

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**DESEMPENHO DOS TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUIÇÃO RELACIONADO À GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

FÁBIO DE OLIVEIRA CARVALHO

BAURU

2023

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA

FACULDADE DE ENGENHARIA DE BAURU

PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

**DESEMPENHO DOS TRANSFORMADORES DE
DISTRIBUIÇÃO RELACIONADO À GERAÇÃO
DISTRIBUÍDA**

FÁBIO DE OLIVEIRA CARVALHO

Tese de Doutorado submetida à Banca Examinadora designada pelo Colegiado do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, como requisito para obtenção do Título de Doutor em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. André Nunes de Souza

Coorientador: Prof. Dr. Haroldo Luiz Moretti do Amaral

BAURU

2023

C331d	Carvalho, Fábio de Oliveira Desempenho dos transformadores de distribuição relacionado à geração distribuída / Fábio de Oliveira Carvalho. -- Bauru, 2023 80 p. : il., tabs., fotos + 1 CD-ROM Tese (doutorado) - Universidade Estadual Paulista (Unesp), Faculdade de Engenharia, Bauru Orientador: André Nunes de Souza Coorientador: Haroldo Luiz Moretti do Amaral 1. Geração Distribuída. 2. Transformador de Distribuição. 3. Distorções Harmônicas. 4. Expectativa de Vida do Transformador. I. Título.
-------	---

Sistema de geração automática de fichas catalográficas da Unesp. Biblioteca da Faculdade de Engenharia, Bauru. Dados fornecidos pelo autor(a).

Essa ficha não pode ser modificada.

ATA DA DEFESA PÚBLICA DA TESE DE DOUTORADO DE FÁBIO DE OLIVEIRA CARVALHO, DISCENTE DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, DA FACULDADE DE ENGENHARIA - CÂMPUS DE BAURU.

Aos 07 dias do mês de julho do ano de 2023, às 08:30 horas, por meio de Videoconferência, realizou-se a defesa de TESE DE DOUTORADO de FÁBIO DE OLIVEIRA CARVALHO, intitulada **DESEMPENHO DOS TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO RELACIONADO À GERAÇÃO DISTRIBUÍDA**. A Comissão Examinadora foi constituída pelos seguintes membros: Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA (Orientador(a) - Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Eletrica / Faculdade de Engenharia de Bauru UNESP, Prof. Dr. LEONARDO NEPOMUCENO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Eletrica / Faculdade de Engenharia de Bauru - UNESP, Prof. Dr. BRUNO ALBUQUERQUE DE CASTRO (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia Eletrica / Faculdade de Engenharia de Bauru UNESP, Prof. Dr. GIOVANNI MANASSERO JÚNIOR (Participação Virtual) do(a) Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas da Escola Politécnica / Universidade de São Paulo, Prof. Dr. HÉLIO EIJI SUETA (Participação Virtual) do(a) Divisão Científica de Planejamento, Análise e Desenvolvimento Energético / Instituto de Energia e Ambiente - IEE / USP. Após a exposição pelo doutorando e arguição pelos membros da Comissão Examinadora que participaram do ato, de forma presencial e/ou virtual, o discente recebeu o conceito final: APROVADO ---. Nada mais havendo, foi lavrada a presente ata, que após lida e aprovada, foi assinada pelo(a) Presidente(a) da Comissão Examinadora.



Prof. Dr. ANDRE NUNES DE SOUZA

Aos meus amores, Ana Carolina, Antônio Henrique e Luis Felipe.

AGRADECIMENTOS

Primeiramente, dirijo-me a Deus, criador e soberano de todas as coisas. Quanto mais me aproximo dos detalhes da obra de Vossas mãos, mais admiro o esplendor da eterna sabedoria. Obrigado por permitir esta experiência incrível!

À minha esposa, Ana Carolina, pelo carinho e apoio em muitas lutas, e de maneira especial no transcorrer deste doutorado. Poucas são as pessoas que têm a coragem de dizer que tudo dará certo, mesmo nas ocasiões mais difíceis.

Agradeço aos meus filhos, Antônio Henrique, que, com apenas 7 anos, teve a capacidade de me incentivar a continuar, e Luís Felipe, que mesmo sem saber falar, transmite confiança e carinho através do olhar.

À minha sogra, dona Ana, que se desdobrou em cuidar de nós, principalmente neste período de estudos, quando foi solicitada muitas vezes, e também pelo costureiro cafezinho, revigorando os meus pensamentos para dar continuidade à escrita.

Aos meus pais, José Maria (*in memoriam*) e Vera Lúcia, pela vida, amor, carinho, fé, dedicação e ensinamentos.

Ao meu orientador, Prof. Dr. André Nunes de Souza, por ter me aceitado e acolhido como aluno. Pelos conselhos, orientações, experiências compartilhadas e gentilezas.

Aos professores do Departamento de Engenharia Elétrica pertencentes ao Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da FEB – UNESP, pelos conceitos importantes ministrados nas disciplinas que cursei.

Aos colaboradores da seção de pós-graduação da FEB – UNESP, pelas orientações.

Ao meu coorientador, Prof. Dr. Haroldo Luiz Moretti do Amaral, pelos valiosos conselhos.

Aos colegas do Laboratório de Sistemas de Potência e Técnicas Inteligentes (LSISPOTI), André Gifalli e Danilo Sinkiti Gastaldello, pelo companheirismo, troca de conhecimentos, amizade e apoio.

Ao Instituto Federal de Ciência e Tecnologia de São Paulo – Campus Itapetininga, pelo apoio concedido.

“sem pupila falta luz, sem o conhecimento, faltará a sabedoria.”
(Eclo 3,26)

RESUMO

Atualmente, busca-se o equilíbrio entre a oferta de energia e o consumo diante do aumento da população e do padrão de consumo atual, pois a utilização de recursos minerais ocasiona danos ao meio ambiente. Por essa razão, empenha-se em uma inserção na matriz energética de fontes renováveis. No âmbito da eletricidade, destacam-se os geradores fotovoltaicos pela facilidade de instalação, abundância de fonte solar e baixo custo. Permite-se o uso desse recurso em domicílios ou em qualquer ponto da rede, contribuindo para uma mais ampla penetração da geração distribuída. Esse cenário proporciona o surgimento de efeitos tais como fluxo reverso, sobretensão e distorções harmônicas, os quais podem interferir na integridade do sistema elétrico, dessa maneira necessitando que se desenvolvam estudos nesse sentido. O objetivo deste trabalho foi realizar uma análise do desempenho dos transformadores de distribuição em relação à inserção da geração distribuída. As diretrizes metodológicas adotadas se baseiam em normas nacionais e internacionais tais como, NBR 5356-7, NBR 5356-8, IEEE Std 57.110/2018 e IEEE Std 57.91/2011. No decorrer deste trabalho foi realizada uma simulação de um estudo de caso, considerando um transformador de distribuição de 112,5 kVA submetido a um carregamento genérico e distorções harmônicas de corrente. Nesse circuito foi introduzida uma geração distribuída. Os resultados obtidos sugerem uma redução na expectativa de vida do transformador, interferindo negativamente nos custos da empresa. Diante disso, conclui-se sobre a necessidade de se investigar a presença de distorções harmônicas nas redes de distribuição, além de um estudo profundo da sua interferência na operação dos diversos componentes do sistema elétrico, como o transformador.

Palavras-chave: Geração Distribuída, Transformador de Distribuição, Distorções Harmônicas e Expectativa de Vida do Transformador.

ABSTRACT

Given the increase in population and the current consumption pattern, balance is needed between energy supply and consumption based on the damages caused to the environment by mineral resources. Thus, there is an effort to include renewable sources in the energy matrix. In this context, photovoltaic generators stand out due to their ease of installation, abundance of solar power, and low cost. Such a resource can be used in households or any network points, contributing to increased distributed generation penetration and providing effects such as reverse flow, overvoltage, and harmonic distortions, which can interfere with the integrity of the electrical system, thus requiring further research. This study aimed to analyze the performance of distribution transformers concerning the insertion of distributed generation. The methodological guidelines adopted are based on national and international standards such as NBR 5356-7, NBR 5356-8, IEEE Std 57.110/2018, and IEEE Std 57.91/2011. This work included a simulation of a case study considering a 112.5 kVA distribution transformer subjected to generic loading and current harmonic distortions. The circuit was introduced with a distributed generation. The results suggest a lower transformer life expectancy, negatively interfering with the costs of the company. Thereby, we conclude on the need to investigate the harmonic distortions present in distribution networks, in addition to studying their interference in the operation of the various electrical system components, such as transformers.

Keywords: Distributed Generation, Distribution Transformers, Harmonic Distortion, Transformer Life Expectancy.

LISTA DE FIGURAS

1	Histórico e projeção da demanda mundial de energia separada por fonte (IEA, 2022).	18
2	Esquema do sistema fotovoltaico. (MOREIRA, 2019)	18
3	Bibliometria na base <i>Web of Science</i> (17 de junho de 2021)	20
4	Evolução da potência instalada das mini e micro geração distribuída no Brasil no período de 2013 a 2021 (EPE, 2023)	25
5	(a) acoplamento de uma microgeração distribuída. (b) acoplamento de uma minigeração distribuída (OLIVEIRA, 2019; ANEEL, 2021a).	25
6	Curva de carga de um transformador de distribuição (<i>pu</i>).	29
7	(a) Seção transversal do enrolamento secundário do transformador. (b) Correntes parasitas ocasionadas pelo fluxo de dispersão. Adaptado de (RIES, 2007).	31
8	Correntes parasitas ocasionadas pela corrente elétrica. Adaptado de (MCLYMAN, 2004).	31
9	Curva de carga típica (<i>kW</i>) para um transformador de distribuição.	35
10	Estimativa das perdas em carga de um transformador de distribuição pelo método IEEE std57.110/2018.	36
11	Média das perdas em carga. (a) $P_{TR}Caso1(mod.7 - PRODIST)$, (b) $P_{CH}Caso2med(IEEE)$, (c) $P_{CH}Caso3med(IEEE)$ e (d) $P_{CH}Caso4med(IEEE)$	37
12	Bobina de transformador. Detalhe da isolação de papel (MCLYMAN, 2004).	38
13	Dinâmica térmica do transformador. Adaptado de (RIES, 2007)	39
14	Ação das distorções harmônicas na vida útil dos transformadores	42
15	Redução da expectativa de vida do transformador ocasionada por <i>DHTis</i>	44

16	Circuito Elétrico Reduzido.	48
17	Potência e Distorção Harmônica das Cargas na Alta Tensão.	49
18	Potência e Distorção Harmônica das Cargas na Baixa Tensão.	50
19	(a) irradiância (kW/m^2), (b) temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e (c) distorção harmônica total de corrente (%).	51
20	Processamento do desempenho do transformador em função da inserção de <i>GD</i>	53
21	Processamento do desempenho do transformador frente a melhor inserção de <i>GD</i>	54
22	Variação do carregamento (<i>pu</i>) em função da Inserção de <i>GD</i>	56
23	Variação do fator de potência em função da inserção de <i>GD</i>	56
24	Expectativa de Vida (anos).	57
25	Carregamento (<i>pu</i>).	58
26	Fator de potência no lado de baixa tensão do transformador.	59
27	Perfil de tensão na baixa tensão do transformador (<i>pu</i>).	60
28	Nível de tensão na alta tensão do transformador (<i>pu</i>).	60
29	Impacto nos níveis de distorção harmônica total de corrente na baixa tensão do transformador.	61
30	Distorção harmônica total de tensão na baixa tensão do transformador (%).	62
31	Distorção harmônica total de tensão na alta tensão do transformador (%).	62
32	Impacto da inserção de <i>GD</i> de 140 <i>kW</i> nas perdas em carga do transformador de distribuição sem distorções harmônicas (<i>W</i>).	63
33	Impacto da inserção de <i>GD</i> nas perdas em carga do transformador de distribuição (<i>W</i>) considerando as <i>DHTis</i>	64
34	Influência da inserção de <i>GD</i> na temperatura do enrolamento do transformador em carga ($^{\circ}C$).	65

LISTA DE TABELAS

1	Limite de distorção harmônica de corrente para inversores CC-CA utilizados nos geradores fotovoltaicos (ABNT, 2014).	27
2	Limite de distorção harmônica de corrente para o SEP internacional - IEEE std519/ (IEEE, 2014)	27
3	Limites das distorções harmônicas totais a serem observados no SEP brasileiro (em % da tensão fundamental) (ANEEL, 2018).	28
4	Limites das distorções harmônicas totais de tensão - IEEE std519/2014 (IEEE, 2014)	28
5	Perdas para Transformadores Trifásicos com Tensões Máximas de 15 kV (ANEEL, 2021b)	30
6	Distribuição das perdas em transformadores imersos em líquido isolante (IEEE, 2018)	34
7	Distorção harmônica de 3ª ordem (<i>pu</i>)	35
8	Distorção harmônica de 9ª ordem (<i>pu</i>)	35
9	Tempo de vida do sistema de isolamento em baixas concentrações de oxigênio e umidade a uma temperatura de referência de 110°C (ABNT, 2017a)	39
10	Expectativa de vida do transformador para as condições deste estudo (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; GIFALLI, A.; GASTALDELLO, D. S.; SANTOS, K. A. G.; GONSALVES, R. S.; FREITAS, W. R., 2022)	43
11	Valor Presente Líquido.	45
12	Parâmetros da Rede de Distribuição.	48
13	Parâmetros do cabo 336,4 MCM utilizado na rede de distribuição de média tensão (CPFL, 2018).	48

14	Parâmetros do cabo 2 CA utilizado na rede de distribuição de média tensão (CPFL, 2018).	49
15	Parâmetros do Transformador de Distribuição.	49
16	Parâmetros do cabo isolado multiplexado 120 mm^2 na fase e 70 mm^2 no neutro (CPFL, 2018).	50
17	Expectativa de vida do transformador	66
18	Valor presente líquido	67

LISTA DE SIGLAS

ANEEL Agência Nacional de Energia Elétrica

EPRI *Electric Power Research Institute*

GD Geração Distribuída

PRODIST Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional

VPL Valor Presente Líquido

MMGD Micro e Mini Geração Distribuída

IEEE Institute of Electrical and Electronics Engineers

SEP Sistema Elétrico de Potência

CNL Cargas Não-Lineares

SUMÁRIO

CAPÍTULO 1 – INTRODUÇÃO	17
1.1 Objetivos	19
1.2 Ineditismo	20
1.3 Organização do Trabalho	22
CAPÍTULO 2 – FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	24
2.1 Conexão de geração distribuída no Brasil	24
2.2 Impacto da inserção de geração distribuída na qualidade da energia elétrica	26
2.3 As perdas nos transformadores e a qualidade da energia elétrica	29
2.4 Influência da temperatura dos enrolamentos na expectativa de vida do transformador	37
2.5 Perda de capital ocasionada pela redução da expectativa de vida do transformador	43
2.6 Ferramentas para simulações de circuitos elétricos	45
CAPÍTULO 3 – DIRETRIZES METODOLÓGICAS	47
3.1 Modelagem do circuito elétrico	47
3.2 Processamento	51
CAPÍTULO 4 – RESULTADOS OBTIDOS	55
4.1 Impacto na expectativa de vida do transformador em função do aumento na inserção de <i>GD</i>	55
4.2 Impactos da inserção de <i>GD</i> de 140 kW na operação do transformador	57

4.3	Impactos da GD de 140 <i>kW</i> na qualidade do fornecimento de energia elétrica .	59
4.4	Impactos da inserção de <i>GD</i> de 140 <i>kW</i> na expectativa de vida do transformador	63
CAPÍTULO 5 – DISCUSSÕES		68
5.1	Discussões sobre a expectativa de vida do transformador em função da variação da inserção de <i>GD</i>	68
5.2	Discussões sobre os impactos da inserção de <i>GD</i> na operação do transformador	69
5.3	Discussões sobre os impactos da inserção de <i>GD</i> na qualidade da energia elétrica	70
5.4	Os impactos da inserção de <i>GD</i> na gestão dos transformadores de distribuição .	70
CAPÍTULO 6 – CONCLUSÕES		72
6.1	Sugestões para trabalhos futuros	73
6.2	Publicações relacionadas ao trabalho	74
REFERÊNCIAS		76

Capítulo 1

INTRODUÇÃO

A vida moderna é altamente dependente dos recursos energéticos disponíveis. Nas residências, por exemplo, as pessoas dependem da eletricidade para iluminação, eletrodomésticos, aquecimento e refrigeração, dentre outros. Por sua vez, nas indústrias, a energia é utilizada para alimentar máquinas e equipamentos usados na produção de bens e serviços, enquanto no transporte se destina a movimentar veículos, como carros, trens, aviões e navios.

Existem diversos tipos de fontes de energia, cada uma com suas características e formas de produção, como a solar, eólica, hidrelétrica, nuclear, fóssil, biomassa e geotérmica. Cada uma delas possui vantagens e desvantagens em termos de custo, disponibilidade, impacto ambiental e segurança.

A demanda de energia depende da população mundial, do estilo de vida moderno e do crescimento econômico. O uso dos combustíveis fósseis para atender a demanda de energia tem provocado impactos significativos no meio ambiente, como a emissão de gases de efeito estufa, os quais contribuem para o aquecimento global e as mudanças climáticas. Além disso, a sua extração e o seu transporte podem causar danos ambientais, como derramamentos de petróleo, poluição do ar e da água (MOREIRA, 2019).

Por isso, atualmente tem havido um esforço global para reduzir a dependência da energia fóssil e promover a transição para fontes limpas e renováveis, como as energias solar, eólica e hidrelétrica (Figura 1) (IEA, 2022).

Neste sentido, destacam-se os geradores fotovoltaicos, pois sua conversão é limpa e renovável, não emitindo gases de efeito estufa ou outros poluentes, contribuindo assim para a mitigação das mudanças climáticas. Possui baixo custo de operação, visto que uma vez instalados não requerem combustíveis para gerar eletricidade nem manutenção frequente. Podem ser instalados em uma ampla gama de locais, desde telhados de casas e edifícios até grandes usinas

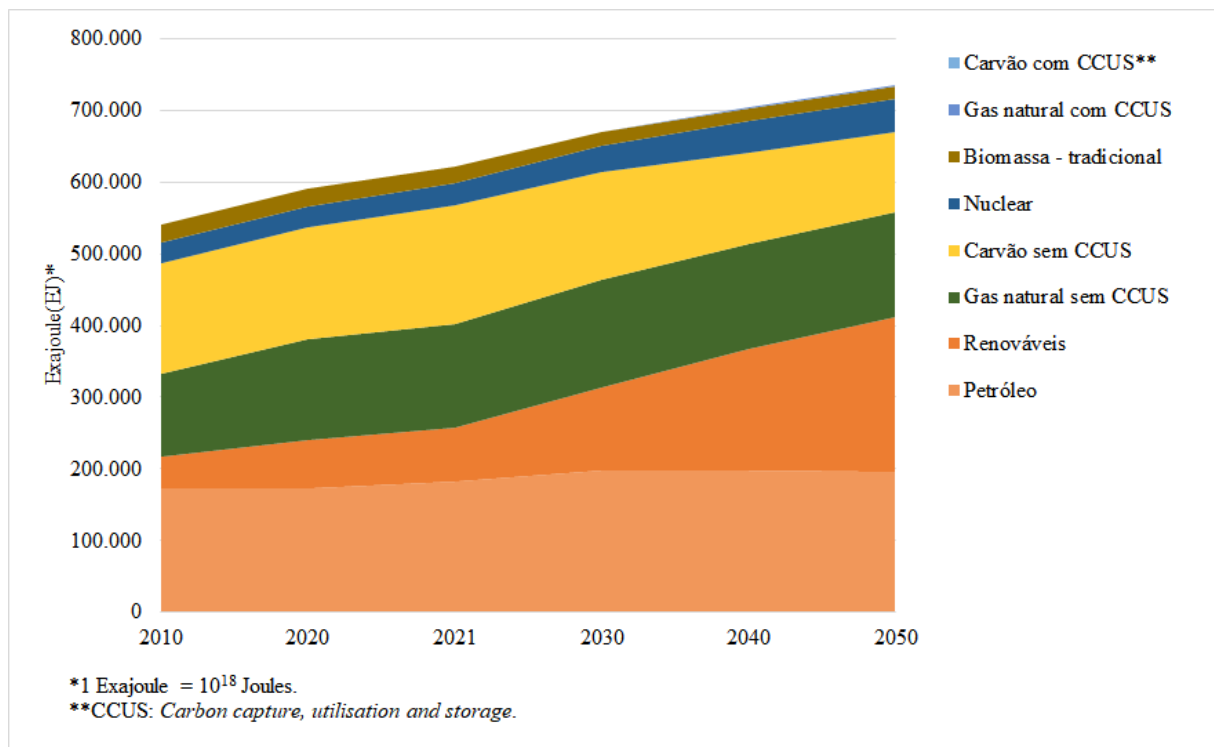


Figura 1: Histórico e projeção da demanda mundial de energia separada por fonte (IEA, 2022).

em áreas abertas, inclusive em áreas remotas onde não há acesso à rede elétrica.

Entretanto, a energia solar não é capaz de substituir integralmente a energia fóssil, por ocasião de sua ausência no período noturno, e pela instabilidade na sua transformação ocasionada pelas variações climáticas, tais como dias nublados (IEA, 2019).

O gerador fotovoltaico é composto por um conjunto de células que convertem a luz solar em eletricidade por meio do efeito fotoelétrico. O inversor converte a corrente elétrica contínua (CC) em corrente alternada (CA) e controla o fornecimento de energia elétrica (Figura 2).

