171,56	17.004,31	231.175,87	-23.796,84	-1.417,03	-25.213,87
							-10,00%	-7,69%	-9,83%
15	3.627,00	4.713,81	8.340,81	3.348,00	4.269,11	7.617,11	-279,00	-444,70	-723,70
							-7,69%	-9,43%	-8,68%
25	401,76	648,06	1.049,82	357,12	589,90	947,02	-44,64	-58,16	-102,80
							-11,11%	-8,97%	-9,79%
50	1.964,16	728,41	2.692,57	1.785,60	663,27	2.448,87	-178,56	-65,14	-243,70
							-9,09%	-8,94%	-9,05%
100	379,44	252,87	632,31	342,24	230,55	572,79	-37,20	-22,31	-59,51
							-9,80%	-8,82%	-9,41%
Total	496.904,58	77.878,40	574.782,98	436.491,78	70.813,11	507.304,89	-60.413,44	-7.065,82	-67.478,71
							-12,16%	-9,07%	-11,74%

Tabela 7.22: Perdas mensais em transformadores monofásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D – Classe 24,2 kV.

Potência (kVA)	BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E			SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL D			RESULTADO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
5	663.499,20	145.071,19	808.570,39	580.561,80	132.456,30	713.018,10	-82.937,40	-12.614,89	-95.552
							-12,50%	-8,70%	-11,82%
7,5	282,72	7,32	290,04	252,96	6,65	259,61	-29,76	-0,68	-30
							-10,53%	-9,23%	-10,49%
10	621.574,80	41.428,11	663.002,91	565.068,00	37.482,58	602.550,58	-56.506,80	-3.945,53	-60.452
							-9,09%	-9,52%	-9,12%
15	6.975,00	7.710,74	14.685,74	6.584,40	7.140,23	13.724,63	-390,60	-570,50	-961
							-5,60%	-7,40%	-6,54%
25	2.157,60	1.333,13	3.490,73	1.941,84	1.222,04	3.163,88	-215,76	-111,09	-327
							-10,00%	-8,33%	-9,36%
50	2.827,20	969,79	3.796,99	2.529,60	890,62	3.420,22	-297,60	-79,17	-377
							-10,53%	-8,16%	-9,92%
100	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0
							0,00%	0,00%	0,00%
Total	1.297.316,52	196.520,29	1.493.836,81	1.156.938,60	179.198,43	1.336.137,03	-140.378,50	-17.322,37	-157.700
							-10,82%	-8,81%	-10,56%

Tabela 7.23: Perdas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D – Classe 15 kV.

Potência (kVA)	BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E			SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL D			RESULTADO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
15	809.155,80	596.334,22	1.405.490,02	713.961,00	541.287,98	1.255.248,98	-95.194,80	-55.046,24	-150.241
							-11,76%	-9,23%	-10,69%
30	338.817,60	428.282,48	767.100,08	293.641,92	392.919,71	686.561,63	-45.175,68	-35.362,77	-80.538
							-13,33%	-8,26%	-10,50%
45	514.308,60	752.448,33	1.266.756,93	448.371,60	687.236,14	1.135.607,74	-65.937,00	-65.212,19	-131.149
							-12,82%	-8,67%	-10,35%
75	337.560,24	408.218,03	745.778,27	291.789,36	372.962,84	664.752,20	-45.770,88	-35.255,19	-81.026
							-13,56%	-8,64%	-10,86%
112,5	80.664,48	94.364,86	175.029,34	69.288,72	86.186,58	155.475,30	-11.375,76	-8.178,29	-19.554
							-14,10%	-8,67%	-11,17%
150	11.907,72	14.511,28	26.419,00	10.311,84	13.256,25	23.568,09	-1.595,88	-1.255,03	-2.851
							-13,40%	-8,65%	-10,79%
225	4.836,00	4.594,95	9.430,95	4.166,40	4.198,83	8.365,23	-669,60	-396,12	-1.066
							-13,85%	-8,62%	-11,30%
300	602,64	1.456,97	2.059,61	520,80	1.331,45	1.852,25	-81,84	-125,52	-207
							-13,58%	-8,62%	-10,07%
Total	2.097.853,08	2.300.211,12	4.398.064,20	1.832.051,64	2.099.379,78	3.931.431,42	-265.802,37	-200.831,96	-466.634
							-12,67%	-8,73%	-10,61%

Tabela 7.24: Perdas mensais em transformadores trifásicos de nível E e transformadores redimensionados de nível D – Classe 24,2 kV.

Potência (kVA)	BALANÇO EFICIÊNCIA NÍVEL E			SUBSTITUIÇÃO_EFICIÊNCIA NÍVEL D			RESULTADO		
	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)	Pferro (kWh)	Pcobre (kWh)	Ptotal (kWh)
15	1.091.652,60	686.310,31	1.777.962,91	919.286,40	567.349,86	1.486.636,26	-172.366,20	-118.960,45	-291.327
							-15,79%	-17,33%	-16,39%
30	369.381,12	503.781,07	873.162,19	323.208,48	419.817,56	743.026,04	-46.172,64	-83.963,51	-130.136
							-12,50%	-16,67%	-14,90%
45	628.962,72	946.929,83	1.575.892,55	541.200,48	817.290,63	1.358.491,11	-87.762,24	-129.639,20	-217.401
							-13,95%	-13,69%	-13,80%
75	432.394,20	571.269,92	1.003.664,12	370.623,60	497.259,24	867.882,84	-61.770,60	-74.010,68	-135.781
							-14,29%	-12,96%	-13,53%
112,5	111.618,60	135.802,34	247.420,94	97.173,84	115.759,22	212.933,06	-14.444,76	-20.043,12	-34.488
							-12,94%	-14,76%	-13,94%
150	19.730,88	25.530,10	45.260,98	17.074,80	21.987,65	39.062,45	-2.656,08	-3.542,45	-6.199
							-13,46%	-13,88%	-13,70%
225	539,40	152,00	691,40	465,00	130,36	595,36	-74,40	-21,64	-96
							-13,79%	-14,24%	-13,89%
300	1.264,80	2.284,66	3.549,46	1.093,68	2.001,49	3.095,17	-171,12	-283,17	-454
							-13,53%	-12,39%	-12,80%
Total	2.655.544,32	2.872.060,23	5.527.604,55	2.270.126,28	2.441.596,01	4.711.722,29	-385.419,01	-430.465,26	-815.883
							-14,51%	-14,99%	-14,76%