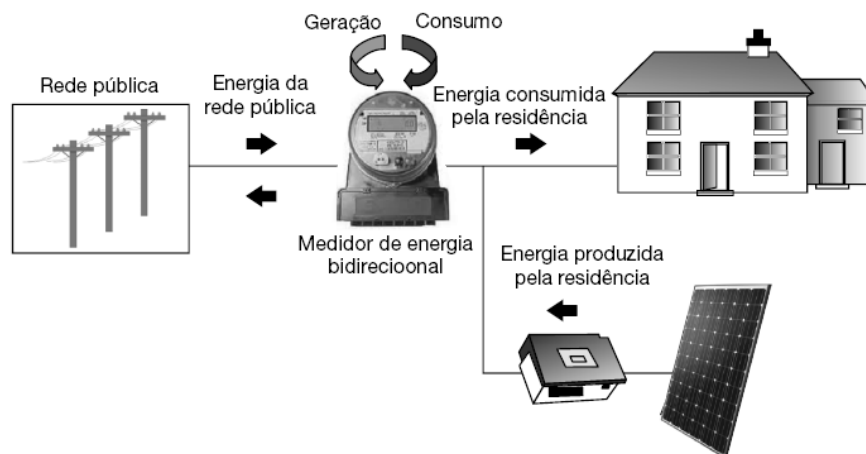


Figura 2: Esquema do sistema fotovoltaico. (MOREIRA, 2019)

A conexão de geradores fotovoltaicos ao sistema de potência vem sendo estudada sob várias perspectivas. Um aspecto indesejável provocado por essa fonte são as distorções harmônicas provenientes do chaveamento do inversor solar na conversão da corrente contínua em corrente alternada (RASHID, 2014). Quando as distorções harmônicas ocorrem em um sistema elétrico, busca-se suprimi-las ou mitiga-las para que não ocorram danos em equipamentos ou aumento das perdas. Destaca-se entre esses equipamentos o transformador de distribuição, que, segundo a NBR 5356-1 - Transformadores de Potência - Parte 1: Generalidades (ABNT, 2010), não deve operar em instalações que possuam distorções harmônicas totais de tensão ou de corrente superior a 5% (TACI; DOMIJAN, 2004).

As distorções harmônicas totais de corrente desencadeiam fenômenos internos no transformador, tais como perdas de potência e aumento da temperatura nos enrolamentos, acarretando assim redução em sua vida útil. Essa perda patrimonial pode ser significativa à medida em que o custo do equipamento é representativo em meio ao montante do patrimônio. Estima-se que um transformador de distribuição em condições nominais deve operar por aproximadamente 17 anos (ABNT, 2017a; IEEE, 2016).

Nesse sentido, é necessário que pesquisas apontem o impacto dessas tecnologias nos componentes do sistema elétrico, como os transformadores de distribuição, o que pode auxiliar na tomada de decisão em questão acerca de possíveis investimentos na rede de distribuição e nas redes particulares.

1.1 Objetivos

O objetivo deste trabalho foi analisar o desempenho dos transformadores de distribuição em relação à inserção da geração distribuída, observando um aumento das distorções harmônicas de corrente.

Os seguintes objetivos específicos foram estabelecidos:

- Avaliação da influência das distorções harmônicas de corrente nas perdas de potência dos transformadores, com base nas normas NBR 5356-8: Transformadores de potência - Parte 8: Guia de aplicação (ABNT, 2017b) e a IEEE Std C57.110(TM)-2018 - *IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents*. (IEEE, 2018);
- Determinação da expectativa de vida do transformador em função dos efeitos nocivos

provocados pelas distorções harmônicas de corrente, com base nas normas NBR5356-7: Transformadores de potência - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante (ABNT, 2017a) e a IEEE Std C57.91-2011. *Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators* (IEEE, 2011);

- Avaliação do impacto da redução da expectativa de vida do transformador na depreciação do patrimônio e
- Avaliação do custo do capital empregado no patrimônio em função da redução da expectativa de vida usando o Valor Presente Líquido (VPL).

1.2 Ineditismo

Esta seção tem o objetivo de apresentar o método utilizado para encontrar o estado da arte no âmbito em que este trabalho se propõe a pesquisar. Nesse sentido, realizou-se uma busca em 17 de junho de 2021 na base *Web of Science* com as seguintes palavras-chave, em inglês e em português: Geração Distribuída (Distributed Generation); Geração Distribuída e Transformador de Distribuição (Distributed Generation and Distribution Transformer) e Geração Distribuída e Perdas dos Transformador (Distributed Generation and Transformer Losses). Os resultados estão apresentados na Figura 3.

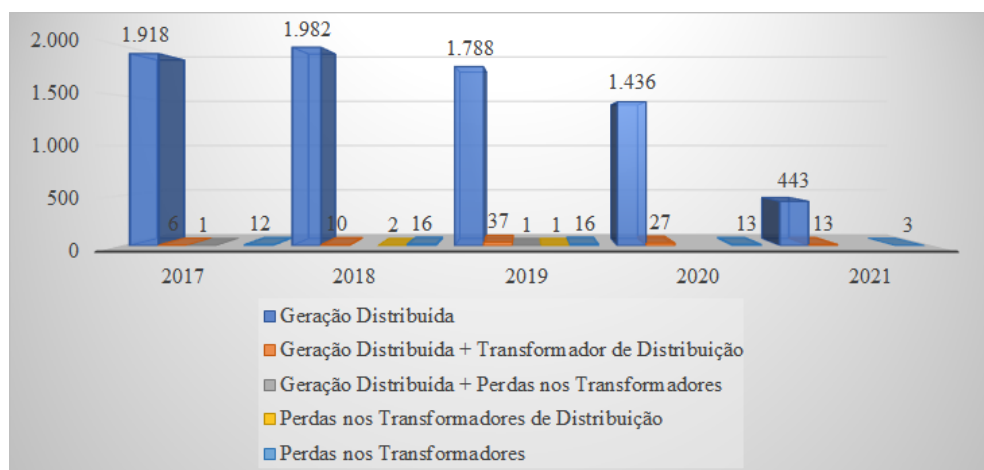


Figura 3: Bibliometria na base *Web of Science* (17 de junho de 2021)

Observa-se que o termo “Geração Distribuída” (*Distributed Generation*) vem sendo vastamente pesquisado nos últimos cinco anos, com inúmeras publicações. No entanto, ao se estabelecerem associações como “Geração Distribuída + Transformador de Distribuição” (*Distributed Generation + Distribution Transformer*) ou “Geração Distribuída + Perdas dos Transformador” (*Distributed Generation + Transformer Losses*), são poucas as publicações indicadas.

Foram selecionados cinco publicações recentes encontradas considerando a proximidade com este trabalho. Abaixo são apresentados os resumos de cada publicação:

- O artigo publicado por Puma et al (2018) descreve um estudo de caso que avalia a assertividade de três métodos distintos para calcular as perdas nos transformadores: Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição (ANEEL, 2021b); módulo 7 do PRODIST, utilizando medições (ANEEL, 2021b); e fluxo de potência, considerando as cargas desbalanceadas (PUMA, F. A.; CAVALCANTE, M. M.; UGARTE, L. F.; SAU, R. G.; ALMEIDA, M. C., 2018). Este trabalho concluiu que o último método apresentou resultados mais precisos, enfatizando a necessidade de se investir em medições inteligentes no sistema de distribuição (PUMA, F. A.; CAVALCANTE, M. M.; UGARTE, L. F.; SAU, R. G.; ALMEIDA, M. C., 2018).
- Na tese de doutorado publicada por Fortes (2018), abordou-se os seguintes efeitos produzidos pelos níveis de corrente CC, ocasionados pela geração distribuída, nos enrolamentos dos transformadores: surgimento de harmônicos na corrente de magnetização, propagação harmônica na rede de distribuição, ressonância harmônica nos elementos da rede e os dispositivos de compensação de reativos. Conclui-se que o nível CC injetado pelos inversores fotovoltaicos altera as características operacionais dos transformadores de distribuição. Os resultados demonstram que os inversores contribuem com a injeção harmônica na rede quando operam próximos à sua potência nominal, além de que nessa situação operacional ocorrem as maiores injeções de componentes CC (FORTES, 2018).
- No artigo publicado por Medeiros et al (2020), demonstraram-se os impactos do uso de GD nas correntes e níveis de curto-circuito do sistema elétrico de potência e, consequentemente, sobre os esforços eletromecânicos solicitados aos transformadores utilizando ferramentas de simulações. Mostrou-se que o uso de geração distribuída e a inserção de novas unidades geradoras no sistema elétrico trazem, além de vantagens, riscos e impactos, tais como mudança em nível e correntes de curto-circuito (MEDEIROS, L. H.; MASCHIO, G.; KAMISNSKI, A. M.; OLIVEIRA, M. M.; BUENO, D. M.; BENDER, V. C.; MARCHESAN, T. B., 2020).
- Na tese de doutorado elaborada por Baroni (2020), avaliou-se o impacto do envelhecimento dos transformadores de distribuição na presença de diferentes níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica, com e sem armazenamento de energia, na receita requerida pelas distribuidoras. A tese simulou um sistema elétrico próximo ao encontrado

no Brasil, utilizando parâmetros reais da rede. Primeiramente, conclui-se a influência da temperatura ambiente no envelhecimento dos transformadores de distribuição. Além disso, demonstrou-se que o armazenamento contribui positivamente para a integridade do sistema elétrico (BARONI, 2020).

- Na tese de doutorado escrita por Lima (2021), elaborou-se uma metodologia para o cálculo de capacidade de hospedagem de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição, a qual foi aplicada na rede da concessionária de energia DME Distribuição S.A. na cidade de Poços de Caldas. Utilizou-se um modelo híbrido na determinação das cargas, concluindo que tal metodologia é uma ferramenta promissora e atraente para os estudos de capacidade de hospedagem por parte das concessionárias (LIMA, 2021).

Ao observar a conjuntura das publicações supracitadas e descritos, destaca-se a proximidade com este trabalho, delimitando-se os conhecimentos e saberes. Nesse sentido, esta tese apresentou um método alternativo ao módulo 7 do PRODIST para determinar as perdas nos transformadores, propondo a utilização das metodologias contidas nas normas NBR 5356-8 e IEEE std C57.110/2018. O mesmo procedimento foi feito em Puma et al (2018), porém utilizando a técnica “*Unbalanced Load Approach*”. O trabalho avaliou o impacto da inserção de geração distribuída na qualidade da energia elétrica, com interesse nas perdas dos transformadores. De forma semelhante, Fortes (2018) analisou a ressonância paralela, principalmente em banco de capacitores, sem interesse nas perdas dos transformadores. A pesquisa apresentou a implicação da inserção da geração distribuída na expectativa de vida do transformador em função do aumento das distorções harmônicas. Já Medeiros (2020) examinou a influência da inserção de geração distribuída no nível de curto-circuito da rede, bem como a influência disso na vida útil do equipamento. Por sua vez, Baroni (2020) avaliou a interferência da inserção de geração distribuída na vida útil dos transformadores sem incluir as distorções harmônicas nos cálculos, assim como de Lima (2021). Portanto, este trabalho contribui com pesquisas relacionadas à inserção de geração distribuída para avaliar seus impactos no desempenho dos transformadores de distribuição.

1.3 Organização do Trabalho

Este trabalho foi organizado em cinco capítulos. Inicialmente, o capítulo 1 descreve a introdução do trabalho, contento os aspectos gerais que motivaram o desenvolvimento, os objetivos e o ineditismo esperado. Em seguida, o capítulo 2 apresenta uma revisão bibliográfica, relacionando todos os conceitos teóricos utilizados para que os objetivos deste trabalho fossem

cumpridos. Por sua vez, no capítulo 3 foram relacionadas as diretrizes metodológicas, as quais consistem no caminho percorrido para se obter os resultados. Já o capítulo 4 apresenta os resultados parciais alcançados com uma breve discussão acerca dos valores obtidos. Finalmente, no capítulo 5 foi elaborado o texto contendo as conclusões e considerações finais.

Capítulo 2

FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

Este capítulo tem o objetivo de descrever os conceitos teóricos utilizados neste trabalho, sendo organizado da seguinte forma: as metodologias adotadas para a conexão da geração distribuída na rede de distribuição, a metodologia para estimativa das perdas nos transformadores, a metodologia para determinar a temperatura no ponto mais quente do enrolamento do transformador, a metodologia para determinar a expectativa de vida do transformador em função do carregamento e das distorções harmônicas e a metodologia para determinar as perdas de capital ocasionadas pela redução da expectativa de vida do transformador.

2.1 Conexão de geração distribuída no Brasil

Esta seção apresenta aspectos da regulamentação da conexão de geradores distribuídos fotovoltaicos no Brasil. Especificamente, apontam-se os seguintes mini e microgeradores distribuídos (*MMGDs*) fotovoltaicos: no caso da microgeração distribuída, as centrais geradoras de energia elétrica, com potência instalada, em corrente alternada, menor ou igual a 75 kW, conectada à rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora. Já no caso da minigeração distribuída, as centrais geradoras de energia elétrica renováveis, conectadas à rede de distribuição de energia elétrica por meio de instalações de unidade consumidora, que possuam potência instalada em corrente alternada maior que 75 kW e menor ou igual a 3 MW (ANEEL, 2021c). A adesão a tal tecnologia tem aumentado sobremaneira nos últimos anos no país em decorrência de melhoria da viabilidade econômica, incentivos governamentais, comissões públicas e associações (EPE, 2023) (Figura 4).

Para que seja possível a conexão de qualquer geração distribuída, os requisitos a serem satisfeitos estão contidos no Anexo III da Resolução Normativa ANEEL N° 956, de 7 de Dezembro de 2021, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacio-

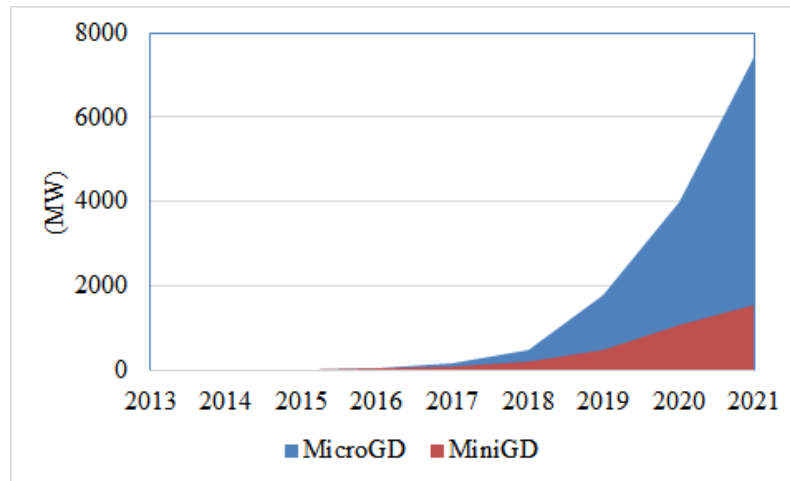


Figura 4: Evolução da potência instalada das mini e micro geração distribuída no Brasil no período de 2013 a 2021 (EPE, 2023)

nal (PRODIST), Módulo 3, Conexão Ao Sistema De Distribuição De Energia Elétrica (ANEEL, 2021a). Esse regulamento estipula que a microgeração pode ser conectada diretamente ao sistema de baixa tensão da concessionária de distribuição (Figura 5-(a)), e a minigeração deve ser conectada no sistema de média tensão da concessionária de distribuição utilizando um transformador de distribuição ou de acoplamento (Figura 5-(b)) (ANEEL, 2021a).

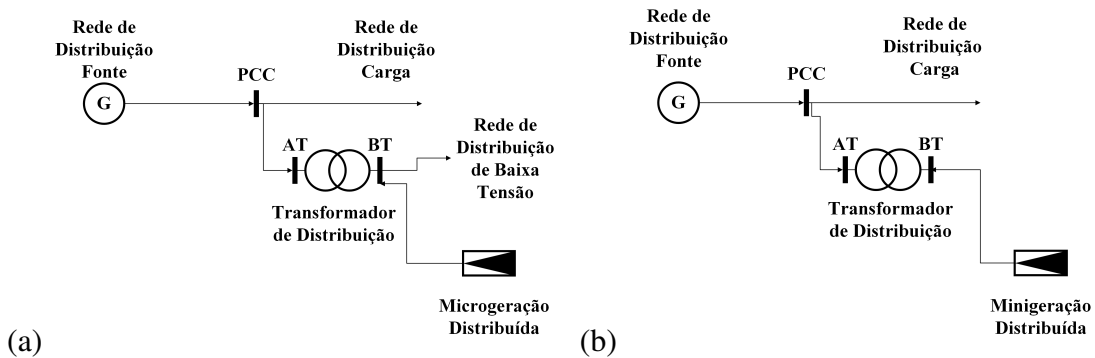


Figura 5: (a) acoplamento de uma microgeração distribuída. (b) acoplamento de uma minigeração distribuída (OLIVEIRA, 2019; ANEEL, 2021a).

No entanto, os possíveis impactos do crescimento da conexão das *MMGDs* à rede de distribuição sob alguns aspectos vêm se tornando conhecidos no meio acadêmico, tais como a possibilidade de fluxo de potência bidirecional. Isso pode ocorrer porque o horário de máxima geração fotovoltaica ocorre próximo às 12h00, horário de provável maior incidência solar. Tal horário não coincide com o horário de maior carga residencial, que ocorre tradicionalmente às 19h00. Nesse cenário, a energia elétrica produzida ao meio-dia pode ser superior à carga, fazendo com que ocorra um fluxo reverso de potência. Dessa forma, torna-se insuficiente a análise do comportamento do circuito elétrico sob a ótica da máxima carga (*worst case*), necessitando assim de outras análises, como o fluxo reverso na carga baixa. De outra forma, pode-se supor

uma inserção de geração distribuída considerável em um determinado circuito de distribuição, sendo que em um momento ocorre a desconexão desses geradores, aumentando subitamente a demanda na subestação e ocasionando sobrecarga nesse circuito. Ao examinar a dinâmica desse suposto circuito, é necessário entender todas as condições possíveis, tanto com GD quanto sem GD, e adequar as instalações para suportar os carregamentos impostos por essas condições (SEGUIN, R.; WOYAK, J.; COSTYK, D.; HAMBRICK, J.; MATHER, B., 2016).

2.2 Impacto da inserção de geração distribuída na qualidade da energia elétrica

Outros fatores importantes a serem abordados são os impactos da inserção das *MMGDs* na qualidade do fornecimento de energia elétrica, tais como variação no nível de tensão, sendo que a inserção de *GD* pode ocasionar sobretensão em determinado ponto da rede de distribuição (SEGUIN, R.; WOYAK, J.; COSTYK, D.; HAMBRICK, J.; MATHER, B., 2016); a alteração do valor do fator de potência da instalação (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; GIFALLI, A.; GASTALDELLO, D. S.; SANTOS, K. A. G.; GONSALVES, R. S.; FREITAS, W. R., 2022) e as alterações das possíveis correntes harmônicas ocasionando distorções na forma de onda da corrente ou da tensão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000) (MOHAN, 2016).

Os inversores CC-CA utilizados nos sistemas fotovoltaicos são equipados com filtros harmônicos com o objetivo de manter as distorções harmônicas abaixo dos limites determinados nas normas (MOHAN, 2014) (RASHID, 2014), determinando que a distorção harmônica total de corrente (%) produzida pelo sistema fotovoltaico não deve ser superior a 5% (ABNT, 2014), bem como que as distorções harmônicas de correntes parciais devem estar abaixo dos limites contidos na Tabela 1:

Os limites para distorção harmônica de corrente encontrados na norma NBR 16149 - sistemas fotovoltaicos (FV) - características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição (ABNT, 2014) são semelhantes aos encontrados na norma IEEE Std 519-2014 - *Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems* (IEEE, 2014), salvo que os limites na norma IEEE podem aumentar com o nível de curto-circuito no ponto de conexão (Tabela 2).

Os limites recomendados para distorções harmônicas de tensão no sistema elétrico de distribuição estão descritos no Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica (ANEEL, 2018) (Tabela 3), podendo chegar a valores de até 10%, com margem de ultrapassagem de 5%:

Tabela 1: Limite de distorção harmônica de corrente para inversores CC-CA utilizados nos geradores fotovoltaicos (ABNT, 2014).

Harmônicas ímpares	Limites de distorção
3° a 9°	< 4,0%
11° a 15°	< 2,0%
17° a 21°	< 1,5%
23° a 33°	< 0,6%
Harmônicas pares	Limites de distorção
2° a 8°	< 1,0%
10° a 32°	< 0,5%

Tabela 2: Limite de distorção harmônica de corrente para o SEP internacional - IEEE std519/ (IEEE, 2014)

Distorção total de corrente harmônica (%)						
Distorção harmônica ímpar individual de corrente (%)^{a,b}						
I_{sc}/I_L	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h < 50$	TDD
< 20 ^c	4,0	2,0	1,5	0,6	0,3	5,0
20 < 50	7,0	3,5	2,5	1,0	0,5	8,0
50 < 100	10,0	4,5	4,0	1,5	0,7	12,0
100 < 1000	12,0	5,5	5,0	2,0	1,0	15,0
> 1000	15,0	7,0	6,0	2,5	1,4	20,0

^aOs harmônicos pares são limitados a 25% do harmônico ímpar acima.

^bDistorções de corrente que resultam em um componentes CC, e.g., ou conversores de meia onda, não são permitidas.

^cTodos os equipamentos de geração de energia são limitados a esses valores de distorção de corrente, independentemente do I_{sc}/I_L , são a relação entre a corrente de curto-circuito e a corrente de carga.

Tabela 3: Limites das distorções harmônicas totais a serem observados no SEP brasileiro (em % da tensão fundamental) (ANEEL, 2018).

Indicadores	Tensão nominal		
	V_n $\leq$ $1,0kV$	$1,0kV$ $< V_n \leq$ $69kV$	$69kV$ $< V_n \leq$ $230kV$
$DTT_{95\%}$	10%	8%	5%
$DTT_p_{95\%}$	2,5%	2%	1%
$DTT_i_{95\%}$	7,5%	6%	4%
$DTT_3_{95\%}$	6.5%	5%	3%

Em que:

$DTT_{95\%}$ são as distorções harmônicas totais de tensão que podem ser superadas em 5% das amostras coletadas;

$DTT_p_{95\%}$ são as distorções harmônicas totais de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 que podem ser superadas em 5% das amostras coletadas;

$DTT_i_{95\%}$ são as distorções harmônicas totais de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 que podem ser superadas em 5% das amostras coletadas e

$DTT_3_{95\%}$ são as distorções harmônicas totais de tensão para as componentes múltiplas de 3 que podem ser superadas em 5% das amostras coletadas.

Em termos de limites internacionais de distorções harmônicas, observa-se a norma IEEE std519/2014, que contém os limites de distorções harmônicas de 8% sem margem de ultrapassagem (Tabela 4) (IEEE, 2014).

Tabela 4: Limites das distorções harmônicas totais de tensão - IEEE std519/2014 (IEEE, 2014)

Tensão no ponto de conexão (kV)	Distorção harmônica individual (%)	Distorção harmônica total (%)
$V \leq 1,0$	5,0	8,0
$1 < V \leq 69$	3,0	5,0
$69 < V \leq 161$	1,5	2,5
$161 < V$	1,0	1,5

Ocorre que mesmo que as *MMGDs* estejam operando dentro dos padrões normatizados para a distorção harmônica, quando operando simultaneamente com outras unidades, podem ocorrer valores de distorções harmônicas acima dos limites em pontos específicos (ENSLIN, J.H.R.; HULSHORST, W.T.J.; ATMADJI, A.M.S.; HESKES, P.J.M.; KOTSOPOULOS, A.; COBBEN, J.F.G.; VAN DER SLUIJS, P., 2003) (FORTES, 2018) (OLIVEIRA, 2019). Essa interação entre sistemas fotovoltaicos em larga escala pode ocasionar danos a componentes do sistema elétrico sensíveis a distorções harmônicas (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000) (MOHAN, 2016).

Um componente de suma importância no sistema elétrico de distribuição é o transformador

de distribuição, que é um componente sensível à ocorrência de distorções harmônicas e que possui normas bastante restritivas nesse quesito, como a norma NBR 5356/2010, que limita para 5% o valor da distorção total de tensão ou corrente para transformadores (ABNT, 2010). Alguns dados coletados a partir de experimentos realizados em laboratório em transformadores alimentados por sistemas semelhantes às *MMGD* indicam a ocorrência de distorções harmônicas e aumento das perdas nos transformadores (TACI; DOMIJAN, 2004).

2.3 As perdas nos transformadores e a qualidade da energia elétrica

As perdas dos transformadores de distribuição são categorizadas como perdas técnicas e consideradas na composição da tarifa de energia. O método para sua determinação está descrito no Módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2021b). Para o cálculo das perdas em carga nos transformadores de distribuição, considera-se a média das potências (*kW*) que fluem por esse elemento, ou a potência média (P_{med}). A P_{med} é obtida pela soma das medições de energia consumida pelos clientes conectados ao transformador de distribuição em um determinado período (Figura 6) (ANEEL, 2021b).

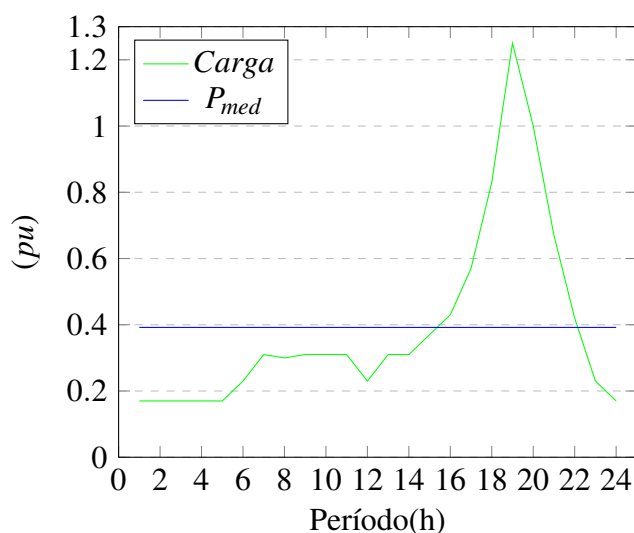


Figura 6: Curva de carga de um transformador de distribuição (pu).

A perda média nos enrolamentos do transformador de distribuição (P_{cu}) são obtidas utilizando a equação (2.1) (ANEEL, 2021b):

$$P_{cu} = \left(\frac{P_{med}}{P_{nom} \cos \phi} \right)^2 P_{Ncu}, \quad (2.1)$$

Em que:

P_{cu} é a perda média no enrolamento do transformador (W);

P_{med} é a potência média do transformador (kW);

P_{nom} é a potência nominal do transformador (kVA);

$\cos\phi$ é o fator de potência definido no PRODIST no valor igual a 0,92 e

P_{Ncu} é a perda total no enrolamento do transformador a plena carga (W) (Tabela 5).

Tabela 5: Perdas para Transformadores Trifásicos com Tensões Máximas de 15 kV (ANEEL, 2021b)

Potência do transformador (kVA)	Perda em vazio (W)	Perda Total (W)
15	75	370
30	130	630
45	170	855
75	255	1260
112,5	335	1705
150	420	2110
225	560	2945
300	700	3670

A estimativa das perdas totais nos transformadores de distribuição P_{TR} são calculadas conforme equação (2.2):

$$P_{TR} = P_{fe} + P_{cu}, \quad (2.2)$$

Em que:

P_{TR} é a perda total no transformador (W);

P_{cu} é a perda no enrolamento do transformador (W) e

P_{fe} é a perda a vazio (W).

Esse método possui uma praticidade interessante para as concessionárias de energia, pois necessita apenas das leituras das contas de energia dos clientes para determinar as perdas nos transformadores de distribuição. Nesse sentido, apresenta-se o método para calcular as perdas no transformador recomendado pela IEEE e descrito na norma IEEE std57.110/2008 (IEEE, 2018). Tal método possui similaridade com a norma NBR 5356-8/2017 e considera o comportamento dos diferentes elementos que constituem um transformador de distribuição frente à variação da carga e das distorções harmônicas. Entre os efeitos que ocorrem, cita-se o efeito

pelicular e as correntes parasitas induzidas no interior dos condutores dos enrolamentos (Figura 7) (IEEE, 2018; JORDÃO, 2008).

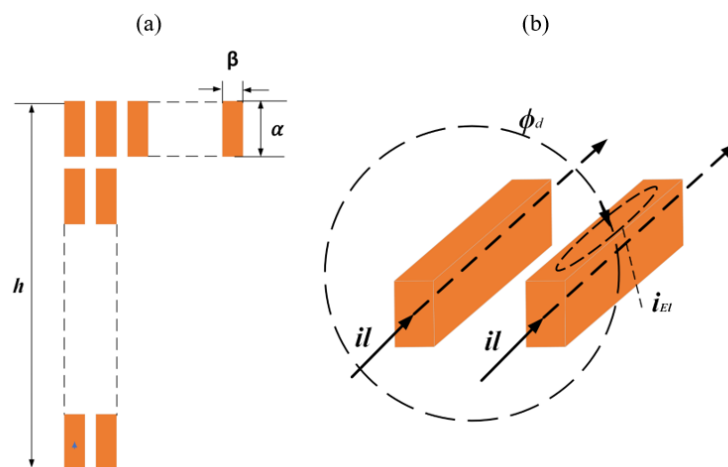


Figura 7: (a) Seção transversal do enrolamento secundário do transformador. (b) Correntes parasitas ocasionadas pelo fluxo de dispersão. Adaptado de (RIES, 2007).

As correntes parasitas (no inglês *Eddy's currents*) surge de várias formas no interior de um transformador. Tratando-se dos enrolamentos do transformador, elas são provocadas pelo fluxo de dispersão (Φ_d) (Figura 7-(b)), que ocorre entre as espiras do enrolamento (a Figura 7-(a) representa o enrolamento secundário) ocasionando a circulação de corrente induzidas, que se opõem à circulação da corrente de carga (i_l) (Figura 7-(b)), ocasionando um efeito *Joule* nessa região, seguido de aquecimento ou dissipação de energia (RIES, 2007).

Além da corrente parasita ocasionada pelo fluxo de dispersão (Φ_d), existe a corrente parasita induzida pelo fluxo interno do condutor, sendo que tais correntes circulam em região diferentes das centrais, ou seja, mais próximas da face exterior do condutor (Φ_{ic}) (Figura 8).

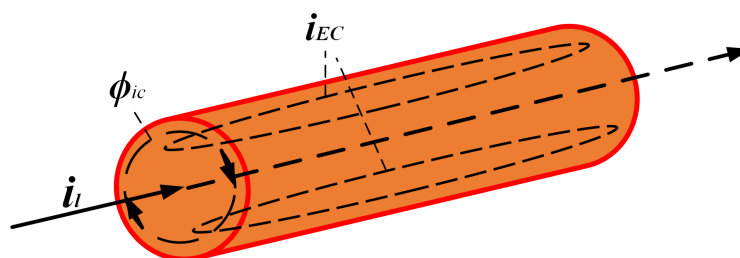


Figura 8: Correntes parasitas ocasionadas pela corrente elétrica. Adaptado de (MCLYMAN, 2004).

O fenômeno das correntes parasitas (*Eddy's currents*) causam aquecimento aos condutores dos enrolamentos dos transformadores e aumentam as perdas de energia nesses elementos. As distorções harmônicas de corrente têm forte influência sobre as perdas ocasionadas pelas

correntes parasitas. Nesse sentido, tanto a magnitude da corrente harmônica (I_h) quanto sua ordem (h) são importantes para determinar as perdas, podendo ser obtidas utilizando as seguintes equações (IEEE, 2018) (ELMOUDI; LEHTONEN; NORDMAN, 2006):

$$P_{CP} = F_{HCP} P_{CPN}, \quad (2.3)$$

EM que:

P_{CP} é a perda de potência ocorrida nos enrolamentos de um transformador ocasionada por correntes parasitas (W);

F_{HCP} é o fator de perda nos enrolamentos do transformador ocasionado por correntes parasitas sob distorções harmônicas e

P_{CPN} é a perda de potência ocorrida nos enrolamentos de um transformador ocasionada por correntes parasitas sob condições nominais (W).

O F_{HCP} pode ser determinado usando:

$$F_{HCP} = \frac{\sum_{h=1}^{h_{\max}} I_h^2 h^2}{\sum_{h=1}^{h_{\max}} I_h^2}, \quad (2.4)$$

Em que:

F_{HCP} é o fator de perda harmônico para perdas por correntes parasitas;

h é a ordem harmônica e

I_h é o valor eficaz da corrente elétrica harmônica (A).

Outro conceito importante são as perdas suplementares (P_s) ou perdas por dispersão, que são ocasionadas pelo fluxo eletromagnético disperso nos enrolamentos, núcleo, braçadeiras de núcleo, blindagens magnéticas, paredes do gabinete ou do tanque, além de outros componentes metálicos utilizados na montagem (IEEE, 2018) (JORDÃO, 2008). Para se obter o valor das perdas suplementares, é necessário conhecer a perda em carga nominal (P_{CN}) que é um parâmetro de projeto obtido em laboratório, e aplicá-lo à equação (2.5), conforme a seguir (IEEE, 2018):

$$P_s = P_{CN} - K \left[R_1 (I_1)^2 + R_2 (I_2)^2 \right], \quad (2.5)$$

Em que:

P_s são as perdas suplementares (W);

P_{CN} é a perda em carga nominal de potência sob condições nominais (W) (conforme projeto do transformador);

K é igual a 1,0 para transformadores monofásicos e 1,5 para transformadores trifásicos;

R_1 é a resistência elétrica medida entre os terminais do enrolamento primário do transformador (Ω);

I_1 é a corrente elétrica no enrolamento primário do transformador (A);

R_2 é a resistência elétrica medida entre os terminais do enrolamento secundário do transformador (Ω) e

I_2 é a corrente elétrica no enrolamento secundário do transformador (A).

De forma análoga às perdas por correntes parasitas, as distorções harmônicas de corrente também exercem influência sobre as perdas suplementares, considerando a magnitude da corrente harmônica (I_h) e a sua ordem (h) (IEEE, 2018) (ELMOUDI; LEHTONEN; NORDMAN, 2006):

$$P_{SH} = F_S P_S, \quad (2.6)$$

Em que:

P_{SH} é a perda suplementar de um transformador sob distorções harmônicas (W);

F_S é o fator de perda suplementar do transformador sob distorções harmônicas e

P_S é a perda de potência ocorrida nos enrolamentos de um transformador ocasionada por correntes parasitas sob condições nominais (W).

O F_S pode ser determinado usando:

$$F_S = \frac{\sum_{h=1}^{h_{mx}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2 h^{0,8}}{\sum_{h=1}^{h_{mx}} \left[\frac{I_h}{I} \right]^2}, \quad (2.7)$$

Em que:

F_S é o fator de perdas suplementares sob distorção harmônica;

h é a ordem harmônica;

I_h é o valor eficaz da corrente elétrica harmônica (A) e

I é o valor eficaz da corrente elétrica (A).

Existe uma relação entre as perdas por correntes parasitas (P_{CP}) e as perdas suplementares (P_S), que são obtidas utilizando os ensaios realizados em conformidade com as normas IEEE std C57.12.00 e IEEE std C57.12.91, apresentados na Tabela 6. Essa relação permite determinar a perda por correntes parasita nominal (P_{CPN}).

A norma IEEE Std 57.110/2018 descreve as recomendações para estabelecer a capacidade do transformador de distribuição ou de potência, seco e imerso em líquido, ao alimentar cargas

não lineares (*CNLs*), que define uma metodologia de avaliação da capacidade dos transformadores na alimentação de *CNLs* (IEEE, 2018). Segundo a norma IEEE Std 57.110/2018, as perdas em carga de um transformador submetido às distorções harmônicas de corrente pode ser determinada utilizando (2.8), conforme a seguir (IEEE, 2018; ABNT, 2017b):

$$P_{CH} = P_J + F_{HCP}P_{CP} + F_S P_S, \quad (2.8)$$

Em que:

P_{CH} é a perda de potência em carga do transformador sob distorção harmônica (W);

P_J é a perda Joule (RI^2) ocorrida nos enrolamentos em condições nominais (W);

F_{HCP} é o fator de perda nos enrolamentos do transformador ocasionado por correntes parasitas sob distorções harmônicas;

P_{CP} é a perda de potência ocorrida nos enrolamentos de um transformador ocasionada por correntes parasitas sob condições nominais (W);

F_S é o fator de perdas suplementares sob distorção harmônica e

P_S é a perda suplementar em condições nominais (W).

Tabela 6: Distribuição das perdas em transformadores imersos em líquido isolante (IEEE, 2018)

kVA	P_{CP} <i>BT</i> (%)	P_{CP} <i>AT</i> (%)	P_s (%)
≤ 300	55	5	40
> 300 ≤ 1000	40	10	50
> 1000 ≤ 3000	20	10	70
> 3000	25	15	60

Um estudo foi publicado com o objetivo de avaliar a aplicação dos métodos supracitados que se relacionam com a determinação das perdas de potência dos transformadores (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; VENDRAMETO, H. V.; GASTALDELLO, D. S.; COSTA JUNIOR, P.; GIFALLI, A., 2021). Este estudo avaliou o método utilizado pela ANEEL no módulo 7 do PRODIST (ANEEL, 2021b) especificamente no tocante às equações 2.1 e 2.2 aplicadas a um caso genérico de um transformador de distribuição de 75 kVA, cujo carregamento é representado na Figura 9.

Por outro ângulo, o mesmo caso genérico supracitado foi submetido dessa vez à metodologia apresentada na norma IEEE std C57.110/2018 (IEEE, 2018), especificamente nas seguintes equações apresentadas neste capítulo: 2.3, 2.4, 2.5 2.6 e 2.8.

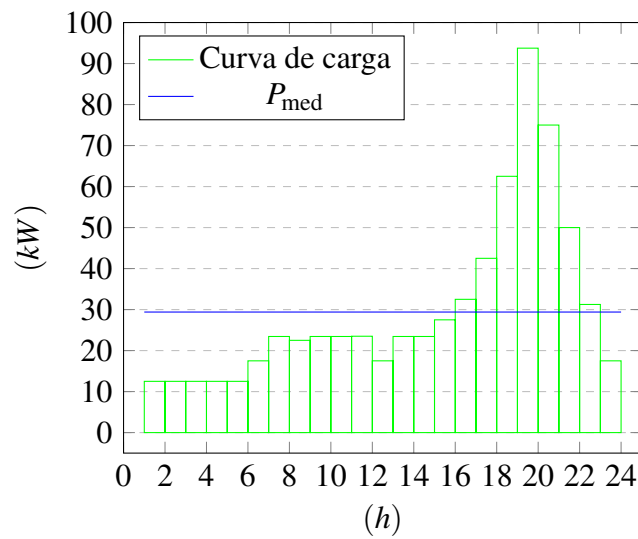


Figura 9: Curva de carga típica (kW) para um transformador de distribuição.

Como essa metodologia de determinação das perdas, consideram-se as correntes harmônicas existentes no sistema elétrico, além da curva de carga (Figura 9), considerando as seguintes distorções harmônicas (Tabelas 7 e 8):

Tabela 7: Distorção harmônica de 3ª ordem (pu)

h	1	3	5	7	9	11	13 a 33
$\frac{I_h}{I}$	1,00	0,19	0,13	0,06	0,04	0,04	0,01

Tabela 8: Distorção harmônica de 9ª ordem (pu)

h	1	5	7	9	11	13	15 a 33
$\frac{I_h}{I}$	1,00	0,03	0,05	0,13	0,05	0,03	0,01

A partir desse aparato, foi possível determinar as perdas para os seguintes casos:

- $P_{TRCaso1}$ - Valor das perdas totais utilizando o método do módulo 7 do PRODIST;
- $P_{CHCaso2}$ - Curva de perdas em carga utilizando o método da norma IEEE std57.110/2008 sem distorções harmônicas de corrente;
- $P_{CHCaso3}$ - Curva de perdas em carga utilizando o método da norma IEEE std57.110/2008 considerando distorções harmônicas de corrente de 3ª ordem com magnitude apresentada na Tabela 7 dentro dos limites estabelecidos pelas normas vigentes e
- $P_{CHCaso4}$ - Curva de perdas em carga utilizando a norma IEEE std57.110/2008 considerando distorções harmônicas de corrente de 9ª ordem dentro dos limites estabelecidos pelas normas vigentes, conforme a Tabela 8.

Os resultados para as curvas $P_{CH}Caso2$, $P_{CH}Caso3$ e $P_{CH}Caso4$ estão apresentados na Figura 10.

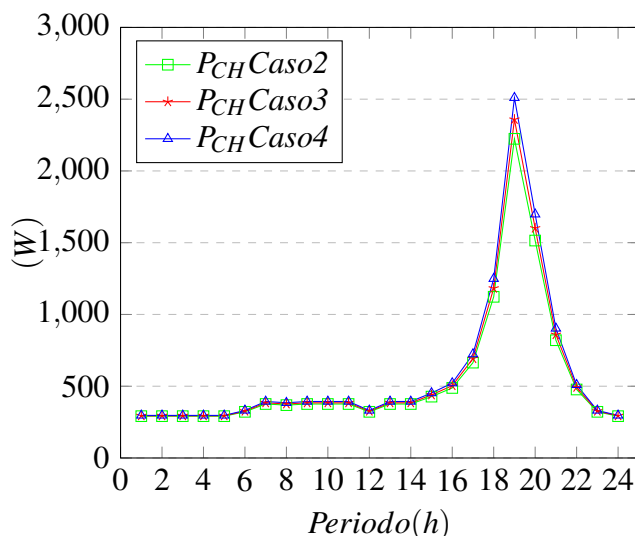


Figura 10: Estimativa das perdas em carga de um transformador de distribuição pelo método IEEE std57.110/2018.

Os resultados apresentados na Figura 10 demonstram que as perdas em carga são mais impactadas pelas distorções harmônicas em períodos de maior carregamento, como nota-se entre as 18h00 e as 20h00. Em outros horários, a influência das distorções harmônicas sobre as perdas em cargas são menores (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; VENDRAMETO, H. V.; GASTALDELLO, D. S.; COSTA JUNIOR, P.; GIFALLI, A., 2021).

A título de comparação dos resultados $P_{CH}Caso2$, $P_{CH}Caso3$ e $P_{CH}Caso4$, com o resultado $P_{TR}Caso1$, calculou-se o valor médio para cada um delas. Esses resultados foram denominados de $P_{CH}Caso2med$, $P_{CH}Caso3med$ e $P_{CH}Caso4med$, conforme apresentados na Figura 11.

Analisando-se a Figura 11, e utilizando como base o primeiro resultado (a) $P_{TR}Caso1(mod.7 - PRODIST)$, constata-se que o resultado (b) $P_{CH}Caso2med(IEEE)$ é superior ao primeiro (24,55 %), o resultado (c) $P_{CH}Caso3med(IEEE)$ é superior ao primeiro (29,09 %) e o resultado (d) $P_{CH}Caso4med(IEEE)$ é superior ao primeiro (37,06 %) (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; VENDRAMETO, H. V.; GASTALDELLO, D. S.; COSTA JUNIOR, P.; GIFALLI, A., 2021).

Nesse caso, os resultados apresentam uma possível subestimação das perdas em carga do transformador em função da metodologia de determinação e da dificuldade de se obterem os valores das distorções harmônicas no sistema elétrico (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; VENDRAMETO, H. V.; GASTALDELLO, D. S.; COSTA JUNIOR, P.; GIFALLI, A., 2021).

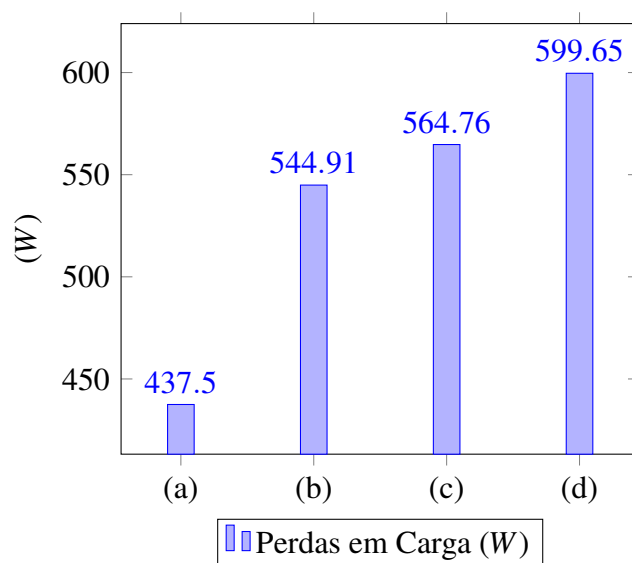


Figura 11: Média das perdas em carga. (a) $P_{TR}Caso1(mod.7 - PRODIST)$, (b) $P_{CH}Caso2med(IEEE)$, (c) $P_{CH}Caso3med(IEEE)$ e (d) $P_{CH}Caso4med(IEEE)$.

2.4 Influência da temperatura dos enrolamentos na expectativa de vida do transformador

A expectativa de vida de um transformador é um valor dado em horas que se refere ao tempo em que se espera que esse equipamento consiga se manter em operação. Esse valor é obtido por meio de ensaios realizados em laboratório, mantendo-se o transformador operando em regime contínuo no carregamento nominal sob temperatura ambiente de projeto (ABNT, 2017a). Nesse sentido, observa-se que as variáveis mais importantes para a gestão da durabilidade do transformador estão relacionadas às condições de carregamento e à temperatura ambiente do local no qual o equipamento será instalado (ABNT, 2017a).

As consequências de carregar um transformador acima das condições nominais da placa de identificação são as seguintes (ABNT, 2017a) :

- a temperatura dos enrolamentos, elementos de fixação, ligações, materiais isolantes e óleo aumentam e podem atingir níveis inaceitáveis;
- a densidade do fluxo de dispersão fora do núcleo aumenta, causando aquecimento por correntes parasitas adicionais nas partes metálicas atingidas pelo fluxo de dispersão;
- como a temperatura varia, a umidade e o conteúdo de gás na isolação e óleo se alteram e
- buchas, comutadores, conexões com cabos e transformadores de corrente também estarão expostos às solicitações mais elevadas que vão além dos limites de projeto e margens de aplicação.

Em face dos efeitos supracitados ocasionados pelo carregamento excessivo dos transformadores, encontra-se a isolação de celulose utilizada para as espiras sobrepostas dos enrolamentos do transformador (Figura 12) .



Figura 12: Bobina de transformador. Detalhe da isolação de papel (MCLYMAN, 2004).

Esse material tem sido estudado e melhorado ao longo do tempo com o principal objetivo de que suas características físicas possam ser mantidas ao ser exposto à elevação da temperatura por um período. Nesse sentido, foi desenvolvido o papel termoestabilizado, que oferece um ganho no comportamento frente à dinâmica térmica do equipamento. As exigências normativas atuais determinam que esse material deve reter 50% da resistência à tração após 65.000 h sob a temperatura de 110 °C (ABNT, 2017a). Os dados contidos na Tabela 9 demonstram o comportamento esperado desse material até a completa deterioração.

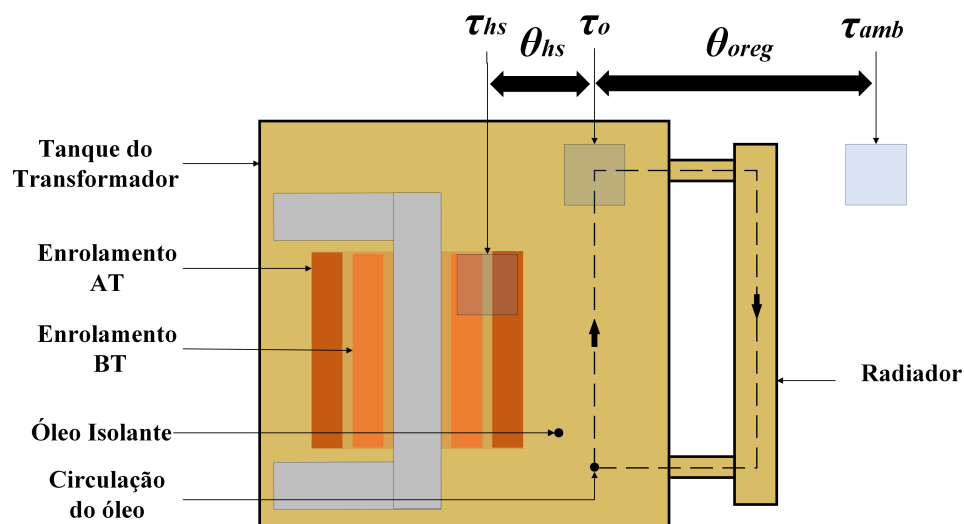
Observa-se a degradação do papel isolante ao longo do tempo, sendo que o valor de referência indicado é de 150.000 horas (ABNT, 2017a) .

Encontra-se na Figura 13 uma representação da dinâmica térmica do transformador. A figura também destaca a temperatura do ponto mais quente (*hot spot*) dos enrolamentos do transformador (τ_{hs}) (Figura 13) é a temperatura que ocorre na região superior dos enrolamentos

Tabela 9: Tempo de vida do sistema de isolamento em baixas concentrações de oxigênio e umidade a uma temperatura de referência de 110°C (ABNT, 2017a)

Base	Vida da isolação (horas)	Vida da isolação (anos)
50% da resistência à tração inicial da isolação	65.000	7,42
25% da resistência à tração inicial da isolação	135.000	15,41
GP=200 - Grau de Polimerização Remanescente	150.000	17,12
Interpretação dos dados de ensaios relativos à vida operacional do transformador de distribuição	180.000	20,55

durante o funcionamento do transformador, por efeito *Joule*, por correntes parasitas e distorções harmônicas (ABNT, 2017a) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000) (IEEE, 2018). Em seguida, distingue-se a temperatura do topo do óleo isolante (τ_o) (Figura 13), que é a temperatura do óleo na região superior do tanque. Nessa região, a temperatura do óleo é superior à temperatura do óleo no restante do tanque em função da convexão que ocorre no fluido, concentrando o óleo mais quente na região acima e o mais frio na região abaixo. A fonte de calor provém dos enrolamentos e do ambiente externo (ABNT, 2017a) (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000) (IEEE, 2018).

**Figura 13: Dinâmica térmica do transformador. Adaptado de (RIES, 2007)**

A elevação da temperatura do óleo isolante em relação à temperatura ambiente em regime permanente (Θ_{oreg}) (°C), desprezando o coeficiente de correção da temperatura do enrolamento, aplicando-se (2.9) conforme a seguir (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000) (IEEE, 2011) (ABNT, 2017a):

$$\Theta_{\text{oreg}} = \Theta_{\text{opc}} \left[\frac{1 + Rs^2}{1 + R} \right], \quad (2.9)$$

Em que:

Θ_{oreg} é a elevação da temperatura do óleo isolante em relação à temperatura ambiente em regime permanente (°C);

Θ_{opc} é a elevação da temperatura do óleo isolante em relação à temperatura ambiente em regime permanente à plena carga (°C);

R é a relação entre a perda no cobre a plena carga e a no ferro e

s é o carregamento em *pu* utilizando como base a potência nominal do transformador.

A principal fonte de calor no interior do transformador imerso a óleo são os enrolamentos, que dissipam potência em função da corrente (i^2R). A elevação da temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos do transformador em relação à temperatura do óleo (Θ_{hs}) pode ser obtida utilizando (2.10), conforme a seguir (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000) (IEEE, 2011) (ABNT, 2017a):

$$\Theta_{\text{hs}} = \Theta_{\text{hpc}} (s^2)^{0,8}, \quad (2.10)$$

Em que:

Θ_{hs} é a elevação da temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos em relação à temperatura do óleo (°C);

Θ_{hpc} é a elevação da temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos em relação à temperatura do óleo à plena carga (°C) e

s é o carregamento em *pu* utilizando como base a potência nominal do transformador.

Por último, conhecendo as elevações de temperatura acima, determina-se o valor da temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos (τ_{hs}) utilizando (2.11), conforme a seguir (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000) (IEEE, 2011) (ABNT, 2017a):

$$\tau_{\text{hs}} = \Theta_{\text{hs}} + \Theta_{\text{oreg}} + \tau_{\text{amb}}, \quad (2.11)$$

Em que:

τ_{hs} é a temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos (°C);

Θ_{hs} é a elevação da temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos em relação à temperatura do óleo (°C);

Θ_{oreg} é a elevação da temperatura do óleo isolante em relação à temperatura ambiente em re-

gime permanente ($^{\circ}\text{C}$) e

τ_{amb} é a temperatura ambiente ($^{\circ}\text{C}$).

Como já abordou-se nas páginas anteriores, a vida útil do transformador está diretamente ligada à deterioração do papel isolante que fica em contato direto com os enrolamentos do transformador, sendo que tal deterioração aumenta com a temperatura na região dos enrolamentos. Portanto, a temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos τ_{hs} é a principal variável no envelhecimento do isolamento de celulose e a determinação da perda de vida percentual, conforme a equação (2.12) a seguir (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2000) (IEEE, 2011) (ABNT, 2017a):

$$PV = 100 \times h \times 10^{\left(14,133 - \frac{6972,15}{273 + \tau_{hs}}\right)}, \quad (2.12)$$

Em que:

PV é a perda de vida do transformador (%);

h é o tempo durante o qual o transformador operou com a temperatura τ_{hs} (h) e

τ_{hs} é a temperatura no ponto mais quente dos enrolamentos ($^{\circ}\text{C}$).

A estimativa da vida útil do transformador (*anos*) pode ser obtida utilizando a equação 2.13, conforme a seguir:

$$V = \frac{100}{365 \times \sum PV}, \quad (2.13)$$

Em que:

V é a vida útil do transformador (anos) e

PV é a perda de vida do transformador (%).

Um transformador pode se tornar avariado por diversas situações, tais como vazamento de óleo, curto-circuito na baixa tensão, sobrecarga, instalação fora dos padrões e fim da vida útil (MEDEIROS, L. H.; MASCHIO, G.; KAMISNSKI, A. M.; OLIVEIRA, M. M.; BUENO, D. M.; BENDER, V. C.; MARCHESAN, T. B., 2020). No entanto, nos últimos anos vem ocorrendo um aumento do uso de cargas não lineares devido ao seu baixo consumo de energia (SHAREGHI, M.; PHUNG, B. T.; NADERI, M. S.; BLACKBURN, T. R.; AMBIKAIRAJAH, E., 2012). Da mesma forma, vem ocorrendo a inserção de geração distribuída fotovoltaica com excelente custo-benefício sem gerar resíduos (VILLALVA, 2015).

Nesse contexto de mudanças, surgem novos apontamentos na gestão do sistema elétrico, com especial atenção a um possível aumento das distorções harmônicas. Esse parâmetro deve ser observado com mais critério, pois pode ocasionar maiores perdas, aumento da temperatura

de trabalho e redução da vida útil dos componentes do sistema elétrico (SHAREGHI, M.; PHUNG, B. T.; NADERI, M. S.; BLACKBURN, T. R.; AMBIKAIRAJAH, E., 2012).

Tendo o transformador como um desses componentes, as distorções harmônicas de corrente (*DHTis*) desencadeiam uma sequência de fenômenos (Figura 20) que culminam na falha ou na interrupção do funcionamento e ou operação (IEEE, 2011).

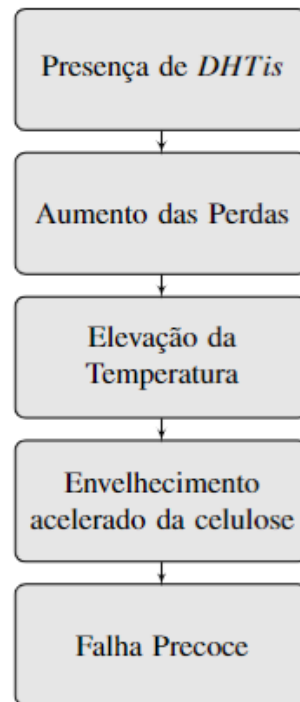


Figura 14: Ação das distorções harmônicas na vida útil dos transformadores

O fenômeno das distorções harmônicas está relacionado ao surgimento de componentes não senoidais provocadas por cargas não lineares, como retificadores ou inversores. Como já apontando, elas são nocivas às componentes do sistema elétrico. Portanto, naturalmente se buscam soluções para mitigá-las ou controlá-las em magnitudes baixas ou limites normativos (KAGAN; ROBBA; SCHMIDT, 2009).

As distorções harmônicas elevam as perdas de potência e a temperatura dos transformadores com consequente perda de vida útil do equipamento, caso essa temperatura fique acima do esperado.

Nesse sentido, foram realizados testes utilizando a ferramenta *OpenDSS* nos modos *Snapshot* e *HarmonicT* em um transformador de distribuição submetido às seguintes condições:

- (a) *GD* desconectada e sem as *DHTis*;
- (b) *GD* desconectada e com as *DHTis*;

(c) *GD* conectada e sem as *DHTis* e

(d) *GD* conectada e com as *DHTis*.

Os resultados obtidos das temperaturas e da expectativa de vida estão apresentados na Tabela 10 (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; GIFALLI, A.; GASTALDELLO, D. S.; SANTOS, K. A. G.; GONSALVES, R. S.; FREITAS, W. R., 2022).

Tabela 10: Expectativa de vida do transformador para as condições deste estudo (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; GIFALLI, A.; GASTALDELLO, D. S.; SANTOS, K. A. G.; GONSALVES, R. S.; FREITAS, W. R., 2022)

Condição	s (pu)	θ_{oreg} (°C)	θ_{hs} (°C)	τ_h (°C)	Vida (h/anos)
(a)	0,66	24,87	33,54	88,41	144.056,29 / 16,67
(b)	0,71	26,51	37,32	93,83	74.735,86 / 8,65
(c)	0,56	22,29	25,38	77,67	561.657,91 / 65,01
(d)	0,74	27,96	40,34	98,30	44.122,08 / 5,11

Detalhando-se os resultados da Tabela 10, observa-se o caso da condição (a), cujo resultado está condizente com o desempenho de um transformador de distribuição. No entanto, quando observamos a condição (b), constatamos uma redução na expectativa de vida do transformador. Isso ocorre porque as correntes harmônicas são introduzidas no carregamento do transformador, aumentando a temperatura e reduzindo sua expectativa de vida.

Na condição (c), nota-se uma redução do carregamento do transformador ocasionado pela inserção de *GD*, resultando em uma melhoria das condições de operação desse equipamento, consequentemente aumentando a expectativa de vida. Todavia, na condição (d), nota-se uma redução da expectativa de vida do transformador ocasionada pelas *DHTis*.

2.5 Perda de capital ocasionada pela redução da expectativa de vida do transformador

Os transformadores de distribuição constituem um patrimônio público utilizado nas redes elétricas, no atendimento dos consumidores, conectados em baixa tensão. O montante em dinheiro investido pelas concessionárias de distribuição na aquisição de novas unidades e na manutenção dos equipamentos em operação, retorna aos investidores por meio do recebimento da conta de energia elétrica (ANEEL, 2022b, 2022a).

Esse retorno é diluído linearmente estimando uma vida útil para cada componente. No caso do transformador de distribuição, estipula-se que a sua depreciação deve ocorrer de forma linear em 25 anos, equivalente a uma taxa anual de 4% (ANEEL, 2015).

A redução da expectativa de vida do transformador resulta na perda de patrimônio superior que a depreciação indicada pela contabilidade. Uma análise da perda patrimonial pode ser estabelecida utilizando o conceito de valor presente líquido (VPL), conforme a equação (2.14) como segue (GITMAN, 2010):

$$VPL = \sum_{n=1}^N \frac{FC_n}{(1+i)^n}, \quad (2.14)$$

Onde:

VPL é o valor presente líquido;

FC_n é o fluxo de caixa a cada unidade de tempo;

i é a taxa de juros proporcional a unidade de tempo e

N é o período de análise.

Um estudo foi realizado utilizando esses conceitos desenvolvendo simulações acerca de um transformador de distribuição, cujos valores obtidos de $V(\%)$ são apresentados na Figura 15 (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; AHN, S. U.; LIMA, S. L.; GASTALDELLO, D. S.; GIFALLI, A., 2022).

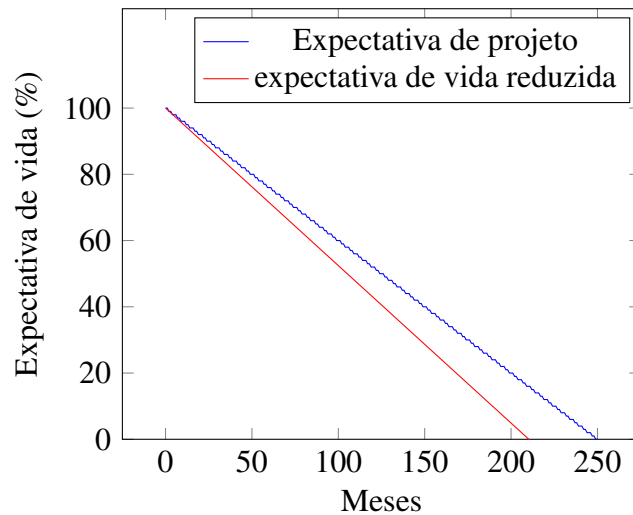


Figura 15: Redução da expectativa de vida do transformador ocasionada por DHTis.

Sob a perspectiva do referido estudo, (Figura 15) faz-se necessário lembrar que em conformidade com a norma IEEE std 57.91/2011 (IEEE, 2011), a expectativa de vida de projeto para um transformador (azul) é de 180.000 h (250 meses). Os valores obtidos apresentam uma redução da expectativa de vida de 42 meses (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; AHN, S. U.; LIMA, S.

L.; GASTALDELLO, D. S.; GIFALLI, A., 2022).

O estudo considerou um aumento na taxa de depreciação do equipamento considerando a expectativa de vida reduzida, acarretando um aumento de custo para o transformador de 25,88 % (Tabela 11) (CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; AHN, S. U.; LIMA, S. L.; GASTALDELLO, D. S.; GIFALLI, A., 2022).

Tabela 11: Valor Presente Líquido.

VPL1(\$)	-6,428,53
VPL2(\$)	-8,092,39
Diferença(\$)	-1,663,86
Aumento no custo do transformador (%)	25,88

2.6 Ferramentas para simulações de circuitos elétricos

O *OpenDSS* (*Open Distribution System SimulatorTM*) é uma ferramenta de uso aberto mantida pela empresa *EPRI* (*Electric Power Research Institute*) e vastamente utilizada no meio acadêmico (BARONI, 2020) (OLIVEIRA, 2019), para realizar simulações de redes de distribuição. Essa ferramenta foi projetada para executar aspectos do planejamento da distribuição, inserção de geração distribuída (*GD*) e análise de harmônicos (DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D., 2019).

Embora em sua concepção o *OpenDSS* foi projetado para simular uma rede de distribuição, em que geralmente se encontra uma única fonte, é possível encontrar soluções utilizando essa ferramenta em sistemas de distribuição radiais ou em malha. Pode modelar circuitos multifásicos ou simplificados de sequência positiva, tendo como padrão o modelo trifásico completo. (DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D., 2019).

Os modos de solução disponíveis são: *Snapshot*, *Daily Dutycycle* e *Monte Carlo*. Os usuários também podem escrever macros ou programas externos, como o *Python*, para conduzir os modelos de carga de alguma outra maneira (DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D., 2019).

O *OpenDSS* executa a solução do fluxo de potência de duas formas: fluxo de potência iterativo (padrão), em que elementos não lineares, como cargas e geradores distribuídos, são tratados como fontes de injeção, e solução direta, em que esses elementos são incluídos como admitâncias na matriz de admitância do sistema (DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D., 2019).

O fluxo de potência iterativo pode ser resolvido de duas formas: Normal - injeção de corrente (padrão), um método iterativo de ponto fixo relativamente simples que funciona muito

bem para quase todos os sistemas de distribuição com uma fonte fixa. É o método preferido para simulações no modo anual e outras simulações de tempo devido à sua velocidade, além de Newton, que é um algoritmo mais robusto, porém mais lento (DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D., 2019).

Além do fluxo de potência, o *OpenDSS* é uma excelente ferramenta para auxiliar na análise de fluxo harmônico. Os espectros podem ser associados aos elementos do circuito, tais como, cargas, geradores, fontes de tensão, fontes de corrente, geradores distribuídos e armazenadores de energia (DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D., 2019).

Após a execução dos cálculos, a ferramenta retorna a magnitude da tensão e da corrente em cada frequência pré-definida para cada elemento do circuito ou o usuário pode alocar monitores em pontos de interesse, sendo que, nesse caso, os mesmos resultados são retornados para o ponto definido pelo usuário (DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D., 2019).

Para usuários que desejam obter resultados que não são fornecidos diretamente pelo *OpenDSS*, a ferramenta permite o acesso via interfase *COM* (*Component Object Model*), implementado a partir de uma *DLL* (*Dynamic Link Library*). Isso permite que o *OpenDSS* seja controlado por algumas outras plataformas, tais como *VBA*, *MatLab* e *Python* (DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D., 2019).

Muitos usuários utilizam a linguagem *Python* pelas facilidades oferecidas no desenvolvimento e pelo custo gratuito na aquisição da ferramenta. O *PyCharm* é uma *Python IDE* (do inglês “*Integrated Development Environment*”). Em outras palavras, é um ambiente de desenvolvimento integrado que facilita o desenvolvimento de códigos *Python*, fornecendo assistência inteligente para uma verificação instantânea de erros e correções (JETBRAINS, 2023).

O *PyCharm* utiliza bibliotecas na realização das tarefas. A biblioteca *py-dss-interface* é um pacote *Python* que fornece uma interface para a versão oficial do *OpenDSS*. Esse pacote pode ser particularmente útil para automatizar tarefas, realizar simulações e analisar resultados. O pacote fornece uma variedade de funcionalidades, tais como (RADATZ, 2023):

Capítulo 3

DIRETRIZES METODOLÓGICAS

Este capítulo descreve o caminho metodológico percorrido neste trabalho visando alcançar os objetivos traçados. Nele estão descritos os modelos utilizados para a estimativa das perdas, da temperatura no ponto mais quente do enrolamento, da expectativa de vida do transformador e do custo do capital associado a essa expectativa.

As análises foram realizadas por meio de simulações considerando uma inserção de geração distribuída fotovoltaica (*MMGD*) em uma rede de distribuição de baixa tensão utilizando as ferramentas *PyCharm* e *OpenDSS* considerando um ciclo de carga de 24 horas.

As seções a seguir descrevem os modelos utilizados neste trabalho.

3.1 Modelagem do circuito elétrico

Este capítulo tem por objetivo descrever as componentes de um circuito elétrico utilizado nas simulações. Optou-se por um circuito reduzido para obter os benefícios das simplificações, nesse caso, para avaliar o transformador de distribuição, esse circuito reduzido traz consigo todas conexões que interferem na sua operação, conforme observa-se na Figura 16.

Como já observado, utilizou-se a ferramenta *OpenDSS* para modelagem do circuito elétrico a ser analisado. Os parâmetros utilizados nesse circuito, que representa a rede elétrica de distribuição, serão apresentados ao longo desta seção.

Como ponto de partida, utiliza-se a barra **PCC**. Essa barra é alimentada a montante por uma fonte de tensão (**rede de distribuição de 13,8 kV**). Os parâmetros dessa fonte estão detalhados na Tabela 12.

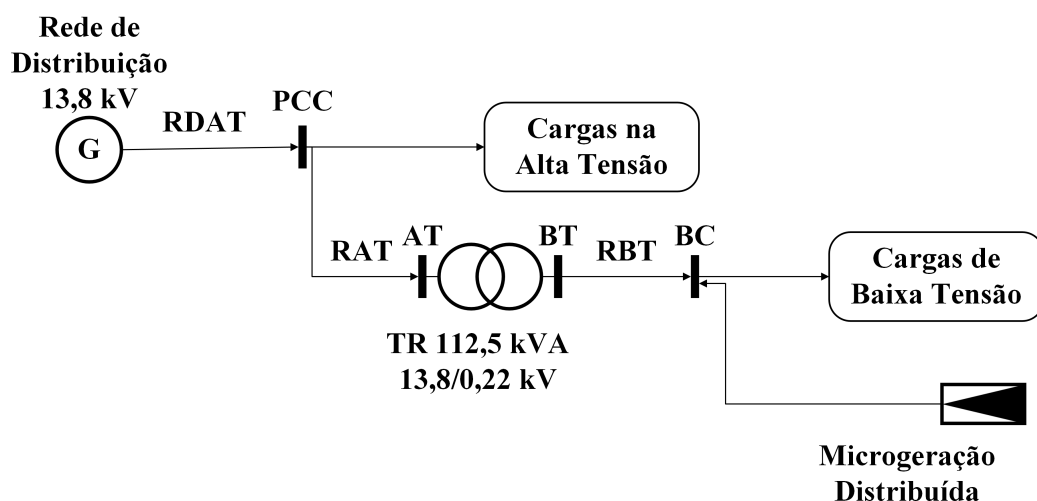


Figura 16: Circuito Elétrico Reduzido.

Tabela 12: Parâmetros da Rede de Distribuição.

Tensão de Linha (kV)	Potência de curto-circuito trifásico (MVA)	Potência de curto-circuito monofásico (MVA)
13,8	50	60

A barra **PCC** representa um ponto genérico da rede de distribuição de média tensão (**RDAT**) em que ocorre a conexão do transformador de distribuição. Com o objetivo de modelar as características físicas desse ponto, utilizaram-se os parâmetros do condutor 336,4 MCM por ser apropriado para esse caso. Os parâmetros utilizados para tal fim são apresentados da Tabela 13 (CPFL, 2018).

Tabela 13: Parâmetros do cabo 336,4 MCM utilizado na rede de distribuição de média tensão (CPFL, 2018).

Seção (MCM)	Corrente (A)	R_1 (Ω/km)	X_1 (Ω/km)	R_0 (Ω/km)	X_0 (Ω/km)
336,4	420	0.1855	0.3874	0.5953	1.4542

O conglomerado das cargas a jusante da barra **PCC** está representado em "**Cargas na Alta Tensão**", enquanto o comportamento dessas cargas no período de estudo está apresentado na Figura 17.

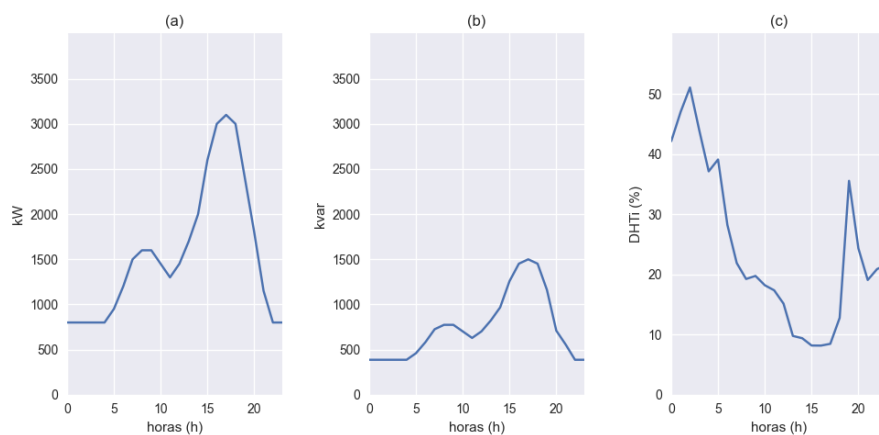


Figura 17: Potência e Distorção Harmônica das Cargas na Alta Tensão.

Acompanhando a representação do circuito elétrico da Figura 16, ocorre uma ramificação na barra **PCC** denominada ramal de alta tensão (**RAT**). Com o objetivo de modelar as características físicas desse ponto, utilizaram-se os parâmetros do condutor 2 CA. Os parâmetros utilizados para esse fim são apresentados na Tabela 14 (CPFL, 2018).

Tabela 14: Parâmetros do cabo 2 CA utilizado na rede de distribuição de média tensão (CPFL, 2018).

Seção (CA)	Corrente (A)	R_1 (Ω/km)	X_1 (Ω/km)	R_0 (Ω/km)	X_0 (Ω/km)
2	151	0.9387	0.4527	1.3485	1.5195

O ramal de alta tensão (**RAT**), está conectado aos terminais de alta tensão (barra **AT**) de um transformador de distribuição de 112,5 kVA, representado como **TR 112,5 kV 13,8/0,22 kV**, cujas características encontram-se apresentadas na Tabela 15.

Tabela 15: Parâmetros do Transformador de Distribuição.

Potência Nominal	112,5 kVA
Tipo de ligação	Delta/Estrela
Tap	13,8 kV
Perdas a vazio	0,35%
Perdas em carga	1,7%
Corrente de magnetização	2,5%

Observando o lado de baixa tensão do transformador de distribuição, obtém-se a barra **BT**, que conecta uma rede de distribuição de baixa tensão (**RBT**) Com o objetivo de modelar as ca-

racterísticas físicas desse ponto, utilizaram-se os parâmetros do condutor isolado multiplexado classe 0,6 / 1 kV de 120 mm^2 na fase e 70 mm^2 no neutro. Os parâmetros utilizados para esse fim são apresentados na Tabela 16 (CPFL, 2018).

Tabela 16: Parâmetros do cabo isolado multiplexado 120 mm^2 na fase e 70 mm^2 no neutro (CPFL, 2018).

Seção (mm^2)	Corrente (A)	R_1 (Ω/km)	X_1 (Ω/km)	R_0 (Ω/km)	X_0 (Ω/km)
120 (fase)	311	0.324	0.0911	1.3560	0.9618
70 (neutro)					

Esse ramo termina na barra de carga (**BC**), que conecta as cargas em baixa tensão (**Cargas na BT**), cujas características estão apresentadas na Figura 18.

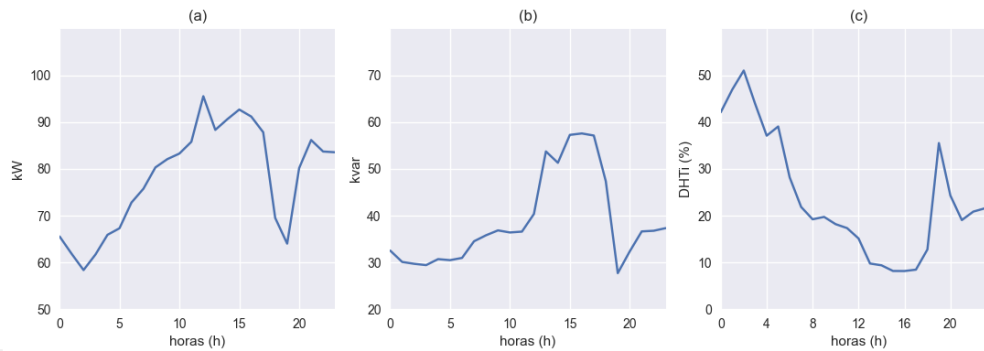


Figura 18: Potência e Distorção Harmônica das Cargas na Baixa Tensão.

Em um segundo ramo conectado à barra **BC** encontra-se um gerador fotovoltaico distribuído (**Microgeração distribuída**). Considerou-se a inserção de GD ocorrendo nos seguintes valores (kW_p): 20, 40, 60, 80, 100, 120, 140, 160, 180, 200, 220, e 240. As variáveis que influenciam a GD estão apresentadas na Figura 19. A Figura 20 (seção 3.2) representa com maiores detalhes as operações realizadas nesse processo.

Espera-se encontrar com a variação da inserção de *GD* um ponto de máximo desempenho do transformador de distribuição. Para esse caso, realizou-se um estudo mais profundo das condições de operação do transformador para o caso único da inserção que melhor coopere com o sistema elétrico. Na seção 3.2, encontram-se a Figura 21, que representa em detalhes as operações realizadas nesse último processo.

Ao final, realizou-se um estudo da perda de patrimônio considerando a redução da expectativa de vida ocasionada pela inserção de *GD*. Para avaliação dos resultados, utilizou-se o

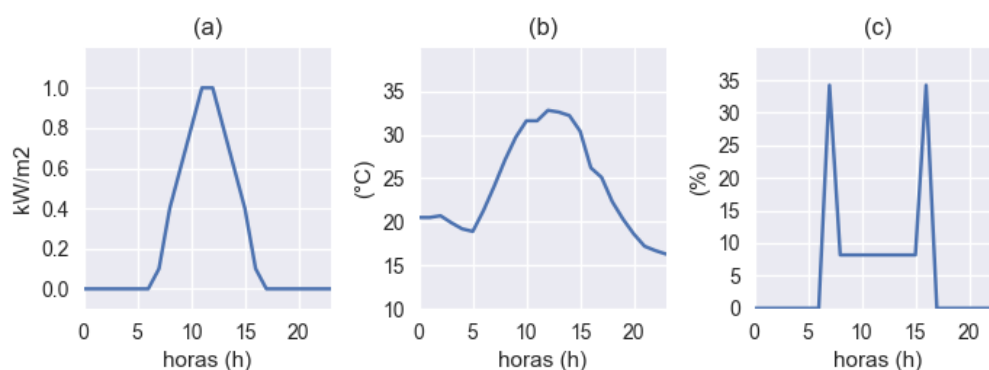


Figura 19: (a) irradiância (kW/m^2), (b) temperatura ambiente ($^{\circ}C$) e (c) distorção harmônica total de corrente (%).

conceito do *VPL* (equação 2.14) considerando a taxa anual de depreciação como fluxo de caixa e o valor de 4,18 %, que é o valor do IPCA acumulado para abril, como custo do capital investido, e um valor simbólico do transformador de distribuição trifásico de 112,5 kVA de R\$ 50.000,00. Essa análise foi realizada observando um horizonte de 20 anos (ABNT, 2017a; IEEE, 2011).

3.2 Processamento

Para a realização do processamento, utilizou-se a ferramenta *Pycharm* no desenvolvimento de um código *Python* para gerenciar o fluxo de dados proveniente do *OpenDSS*, que é uma ferramenta também utilizada para resolver fluxos de potência e fluxos harmônicos. Neste estudo, adotou-se um ciclo de carga de 24 horas impondo uma única condição para cada hora. Para cada uma dessas condições contidas em uma hora, executou-se um fluxo de potência e um fluxo harmônico. O estudo foi dividido em duas partes, que estão representadas nas Figuras 20 e 21.

A primeira parte do processo representada na Figura 20 consiste em variar o valor da inserção de *GD*, entre 20 e 240 KW_p em intervalos de 20, conforme descrito na seção anterior, e inserir essa informação no *OpenDSS*. Em seguida, executam-se os fluxos de potência e harmônicos, obtendo os resultados de carregamento do transformador, fator de potência, tensão do lado de alta e baixa e distorções harmônicas de tensão e corrente nos lados de alta e baixa tensão. Em posse desses resultados, estima-se utilizando o *PyCharm* as perdas em carga, temperatura do enrolamento e expectativa de vida do transformador de distribuição. Ao final desse processo, será possível identificar o valor de inserção em que o desempenho do transformador seja maximizado.

A segunda parte do processo representada na Figura 21 consiste em fixar o valor da inserção

de *GD* no ponto a ser definido no processo anterior, em que o desempenho do transformador for superior, e inserir essa informação no *OpenDSS*. Em seguida, executar os fluxos de potência e harmônicos, obtendo-se os resultados de carregamento do transformador, fator de potência, tensão do lado de alta e baixa e distorções harmônicas de tensão e corrente nos lados de alta e baixa tensão. Em posse desses resultados, estimam-se utilizando o *PyCharm* as perdas em carga, temperatura do enrolamento e expectativa de vida do transformador de distribuição. Ao final desse processo, realizou-se um estudo da perda patrimonial, conforme descrito no final da seção anterior.

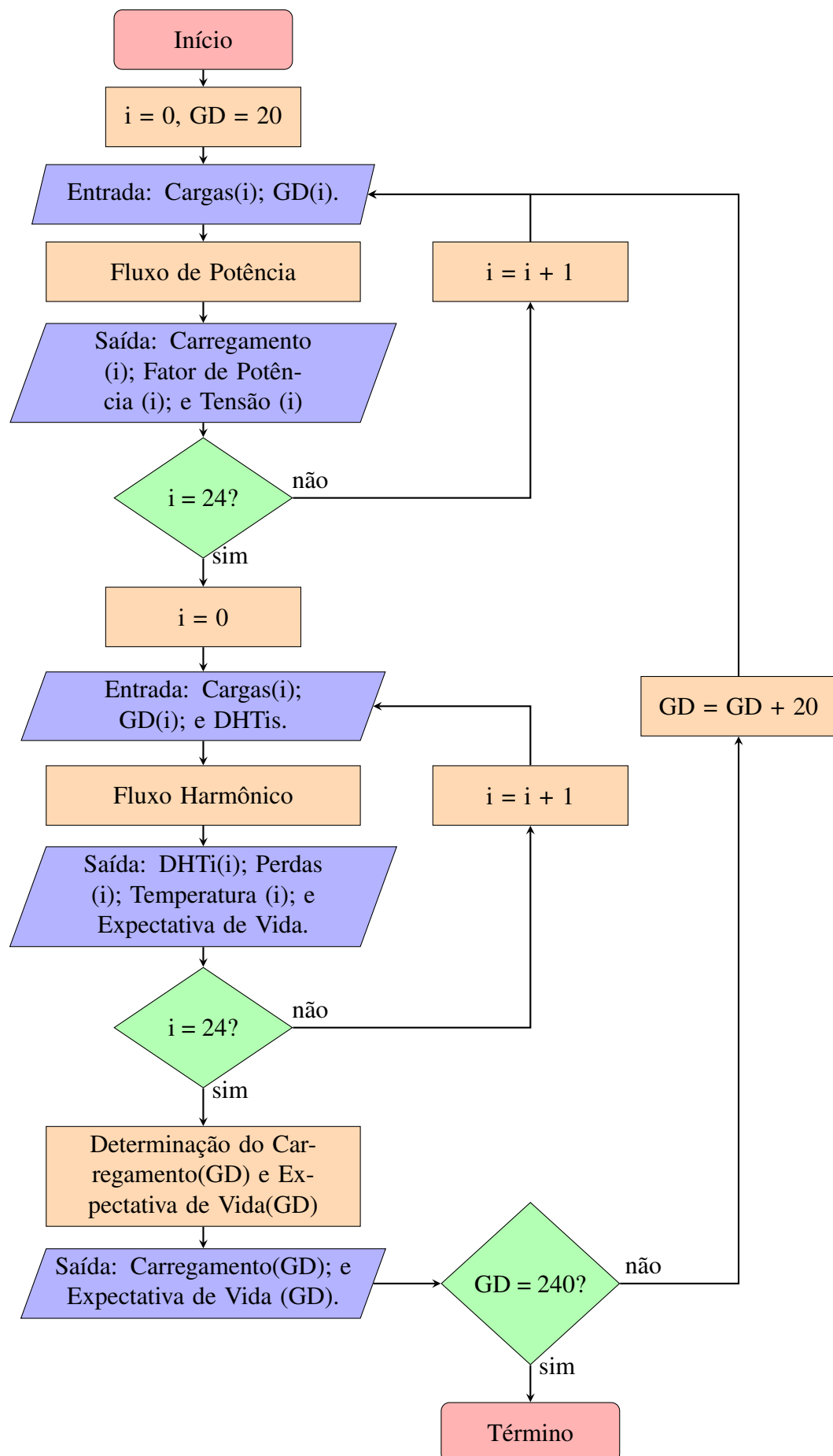


Figura 20: Processamento do desempenho do transformador em função da inserção de *GD*.

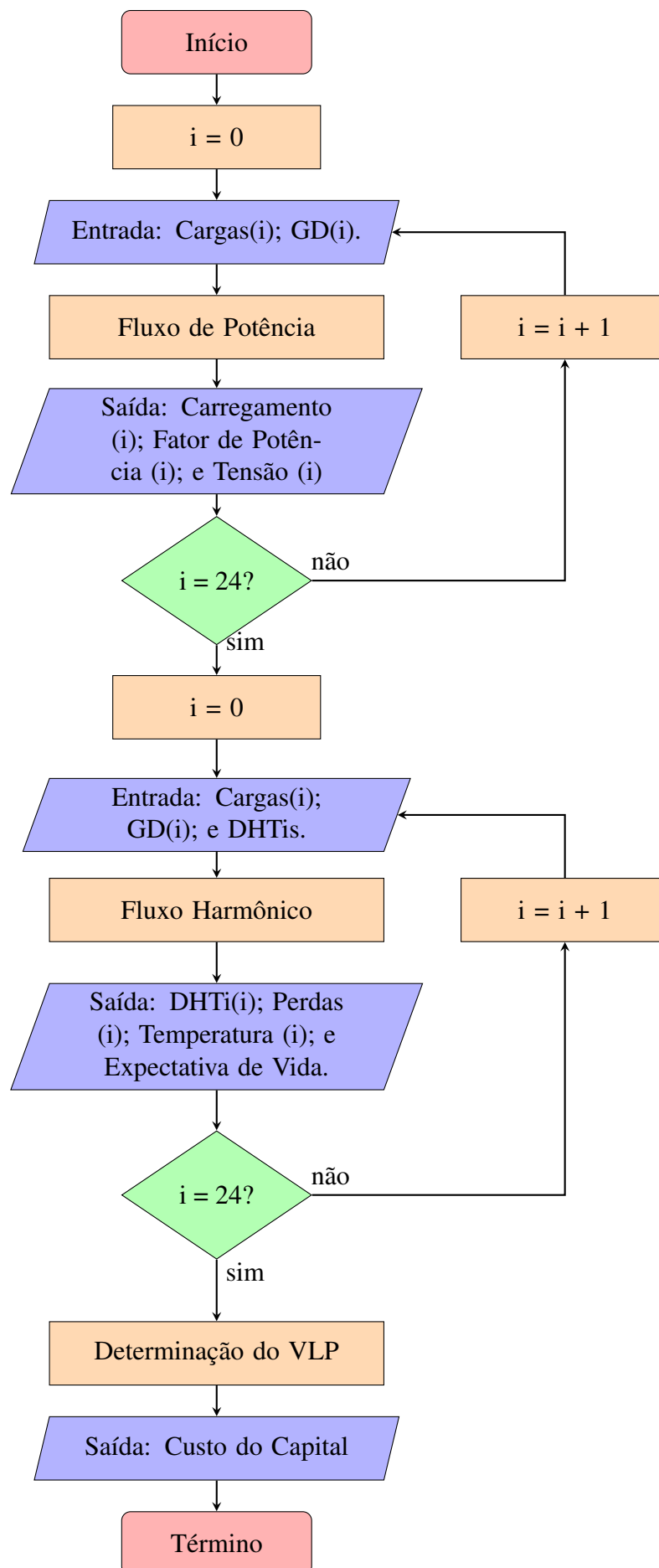


Figura 21: Processamento do desempenho do transformador frente a melhor inserção de GD.

Capítulo 4

RESULTADOS OBTIDOS

Este capítulo foi elaborado com o objetivo de explicar os resultados obtidos nas simulações, sendo subdividido em quatro seções para direcionar as discussões que surgem ao se observar as alterações no comportamento do transformador de distribuição frente à inserção de GD.

4.1 Impacto na expectativa de vida do transformador em função do aumento na inserção de *GD*

Primeiramente, analisou-se o resultado das simulações no tocante ao carregamento do transformador. Esse quesito é importante porque se espera, de maneira geral, que a inserção de GD contribua para o alívio do carregamento do sistema elétrico. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 22.

Ao se analisarem os resultados apresentados na Figura 22, observa-se que, inicialmente, o carregamento do transformador de distribuição diminui com a inserção de GD até que tal inserção alcance o valor de 140 kW. Para os valores de inserção de GD acima de 140 kW, o carregamento do transformador de distribuição volta a aumentar.

Isso ocorre porque a *GD* fornece potência ativa (*kW*) ao circuito elétrico, mas não fornece potência reativa (*kVAr*), sendo esta última fornecida integralmente pela fonte principal do circuito, passando pelo transformador de distribuição. Esse efeito torna o valor do fator de potência do transformador atípico. Isso pode ser constatado na Figura 23. Observa-se ainda que o carregamento do transformador nunca será anulado pela *GD*, motivado pelo fluxo de potência reativa.

Nesse momento, analisou-se o resultado das simulações no tocante à expectativa de vida do transformador. Esse quesito é importante porque ao passo que a inserção de GD contribui para

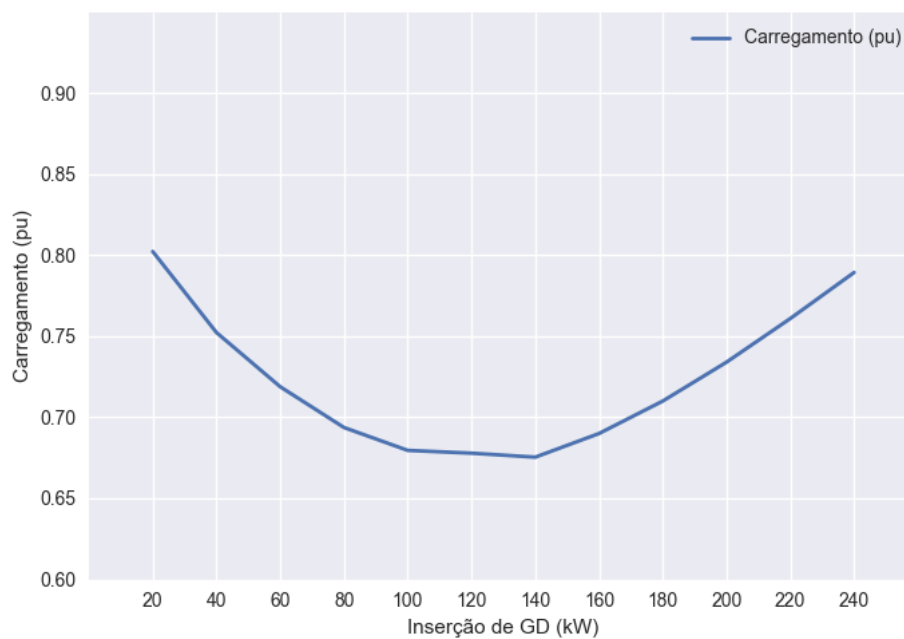


Figura 22: Variação do carregamento (pu) em função da Inserção de GD.

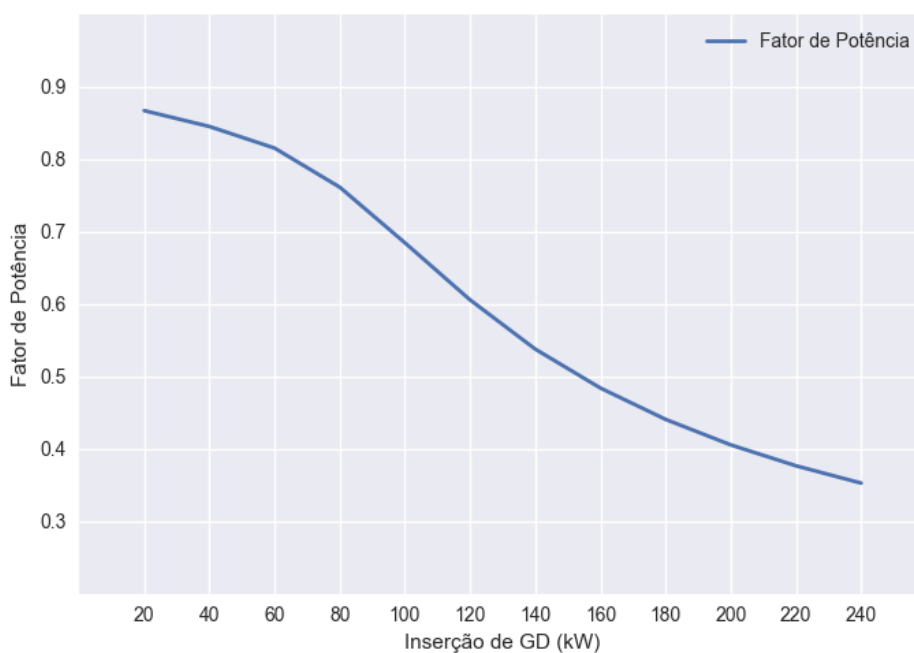


Figura 23: Variação do fator de potência em função da inserção de GD.

o alívio do carregamento do sistema elétrico, espera-se que ocorra o aumento da expectativa de vida desses equipamentos. Os resultados obtidos estão apresentados na Figura 24.

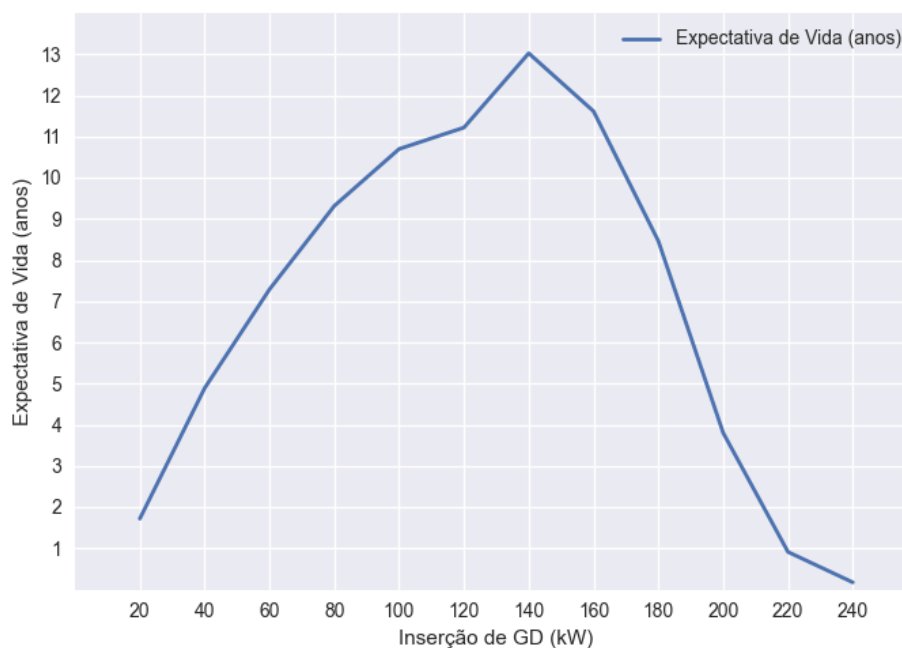


Figura 24: Expectativa de Vida (anos).

Ao se analisar a Figura 24, observa-se que a inserção de *GD*, inicialmente, aumenta a expectativa de vida do transformador de distribuição. Isso ocorre porque, de acordo com a Figura 22, o carregamento do transformador diminui nesse momento da inserção. A expectativa de vida atinge o valor máximo quando a inserção de *GD* chega a 140 kW. Nesse momento, é importante salientar que o fluxo de potência ativa (kW) no transformador é mínimo.

4.2 Impactos da inserção de *GD* de 140 kW na operação do transformador

Na seção anterior (Figura 24), constatou-se que a inserção de *GD* de 140 kW é a que oferece menor impacto na expectativa de vida do transformador de distribuição. Nessa seção, apresentam-se os resultados obtidos referentes à inserção de *GD* de 140 kW na operação do transformador. Nesse sentido, apresenta-se o comportamento do carregamento (*pu*) do transformador de distribuição obtido nas simulações (Figura 25).

Nota-se nessa figura, (Figura 25) em primeiro lugar, a representação do limite de carregamento (*pu*) do transformador (linha tracejada e vermelha). Em segundo lugar, uma curva de carregamento sem a *GD* (*pu*) (azul tracejada com pontos), que demonstra o ciclo de carga histórico do transformador de distribuição antes da inserção de *GD*. Por último, a curva de carregamento do transformador em (*pu*) com a inserção de *GD*. A análise dessa curva pode ser

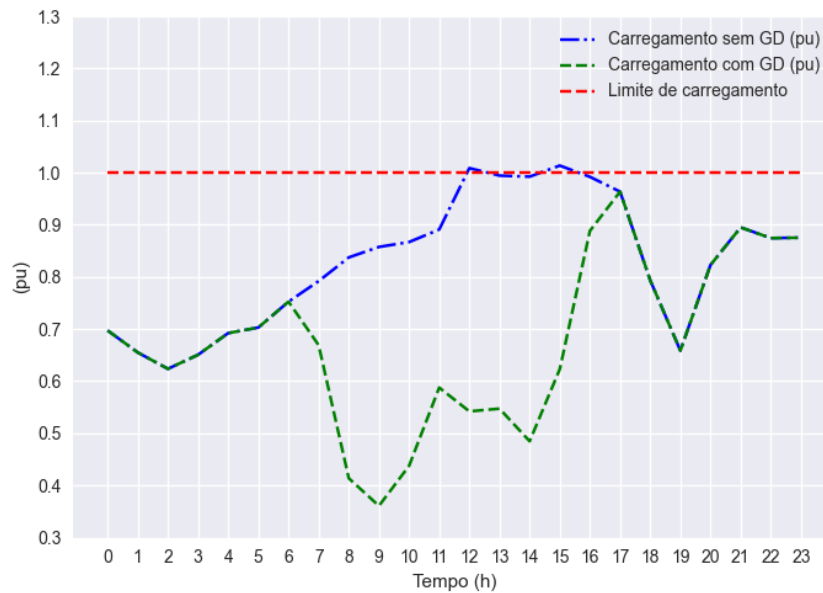


Figura 25: Carregamento (pu).

feita em diferentes momentos. No primeiro momento, observa-se para essa curva uma queda no carregamento no período compreendido entre das 06h00 e às 09h00. Essa queda é motivada pela inserção de *GD* que assume o fornecimento de potência ativa (*kW*) na baixa tensão do transformador. No segundo momento, que compreende o período das 09h00 às 11h00, observa-se que o carregamento inverte o sentido e apresenta um aumento motivado pela reversão do fluxo de potência ativa (*kW*) no transformador. Um terceiro momento é observado no período entre às 11h00 e 14h00, quando o carregamento volta a cair. Essa segunda queda é motivada pelo aumento da carga na baixa tensão, fato que pode ser constatado na Figura 18. Nesse caso, o aumento da carga absorveu o fornecimento de potência ativa (*kW*) da *GD*, aliviando o carregamento do transformador. Por último, observa-se o período entre às 14h00 e às 17h00, quando o carregamento volta a aumentar motivado pela queda da irradiação solar no final da tarde, em conformidade com os parâmetros estabelecidos na Figura 19(a), e consecutiva queda no fornecimento de potência ativa (*kW*) da *GD*.

Outro aspecto importante a ser estudado é o fator de potência. A Figura 26 representa os resultados obtidos a partir desse aspecto.

Essa figura mostra o fator de potência sem *GD* (tracejado azul) com um comportamento dentro da normalidade, permanecendo entre 0,8 e 1, indutivo. Por outro lado, ao se observar o resultado do fator de potência com *GD* (tracejado verde), constata-se que o seu comportamento é fortemente influenciado pela *GD*, tanto no atendimento das cargas quanto na inversão de fluxo de potência, obtendo valores discrepantes em todo o período da inserção de *GD*, entre às 06h00

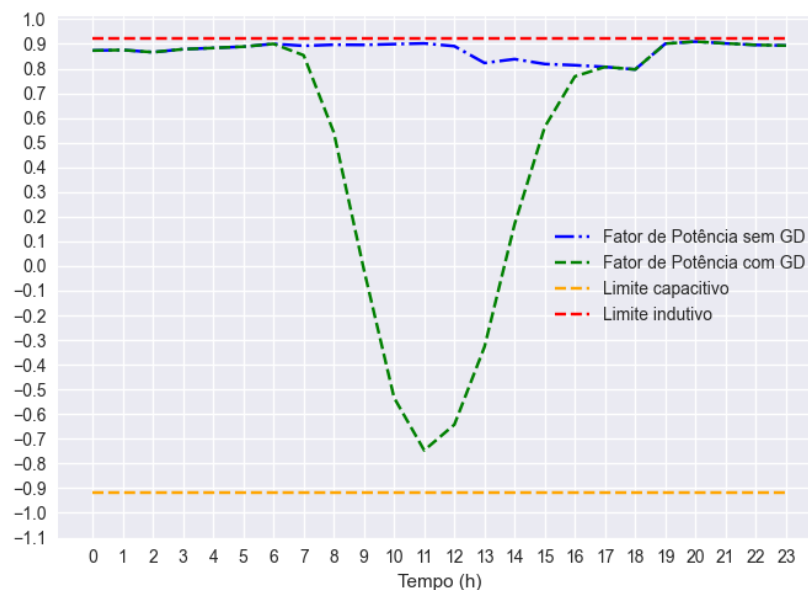


Figura 26: Fator de potência no lado de baixa tensão do transformador.

e às 17h00, inclusive obtendo valores negativos no período das 09h00 às 13h00.

4.3 Impactos da GD de 140 kW na qualidade do fornecimento de energia elétrica

Esta seção tem o objetivo de apresentar os resultados obtidos dos impactos da inserção de *GD* na qualidade do fornecimento de energia elétrica. Um aspecto importante da qualidade do fornecimento é a tensão de fornecimento. Em um estudo de caso envolvendo um transformador de distribuição, é importante que a avaliação seja feita em ambos os lados desse equipamento, em baixa e alta tensões. Apresentam-se nesse momento os resultados obtidos do perfil de tensão na baixa tensão do transformador durante o período do ciclo de carga (Figura 27) .

Observando em detalhes a Figura 27 mostrando o resultado da tensão na baixa tensão do transformador (sem *GD*) (linha azul). Consta-se que esse resultado se encontra dentro do esperado, entre os limites de valores máximos e mínimos (ANEEL, 2018). Em contrapartida, ao se observar o resultado de tensão na baixa tensão do transformador (com *GD*) (linha verde), há uma elevação no perfil de tensão no período das 06h00 e às 17h00, ocasionado pela inserção de *GD* . Esse resultado não ultrapassa os limites.

Outro parâmetro importante é observado na Figura 28, que representa o comportamento do perfil de tensão no lado de alta tensão do transformador de distribuição.

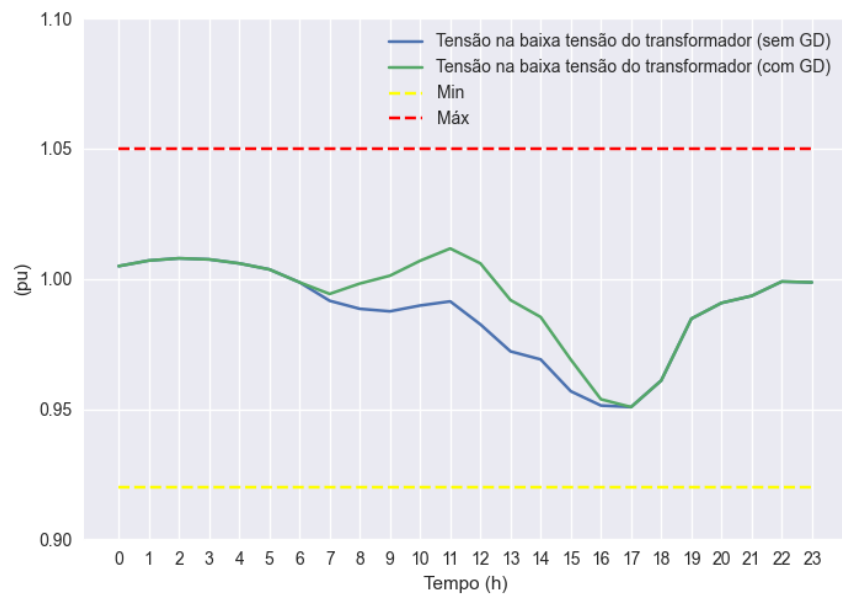


Figura 27: Perfil de tensão na baixa tensão do transformador (*pu*).

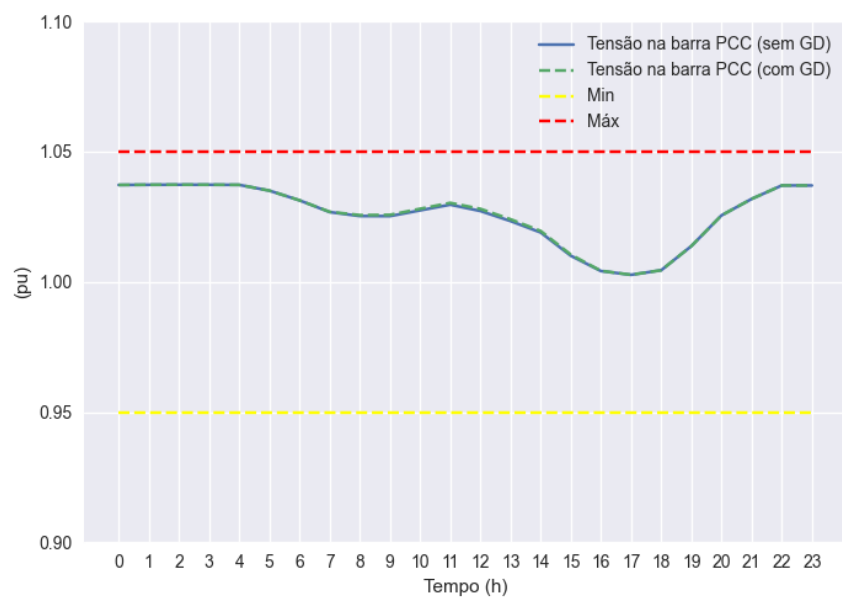


Figura 28: Nível de tensão na alta tensão do transformador (*pu*).

Observando esse resultado, (Figura 28), que se refere ao perfil de tensão na alta tensão do transformador (sem *GD*) (linha azul), constata-se que se encontra dentro do esperado, entre os limites de valores máximos e mínimos. O mesmo comportamento se constata para o resultado do perfil de tensão na alta tensão do transformador (com *GD*) (linha verde). Nota-se, nesse caso, que não houve impacto ocasionado pela inserção de *GD*.

A seguir, realizou-se um análise no impacto da inserção de *GD* na distorção harmônica de corrente (*DHTis*) na baixa tensão do transformador. Esse resultado pode ser apreciado na Figura 29.

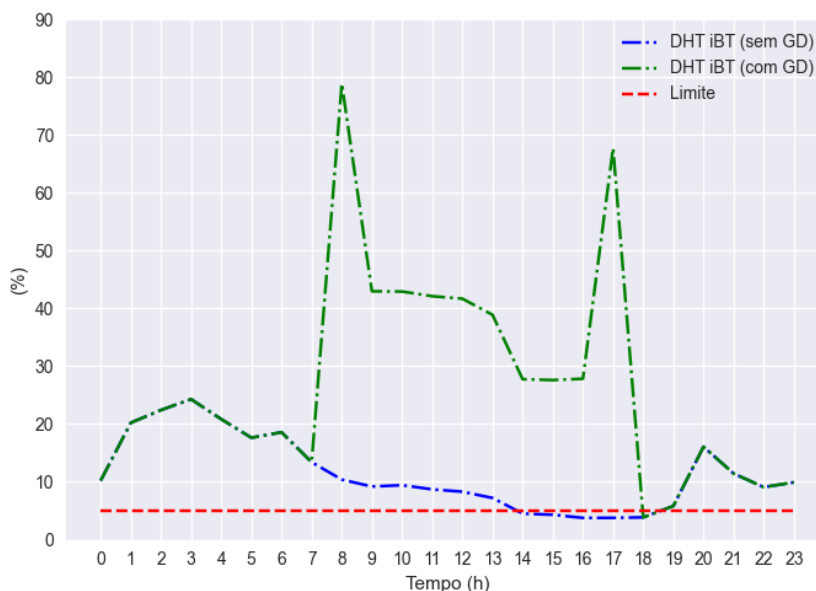


Figura 29: Impacto nos níveis de distorção harmônica total de corrente na baixa tensão do transformador.

O resultado da distorção harmônica de corrente (*DHTiBT – semGD*) (azul tracejado) representa os valores obtidos antes da inserção de *GD*, já o resultado da distorção harmônica de corrente (*DHTiBT – comGD*) (verde tracejado) representa os valores obtidos após a inserção de *GD*. Dessa forma, Verifica-se o impacto da inserção de *GD* na distorção harmônica de corrente, constatando-se um aumento significativo nesse quesito. Ambos os resultados permanecem acima dos limites estabelecidos (IEEE, 2014).

Dando continuidade às análises, apresenta-se o resultado da distorção harmônica de tensão (*DHTvs*) na baixa tensão do transformador (Figura 30).

O resultado da distorção harmônica de tensão (*DHTvBT – semGD*) (azul tracejado) representa os valores obtidos antes da inserção de *GD*, já o resultado da distorção harmônica de tensão (*DHTvBT – comGD*) (verde tracejado) representa os valores obtidos após a inserção de *GD*. Observa-se nesse caso que os resultados da distorção harmônica de tensão com *GD* é superior ao resultado obtido sem a *GD*. No entanto, o limite de 5% é ultrapassado às 08h00 e às 17h00, sendo que o restante do período essa grandeza permanece menor que o limite.

No entanto, não se identifica esse padrão no lado de alta tensão do transformador de distri-

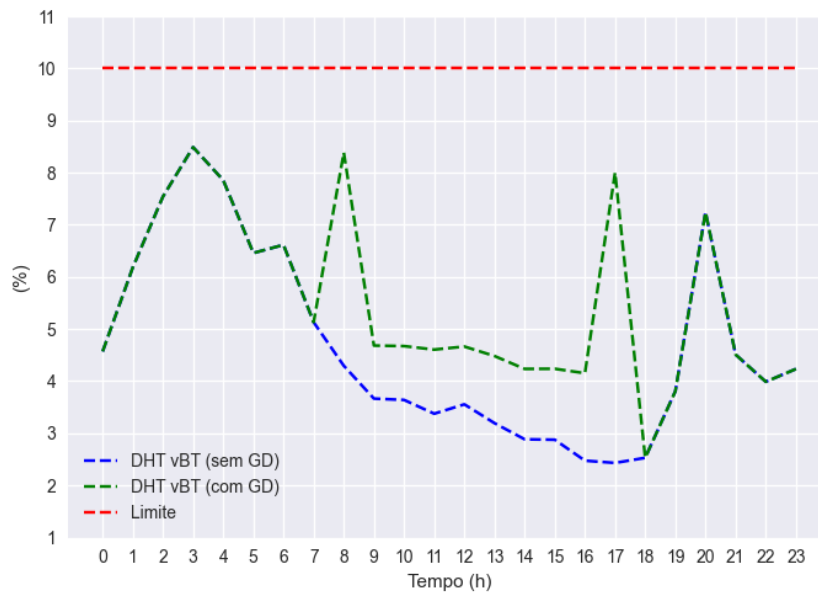


Figura 30: Distorção harmônica total de tensão na baixa tensão do transformador (%).

buição ao analisar a Figura 31, que demonstra o comportamento da distorção harmônica total de tensão no lado de alta tensão do transformador.

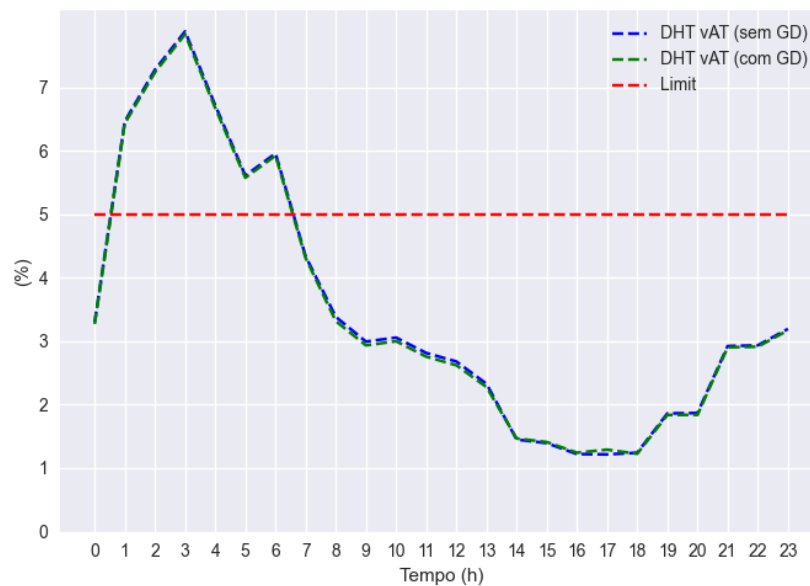


Figura 31: Distorção harmônica total de tensão na alta tensão do transformador (%).

Nesse caso (Figura 31), não se observam alterações no comportamento das distorções harmônicas totais de tensão (DHT_v).

4.4 Impactos da inserção de GD de 140 kW na expectativa de vida do transformador

Em consonância com os resultados já apresentados, a inserção de *GD* pode ocasionar um aumento nos níveis de distorção harmônica em determinados pontos da rede. Dando sequência às análises, nesse momento, observam-se as perdas de potência em carga do transformador de distribuição. Nesse sentido, a Figura 32 apresenta o comportamento das perdas em carga considerando apenas o carregamento do transformador, não considerando nesse momento o possível aumento das perdas em carga ocasionadas pelas *DHTis*.

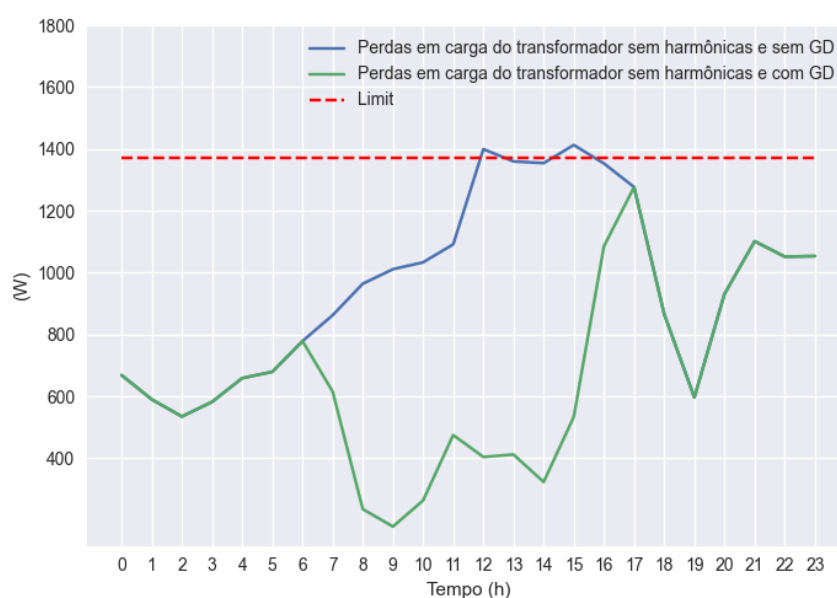


Figura 32: Impacto da inserção de GD de 140 kW nas perdas em carga do transformador de distribuição sem distorções harmônicas (W).

Observa-se que (Figura 32), o comportamento das perdas em carga segue o comportamento do carregamento do transformador (Figura 25), permanecendo assim abaixo do limite de perdas do transformador, conforme pode ser observado na Figura 32, linha vermelha tracejada.

No entanto, ao se considerarem as *DHTis* no cálculo das perdas em carga, constata-se uma ampla diferença entre os resultados. As perdas em carga do transformador de distribuição (W) considerando as *DHTis* estão apresentadas na Figura 33.

Primeiramente, ao realizar a análise dessa figura, nota-se um aumento das perdas em carga ao se considerarem as *DHTis*. Os resultados das perdas em carga do transformador com harmônicos e sem *GD* se encontram representados na Figura 33 - linha azul. Nota-se que esse resultado apresenta um comportamento superior ao limite de perda em carga do transformador (Fi-

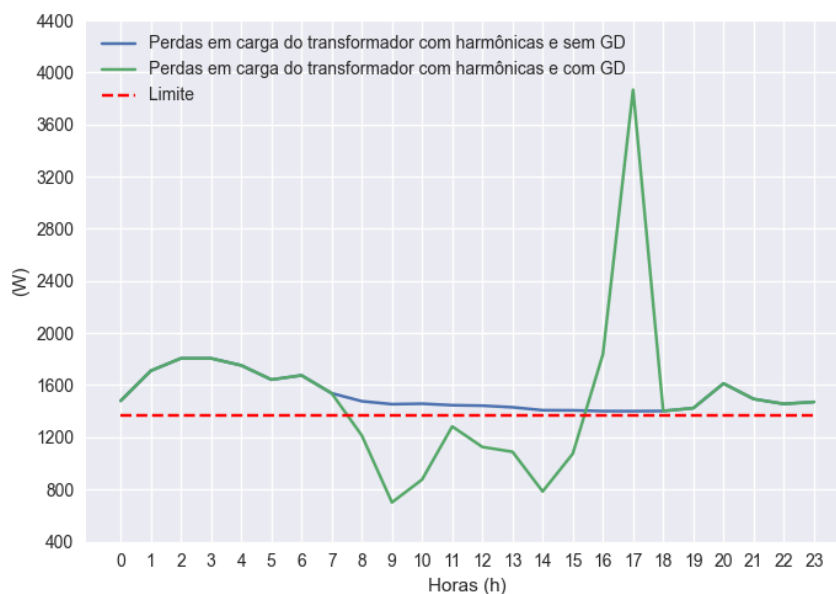


Figura 33: Impacto da inserção de GD nas perdas em carga do transformador de distribuição (W) considerando as DHTis.

gura 33 - vermelho tracejado). Se por um lado, ao se observar o resultado das perdas em carga do transformador sem harmônicas e sem GD (Figura 32 - linha azul), constatamos um comportamento semelhante ao carregamento, por outro lado, ao se observar o resultado das perdas em carga do transformador com harmônicas e com GD (Figura 33 - linha azul), constata-se um comportamento mais aproximado do perfil de DHTis (Figura 29 - azul tracejado).

Em um segundo momento, observa-se o resultado das perdas em carga do transformador com harmônicas e com GD (Figura 33 - linha verde), constatando-se que o período de influência da inserção de GD ocorre entre às 08h00 e às 17h00, enquanto no período das 08h00 às 15h00, essas perdas ficam inferiores ao limite de perda em carga do transformador (Figura 33 - vermelho tracejado). Porém, nos horários das 16h00 às 17h00, ocorre um aumento expressivo dessas perdas. Encerrando a análise da Figura 33 nos períodos das 00h00 às 07h00 e das 18h00 às 23h00, os resultados sem GD (Figura 33 - linha azul) e com GD (Figura 33 - linha verde) são sobrepostos.

Mediante os resultados apresentados na última figura, a estimativa do impacto desses valores no comportamento da temperatura do transformador merece especial atenção. Nesse sentido, apresenta-se a influência da inserção de GD na temperatura do enrolamento do transformador em carga (Figura 34).

Inicialmente, observa-se o resultado da máxima temperatura do enrolamento sem a inserção

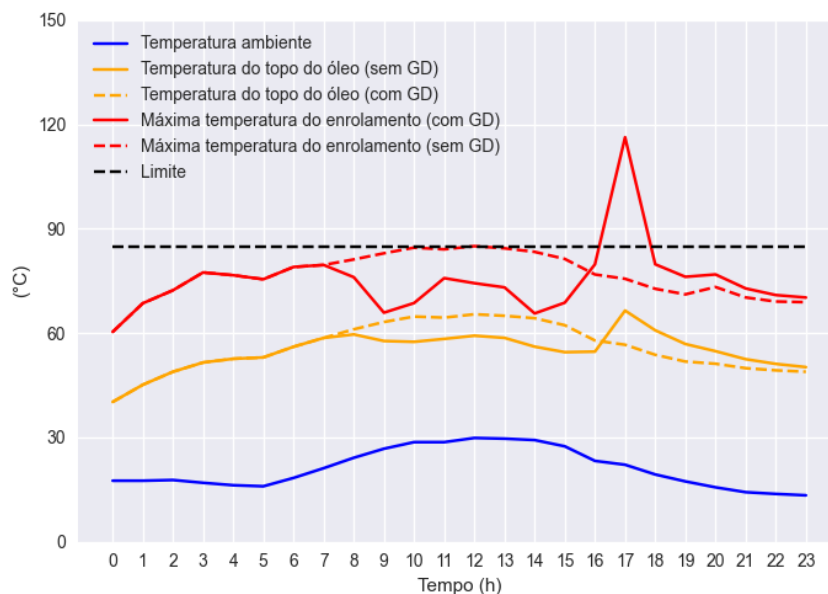


Figura 34: Influência da inserção de GD na temperatura do enrolamento do transformador em carga ($^{\circ}\text{C}$).

de GD (vermelho - tracejado), constatando-se que esse resultado foi influenciado por alguns fatores, os quais descreveremos a seguir. Portanto, destacamos a temperatura ambiente, que exerce influência sobre o resultado da máxima temperatura do enrolamento sem a inserção de GD (vermelho - tracejado), no período entre às 09h00 e às 16h00, ambas as curvas apresentam comportamentos semelhantes. No entanto, em outros períodos isso não ocorre, no caso do período entre 0h00 e às 06h00, o comportamento da máxima temperatura do enrolamento sem a inserção de GD (vermelho - tracejado) se assemelha com o resultado da distorção harmônica de corrente (*DHTiBT – semGD*) (azul tracejado) (Figura 29). Voltando o olhar ao resultado da máxima temperatura do enrolamento com a inserção de GD (vermelho), percebe-se a influência da inserção de GD a partir das 07h00. Entre às 07h00 e às 16h00, constata-se uma redução dessa temperatura com um comportamento semelhante ao das perdas em carga (Figura 33).

Em um segundo momento, observa-se o resultado da temperatura do topo do óleo sem a inserção de GD (laranja - tracejado), constatando-se, de forma semelhante ao parágrafo acima, que esse resultado também foi influenciado pela temperatura ambiente (linha azul), pois no período entre às 09h00 e às 16h00, ambas as curvas apresentam comportamentos parecidos. Com relação ao resultado da temperatura do topo do óleo com a inserção de GD, houve um comportamento semelhante ao do resultado da máxima temperatura do enrolamento com a inserção de GD (vermelho), o que sugere que nesse caso a temperatura do topo do óleo está relacionada à temperatura do enrolamento do transformador.

Sabendo-se que o aumento da temperatura nos enrolamentos do transformador diminui a expectativa de vida do transformador, realizou-se uma análise nesse sentido, cujo os resultados estão na Tabela 17.

Tabela 17: Expectativa de vida do transformador

Parâmetro	Sem GD	Com GD - 140 kW
Carregamento (pu)	0,83	0,68
Temperatura máxima do enrolamento ($^{\circ}C$)	85,01	116,32
Expectativa de vida ($anos$)	56,47	13,00

A tabela (Tabela 17) apresenta uma síntese dos parâmetros a serem observados na avaliação da expectativa de vida do transformador. Utilizando-se da síntese, observamos que o carregamento diminui com a inserção de GD de 140 kW, o que contribui para a expectativa de vida do transformador, porém, a temperatura máxima do enrolamento ($^{\circ}C$) aumenta em função das distorções harmônicas encontradas no lado de baixa tensão do transformador durante as simulações. Por esse motivo, a expectativa de vida do transformador é reduzida de 56,47 anos para 13 anos em função da inserção de GD.

Ao se obter essa redução significativa na expectativa de vida do transformador, realizou-se uma análise patrimonial observando uma depreciação desse equipamento, conforme a Tabela 18, mostrando os resultados obtidos.

Analizando-se os resultados representados na Tabela 18, observa-se que os resultados foram divididos nas seguintes três colunas: "Sem GD", "Carga Nominal" e "Com GD". Em análise do primeiro ("Sem GD"), recorda-se que o transformador de distribuição em estudo possui expectativa de vida de 56,47 anos sem a inserção de GD, que equivale a uma taxa de depreciação anual de 1,77 %, resultando em um VPL de \$ 12.316,81. Voltando o olhar ao segundo ("Carga Nominal"), recorda-se que o transformador de distribuição possui uma expectativa de vida de 150.000,00 horas (17,36 anos) a plena carga (ABNT, 2017a), o que equivale a uma taxa de depreciação anual de 5,76 %, resultando em um VPL de \$ 40.081,84. Por fim, observando-se o último resultado ("Com GD"), recorda-se que o transformador de distribuição em estudo possui uma expectativa de vida de 13,00 anos com a inserção de GD de 140 kW_p, o que equivale a uma taxa de depreciação anual de 7,69 %, resultando em um VPL de \$ 53.512,04.

Os resultados obtidos sugerem que o resultado do VPL com a inserção de GD (VPL_{cga}) é de 334,46 % superior em relação ao VPL sem a inserção de GD (VPL_{sgd}), e 33,51 % superior em relação ao VPL carga nominal (VPL_n).

Tabela 18: Valor presente líquido

	Sem GD			Carga Nominal			Com GD		
Ano	Depreciação	Taxa de Depreciação	VPL_sgd	Depreciação	Taxa de Depreciação	VPLn	Depreciação	Taxa de Depreciação	VPL_cgd
0	50.000,00			50.000,00			50.000,00		
1	49.115,00	885,00	849,49	47.120,00	2.880,00	2.764,45	46.155,00	3.845,00	3.690,73
2	48.230,00	885,00	815,41	44.240,00	2.880,00	2.653,53	42.310,00	3.845,00	3.542,65
3	47.345,00	885,00	782,69	41.360,00	2.880,00	2.547,06	38.465,00	3.845,00	3.400,50
4	46.460,00	885,00	751,29	38.480,00	2.880,00	2.444,87	34.620,00	3.845,00	3.264,07
5	45.575,00	885,00	721,14	35.600,00	2.880,00	2.346,77	30.775,00	3.845,00	3.133,10
6	44.690,00	885,00	692,21	32.720,00	2.880,00	2.252,61	26.930,00	3.845,00	3.007,39
7	43.805,00	885,00	664,44	29.840,00	2.880,00	2.162,23	23.085,00	3.845,00	2.886,73
8	42.920,00	885,00	637,78	26.960,00	2.880,00	2.075,48	19.240,00	3.845,00	2.770,90
9	42.035,00	885,00	612,19	24.080,00	2.880,00	1.992,20	15.395,00	3.845,00	2.659,73
10	41.150,00	885,00	587,62	21.200,00	2.880,00	1.912,27	11.550,00	3.845,00	2.553,01
11	40.265,00	885,00	564,05	18.320,00	2.880,00	1.835,54	7.705,00	3.845,00	2.450,58
12	39.380,00	885,00	541,42	15.440,00	2.880,00	1.761,90	3.860,00	3.845,00	2.352,25
13	38.495,00	885,00	519,69	12.560,00	2.880,00	1.691,20	15,00	3.845,00	2.257,87
14	37.610,00	885,00	498,84	9.680,00	2.880,00	1.623,35	-3.830,00	3.845,00	2.167,28
15	36.725,00	885,00	478,83	6.800,00	2.880,00	1.558,21	-7.675,00	3.845,00	2.080,32
15	35.840,00	885,00	478,83	3.920,00	2.880,00	1.558,21	-11.520,00	3.845,00	2.080,32
16	34.955,00	885,00	459,61	1.040,00	2.880,00	1.495,69	-15.365,00	3.845,00	1.996,86
17	34.070,00	885,00	441,17	-1.840,00	2.880,00	1.435,68	-19.210,00	3.845,00	1.916,74
18	33.185,00	885,00	423,47	-4.720,00	2.880,00	1.378,08	-23.055,00	3.845,00	1.839,83
19	32.300,00	885,00	406,48	-7.600,00	2.880,00	1.322,79	-26.900,00	3.845,00	1.766,01
20	31.415,00	885,00	390,17	-10.480,00	2.880,00	1.269,71	-30.745,00	3.845,00	1.695,15
Total			12.316,81				40.081,84	53.512,04	
Percentual em relação a Depr. com GD			334,46%				33,51%		

Capítulo 5

DISCUSSÕES

A princípio, em muitas publicações, o conceito de inserção de *GD* está ligado a uma expectativa de alívio de carga no sistema elétrico de potência, e as metas de desenvolvimento estabelecem o aumento da matriz renovável. Nesse sentido, foram promulgadas políticas públicas que favorecem esse desenvolvimento, sem deixar de lado os números realizados da inserção de *GD*, que são cada vez melhores. Certamente, todo esse avanço é positivo para o setor elétrico em geral. Portanto, esta discussão é realizada trazendo questões pontuais importantes, não para demérito do uso das fontes renováveis, mas para auxílio na compreensão de um novo modelo de sistema elétrico capaz de se adaptar a essas mudanças.

Nas seções a seguir, são estabelecidas discussões sobre os resultados obtidos nesta pesquisa, elencando questões e caminhos para a continuidade dos estudos. Em concordância com os resultados obtidos, este capítulo foi dividido em quatro itens.

5.1 Discussões sobre a expectativa de vida do transformador em função da variação da inserção de *GD*

Esta seção se destina a discutir os resultados obtidos no item 4.1, em que é apresentada (Figura 22) a variação do carregamento (pu) em função da inserção de *GD*. Não faremos nesse momento uma análise dos resultados, visto que isso foi realizado no capítulo dos resultados. Cabe, portanto, neste parágrafo, discutir o limite de inserção de *GD* considerando a gestão dos transformadores de distribuição, haja visto que a inserção de *GD* alivia o carregamento em um primeiro momento, mas, logo em seguida, com o aumento da inserção, ocorre a reversão de fluxo de potência ativa (*kW*), fazendo com que o carregamento volte a crescer. Caso contrário, se a inserção for excessiva, no âmbito dos transformadores de distribuição, pode se iniciar um

processo de perda de vida útil, desencadeando a necessidade de investimentos a médio e a longo prazos. Caso isso ocorra, a inserção de *GD* caminhou no sentido contrário ao esperado, que seria o da postergação dos investimentos no sistema elétrico de potência.

5.2 Discussões sobre os impactos da inserção de *GD* na operação do transformador

Abre-se esta seção com discussões que surgem ao se obterem os resultados representados na Figura 22, que indicam uma necessidade de controle do crescimento da inserção de *GD* nos sistemas elétricos. Um ponto a ser discutido é o valor de potência permitido de *GD* para cada consumidor, que é de 75 kW, definindo também a categoria de micro-*GD*. Para o estudo de caso realizado neste trabalho, se apenas dois acessantes que utilizassem mini-*GDs* de 75 kW seriam suficientes para se atingir o valor de inserção em que o carregamento estaria no menor valor. Porém, se três acessantes fizerem o mesmo, o valor de inserção de *GD* pode ocasionar um aumento no carregamento do transformador. Os resultados sugerem uma revisão do valor de potência permitido para uma micro-*GD* considerando os interesses na manutenção e na operação do sistema elétrico de potência.

Outra discussão que se levanta ao se apreciarem os resultados apresentados neste trabalho se refere ao resultado representado na Figura 23, em relação ao comportamento do fator de potência na baixa tensão do transformador conforme ocorre o aumento da inserção de *GD*. Nota-se que esse parâmetro assume valores muito baixo nas simulações. Recorda-se que o fator de potência é um indicativo da eficiência energética das cargas, porém, quando se insere uma *GD* nesse circuito elétrico, o fluxo de potência se torna atípico, semelhante a um sistema em que as cargas possuem baixa eficiência, mas isso não está ocorrendo. Sugere-se nesse quesito uma revisão da forma como se define o fator de potência considerando a inserção de *GD*, com o objetivo de evitar penalidades injustas. Em algumas instalações, utiliza-se um banco de capacitores para realizar a correção do fator de potência no ponto de medição de energia, o que é uma solução bastante efetiva no quesito fator de potência. Entretanto, neste trabalho se apresentaram resultados do aumento das distorções harmônicas. Nesse caso, faz-se necessário um estudo harmônico investigando a possibilidade de ressonância nesses bancos de capacitores.

5.3 Discussões sobre os impactos da inserção de *GD* na qualidade da energia elétrica

A discussão que se coloca nesta seção permanece em torno do impacto ocasionado pela inserção de *GD* na qualidade da energia elétrica para a baixa tensão do transformador de distribuição. A Figura 29, referente aos níveis de distorção harmônica total de corrente, indica um possível fenômeno de agregação de magnitude elevada, superior às orientações descritas na NBR 5356/2014. Agora, abre-se a discussão com relação ao dimensionamento de transformador de distribuição, que deve considerar as distorções harmônicas de corrente, caso algo semelhante ocorra com os transformadores de força que serão utilizados em parques eólicos (ABNT, 2018) ou em circuitos com harmônicos (ABNT, 2017b; IEEE, 2018).

5.4 Os impactos da inserção de *GD* na gestão dos transformadores de distribuição

Ao longo deste trabalho foi apresentada por diversas vezes a relação das perdas com a expectativa de vida dos transformadores. Caminhando nesse sentido, torna-se importante observar em conjunto os resultados apresentados na Figura 32 referente aos impactos da inserção de *GD* de 140 *kW* nas perdas em carga do transformador de distribuição sem distorções harmônicas (*W*), bem como os resultados apresentados na Figura 33, referentes aos impactos da inserção de *GD* nas perdas em carga do transformador de distribuição (*W*) considerando as *DHTis*. Mediante a comparação desses resultados, discute-se a importância da gestão dos ativos de distribuição baseada no conhecimento das grandezas elétricas fundamentais e das distorções harmônicas para avaliar as condições de operação dos componentes do sistema elétrico. Isso se faz necessário porque se nota a influência das distorções harmônicas no desempenho dos transformadores ao se observarem os resultados supracitados. Essa discussão se confirma nos resultados representados na Tabela 17, referente à expectativa de vida do transformador de distribuição frente a uma inserção de *GD*, em que ocorre uma redução no carregamento do transformador e, ao mesmo tempo, uma redução da sua expectativa de vida.

Todos os comentários feitos no parágrafo anterior são válidos para as discussões acerca da temperatura dos enrolamentos do transformador, cujos resultados foram representados na Figura 34, referente à influência da inserção de *GD* na temperatura do enrolamento do transformador em carga ($^{\circ}\text{C}$). Isso porque a temperatura dos enrolamentos do transformador está diretamente ligada às perdas desse equipamento. Dessa maneira, discute-se que o comportamento

apresentado pela temperatura do enrolamento do transformador na Figura 34 possui semelhança com as perdas, porém não possuem a mesma magnitude. O impacto da temperatura se tornou inferior em virtude do arrefecimento proporcionado pelo óleo isolante, sendo que as simulações foram realizadas em um transformador com sistema de arrefecimento ONAN (óleo natural, ar natural). Mesmo que o arrefecimento provoque essa atenuação na temperatura do enrolamento, o resultado permaneceu acima do limite, sendo essa uma condição danosa ao equipamento.

Capítulo 6

CONCLUSÕES

Este capítulo encerra os trabalhos e algumas conclusões podem ser alcançadas. No início, os objetivos traçados eram analisar o desempenho dos transformadores de distribuição em relação à inserção da geração distribuída, admitindo-se que tal inserção possivelmente ocasionasse um aumento nas distorções harmônicas de corrente já existentes do sistema elétrico. A partir disso, propõe-se o uso da metodologia recomendada em normas, como a NBR 5356-8 (ABNT, 2017b) e a IEEE std 57.110/2018 (IEEE, 2018), para avaliar as perdas nos transformadores frente à inserção de *GD*, e em seguida, realiza-se uma análise da redução da expectativa de vida do transformador de distribuição baseada nas normas NBR 5356-7 (ABNT, 2017a) e IEEE std 57.91/2011 (IEEE, 2011). Nesse contexto, avaliar o impacto financeiro da inserção de *GD* na depreciação linear do patrimônio e a perda do capital utilizado pelo conceito de valor presente líquido (VPL). Ao se cumprirem os objetivos, buscou-se contribuir com pesquisas a respeito da inserção de geração distribuída fotovoltaica por meio de simulações, estudando a influência desse fenômeno nas distorções harmônicas e analisando o impacto dessas distorções harmônicas na operação dos transformadores de distribuição.

As simulações realizadas ao longo deste trabalho obtiveram resultados que apontam um impacto significativo da inserção de *GD* no nível das distorções harmônicas de tensão e de corrente, nas perdas do transformador e na sua expectativa de vida, significando prejuízo no patrimônio. Indica-se a necessidade por parte das concessionárias de energia elétrica, por ocasião de uma nova solicitação de inserção de *GD*, de se avaliarem as condições de operação do transformador de distribuição que atendam à nova inserção, não só no tocante ao carregamento, mas também as distorções harmônicas de corrente, conforme as recomendações das normas nacionais e internacionais.

Durante o desenvolvimento das simulações, optou-se por um circuito elétrico reduzido, possuindo componentes equivalentes aos existentes das rede de distribuição, mas com foco ao

entorno de um transformador de distribuição genérico, suas cargas e conexões. O circuito foi implementado na ferramenta *OpenDSS* para resolução dos fluxos de potência e harmônico. Isso foi feito para cada uma das situações que compreendem um ciclo de carga genérico de 24 horas semelhante aos encontrados nas redes de distribuição. Foi considerado nas simulações um perfil de temperatura ambiente genérico característico da região sudeste.

O progresso deste trabalho resultou em um modelo que demonstrou funcionalidade e foi capaz de fornecer resultados importantes para as análises. Nesse sentido, conclui-se que os estudos de novas inserções de *GD* devem considerar as distorções harmônicas pré-existentes no circuito e serem capazes de estimar o impacto das novas inserções nessas distorções. No estudo de caso realizado neste trabalho, observou-se uma redução da expectativa de vida do transformador de distribuição que ocasiona uma perda de patrimônio da concessionária de energia não prevista a longo prazo. Constatou-se que para o estudo de caso realizado, a expectativa de vida do transformador e o carregamento podem variar com a inserção de *GD*, sendo possível determinar uma inserção que otimize esses parâmetros. No caso estudado, a inserção de 140 *kW* determina a máxima expectativa de vida (13 anos) e o carregamento mínimo (0,68 *pu*) que pode ser alcançado, em termos de inserção de geração distribuída. Atenta-se ao fato de que a redução da expectativa de vida ocasiona um impacto técnico-econômico.

Todavia, recorda-se a complexidade das rede de distribuição, a gama de topologias de *GDs* possíveis e os cenários de cargas e de harmônicos que podem ocorrer, demandando outros estudos que podem ser implementados no método utilizado neste trabalho. Nesse sentido, o estudo de caso realizado é bastante restritivo. Portanto, encerra-se este trabalho afirmando a necessidade de se conduzirem mais estudos nessa área.

6.1 Sugestões para trabalhos futuros

Como afirmou-se ao final da seção, vislumbra-se uma gama de possibilidade e cenários que pode ser agregada a este estudo, além de questões importantes a serem respondidas, que igualmente impactam na sociedade. Abaixo, é apresentada uma lista das sugestões de temas para a continuidade da pesquisa:

- Expansão do modelo para um alimentador ou sistema elétrico de distribuição;
- Análise do montante de recursos previstos para investimentos na rede de distribuição, frente ao investimento em inserção de *GD*;

- Estudo para avaliar a potência permitida para micro e mini-geradores distribuídos considerando a necessidade do sistema elétrico;
- Elaboração de critério de seleção que seja capaz de distinguir quando o fator de potência baixo se refere a GD ou à eficiência da carga;
- Aumento de custo dos transformadores de distribuição dimensionados para suportar as correntes harmônicas;
- Transformador de distribuição com mudança de *tap's* automático para fins de geração distribuída;

6.2 Publicações relacionadas ao trabalho

Os resultados parciais deste trabalho foram utilizados para elaboração de artigos científicos apresentados em congressos. Nessa primeira relação, incluem-se os artigos elaborados pelo autor desta tese, com auxílio dos pesquisadores do LSISPOTI e pesquisadores convidados:

CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; GASTALDELO, D. S.; COSTA JUNIOR, P.; GIFFALLI, A.; SANTANA, G. V. Ligas Metálicas Magnéticas na Fabricação de Núcleos de Transformadores. VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. VIII SBSE 2020, Santo André. Anais de Congresso.

CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; VENDRAMETO, H. V.; GASTALDELO, D. S.; COSTA JUNIOR, P.; GIFFALLI, A. Discussão sobre Diferentes Metodologias para Determinação das Perdas em Transformadores de Distribuição Operando sob Distorções Harmônicas. XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica. XIV CBQEE 2021, Foz do Iguaçu. Anais de Congresso.

CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; AMARAL, H. L. M.; GASTALDELO, D. S.; VENDRAMETO, H. V.; IKESHOJI, M. A. Estudos das Perdas Totais dos Transformadores de Acoplamento Submetido às Distorções Harmônicas de Corrente Causadas por Minigeração Fotovoltaica. XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica. XIV CBQEE 2021, Foz do Iguaçu. Anais de Congresso.

CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; AMARAL, H. L. M.; AHN, S. U.; LIMA, S. L.; GASTALDELO, D. S.; GIFFALLI, A. Depreciação dos Transformadores em Função do Envelhecimento Causado pelas Distorções Harmônicas de Corrente. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. IX SBSE 2022, Santa Maria. Anais de Congresso.

CARVALHO, F. O.; GIFFALLI, A. ; GASTALDELLO, D. S. ; SANTOS, K. A. G. ; GONSALVES, R. S. ; FREITAS, W. R. . Photovoltaic Insertion Impact on the Distribution Transformers Losslife. In: XIV Latin-American Congress On Electricity Generation and Transmission, 2022, Rio de Janeiro. CLAGTEE 2022 - Book of Abstract and Proceedings, 2022. v. 1.

A seguir, apresenta-se uma relação dos artigos científicos apresentados em congresso por pesquisadores do LSISPOTI, com auxílio do autor desta tese:

SOUZA, L. F.; SOUZA, A. N.; CARVALHO, F. O.; SOUZA, P. A. Z. N.; SANTANA; G. V. GASTALDELO, D. S.; Os Impactos da Geração Distribuída no Custo Operacional das Concessionárias de Distribuição. VIII Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. VIII SBSE 2020, Santo André. Anais de Congresso.

SANTOS, K. A. G.; SOUZA, A. N.; CARVALHO, F. O.; SOUZA, P. A. Z. N.; AMARAL, H. L. M.; COSTA JUNIOR, P. A. Normatização como Meio de Incentivo a Disseminação das Microrredes através de Política de Imposto e Tarifação. XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade de Energia Elétrica. XIV CBQEE 2021, Foz do Iguaçu. Anais de Congresso.

VENDRAMETO, H. V.; SOUZA, A. N.; MIRAMDA, G. H. O.; GASTALDELO, D. S.; GIFFALLI, A.; CARVALHO, F. O. Desafios Arelados à Geração Distribuída sob a Perspectiva da Distribuidora de Energia Elétrica no Brasil. IX Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos. IX SBSE 2022, Santa Maria. Anais de Congresso.

GONSALVES, R. S. ; SOUZA, A. N. ; GIFFALLI, A. ; CARVALHO, F. O. ; GASTALDELLO, D. S. ; FREITAS, W. R. . Bibliometric Study on Tariff Framework in Photovoltaic Systems. In: XIV LATIN-AMERICAN CONGRESS ELECTRICITY GENERATION AND TRANSMISSION - CLAGTEE 2022, 2022, Rio de Janeiro. CLAGTEE 2022 - Book of Abstracts and Proceedings, 2022.

SANTOS, K. A. G. ; SOUZA, A. N. ; OLIVEIRA, T. E. C. ; GIFFALLI, A. ; GASTALDELLO, D. S. ; CARVALHO, F. O. . Influência dos Recursos Energéticos Distribuídos na Qualidade da Tensão da Rede no Modelo 13 barras do IEEE. In: XIV Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission, 2022, Rio de Janeiro. CLAGTEE 2022 - Book of Abstracts and Proceedings, 2022.

REFERÊNCIAS

ABNT. *NBR 5356-1: Transformadores de Potência - Parte 1: Generalidades*. Rio de Janeiro: ABNT, 2010.

ABNT. *NBR 16149 - Sistemas fotovoltaicos (FV) - Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição*. Rio de Janeiro: ABNT, 2014.

ABNT. *NBR 5356-7: Transformadores de potência - Parte 7: Guia de carregamento para transformadores imersos em líquido isolante*. Rio de Janeiro: ABNT, 2017.

ABNT. *NBR 5356-8: Transformadores de potência - Parte 8: Guia de aplicação*. Rio de Janeiro: ABNT, 2017.

ABNT. *NBR 5356-16: Transformadores de potência - Parte 16: Transformadores para aplicação em geradores eólicos*. Rio de Janeiro: ABNT, 2018.

ANEEL. *Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico - MCPSE*. Brasília: ANEEL, 2015.

ANEEL. *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica*. Brasília: ANEEL, 2018.

ANEEL. *Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 3 - Acesso ao Sistema de Distribuição*. Brasília: ANEEL, 2021.

ANEEL. *Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional - PRODIST - Módulo 7 – Cálculo de Perdas na Distribuição*. Brasília: ANEEL, 2021.

ANEEL. *Resolução Normativa ANEEL Nº 1.000, de 7 de dezembro de 2021*. Brasília: ANEEL, 2021.

ANEEL. *Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Versão 2022 revisada*. Brasília: ANEEL, 2022.

ANEEL. *Módulo 2: Revisão Tarifária Periódica de Concessionárias de Distribuição - Submódulo 2.2 - Custos Operacionais*. Brasília: ANEEL, 2022.

BARONI, B. R. *Impacto da geração fotovoltaica nas receitas da distribuidora considerando a vida útil dos transformadores*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2020.

CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; AHN, S. U.; LIMA, S. L.; GASTALDELLO, D. S.; GIFALLI, A. **Depreciação dos Transformadores em Função do Envelhecimento Causado pelas Distorções Harmônicas de Corrente**. In: *Anais do SBSE 2022 - Simpósio Brasileiro De Sistemas Elétricos*. Santa Maria: SBA, 2022.

CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; GIFALLI, A.; GASTALDELLO, D. S.; SANTOS, K. A. G.; GONSALVES, R. S.; FREITAS, W. R. **Photovoltaic Insertion Impact on the Distribution Transformers Losslife**. In: *Anais da XIV Latin-American Congress On Electricity Generation And Transmission*. Rio de Janeiro: CLAGTEE, 2022. ISSN 978-85-64689-02-2.

CARVALHO, F. O.; SOUZA, A. N.; VENDRAMETO, H. V.; GASTALDELLO, D. S.; COSTA JUNIOR, P.; GIFALLI, A. **Discussão sobre Diferentes Metodologias para Determinação das Perdas em Transformadores de Distribuição Operando sob Distorções Harmônicas**. In: *Anais da XIV Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica*. Foz do Iguaçu: SBA, 2021.

CPFL. **Projeto de Rede de Distribuição - Cálculo Elétrico - GED-3667 - Impedância dos cabos**. 2018. Disponível em: <<https://sites.cpfl.com.br/documentos-tecnicos/GED-3667.pdf>>.

DUGAN, R. C.; MONTENEGRO, D. **Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. Palo Alto: Electric Power Research Institute, Inc., 2019.

ELMOUDI, A.; LEHTONEN, M.; NORDMAN, H. **Effect of harmonics on transformers loss of life**. In: *Conference Record of the 2006 IEEE International Symposium on Electrical Insulation*. Toronto: IEEE, 2006. p. 408–411. ISSN 1089-084X.

ENSLIN, J.H.R.; HULSHORST, W.T.J.; ATMADJI, A.M.S.; HESKES, P.J.M.; KOTSOPoulos, A.; COBBEN, J.F.G.; VAN DER SLUIJS, P. **Harmonic interaction between large numbers of photovoltaic inverters and the distribution network**. In: *2003 IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*,. Bologna: IEEE, 2003. v. 3, p. 6 pp. Vol.3—. ISSN: null.

EPE. **Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída**. Brasília: EPE, 2023. Disponível em: <<http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>>.

FORTES, R. R. A. **Propagação de harmônicas produzidas por inversores fotovoltaicos e transformadores assimetricamente magnetizados na geração distribuída**. Tese (Doutorado) — Universidade Estadual Paulista (UNESP), Ilha Solteira, 2018.

GITMAN, L. J. **Princípios de administração financeira**. 12. ed. São Paulo: Pearson Prentice Hall, 2010. ISBN 978-85-7605-332-3.

IEA. **Global Energy & CO2 Status Report 2019**. IEA, 2019. Disponível em: <<https://www.iea.org/geco/>>.

IEA. **World Energy Outlook 2022 Free Dataset**. Paris: IEA, 2022. Disponível em: <<https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/world-energy-outlook-2022-free-dataset>>.

IEEE. **IEEE Std C57.91-2011 - Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators**. New York: IEEE, 2011.

IEEE. **IEEE Std 519-2014 - Recommended Practice and Requirements for Harmonic Control in Electric Power Systems**. New York: IEEE, 2014.

IEEE. *IEEE Std C57.12.00-2015 - Standard for General Requirements for Liquid-Immersed Distribution, Power, and Regulating Transformers*. New York: IEEE, 2016.

IEEE. *IEEE Std C57.110(TM)-2018 - IEEE Recommended Practice for Establishing Liquid-Immersed and Dry-Type Power and Distribution Transformer Capability When Supplying Nonsinusoidal Load Currents*. New York: IEEE, 2018.

JETBRAINS. *PyCharm: the Python IDE for Professional Developers by JetBrains*. JetBrains, 2023. Disponível em: <<https://www.jetbrains.com/pycharm/promo/>>.

JORDÃO, R. G. *Transformadores: teoria e ensaios*. São Paulo: Edgard Blucher, 2008. ISBN 978-85-212-0316-2.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. d.; ROBBA, E. J. *Introdução aos Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica*. São Paulo: Editora Blucher, 2000. ISBN 978-85-212-1689-6.

KAGAN, N.; ROBBA, E. J.; SCHMIDT, H. P. *Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica*. [S.l.]: Editora Blucher, 2009. ISBN 978-85-212-1618-6.

LIMA, E. J. d. *Proposta de metodologia híbrida para determinação de capacidade de hospedagem de fontes de geração distribuída com fonte solar em redes de distribuição*. Tese (Doutorado), Uberlândia, 2021. Disponível em: <<https://repositorio.ufu.br/handle/123456789/31474>>.

MCLYMAN, C. W. *Transformer and Inductor Design Handbook*. 3ª. ed. Idyllwild: CRC Press, 2004. ISBN 978-0-8247-5393-1.

MEDEIROS, L. H.; MASCHIO, G.; KAMISNSKI, A. M.; OLIVEIRA, M. M.; BUENO, D. M.; BENDER, V. C.; MARCHESAN, T. B. *Análise do Impacto da Inserção de Geração Distribuída Sobre os Esforços Eletromecânicos em Transformadores*. In: *Simpósio Brasileiro de Sistemas Elétricos - SBSE*. Santo André: SBA, 2020.

MOHAN, N. *Eletrônica de potência: curso introdutório*. 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2014. ISBN 978-85-216-2704-3.

MOHAN, N. *Sistemas Elétricos de Potência: Curso Introdutório*. 1. ed. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2016. ISBN 978-85-216-3279-5.

MOREIRA, J. R. S. *Energias renováveis, geração distribuída e eficiência energética*. 1ª. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2019. ISBN 978-85-216-3377-8 1.

OLIVEIRA, A. C. M. *Estudos de Proteção e Seletividade sob a perspectiva de Minigeração Fotovoltaica*. Tese (Doutorado) — Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2019.

PUMA, F. A.; CAVALCANTE, M. M.; UGARTE, L. F.; SAU, R. G.; ALMEIDA, M. C. *Assessment of Loss Estimation Methods for Distribution Transformers*. In: *13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*. New York: IEEE, 2018. p. 1274–1279. ISBN 978-1-5386-7995-1.

RADATZ, P. *Biblioteca py_dss interface para controlar o OpenDSS via Python*. MIT, 2023. Disponível em: <https://github.com/PauloRadatz/py_dss_interface>.

RASHID, M. H. *Eletrônica de potência*. 4ª. ed. São Paulo: Pearson Education do Brasil, 2014. ISBN 978-85-430-0594-2.

RIES, W. *Transformadores - Fundamentos para projeto e cálculo*. 1º edição. ed. Porto Alegre: EDIPUCRS, 2007.

SEGUIN, R.; WOYAK, J.; COSTYK, D.; HAMBRICK, J.; MATHER, B. *High-Penetration PV Integration Handbook for Distribution Engineers*. Denver, 2016. NREL/TP-5D00-63114, 1235905 p.

SHAREGHI, M.; PHUNG, B. T.; NADERI, M. S.; BLACKBURN, T. R.; AMBIKAI RAJAH, E. **Effects of current and voltage harmonics on distribution transformer losses**. In: *2012 IEEE International Conference on Condition Monitoring and Diagnosis*. [S.l.: s.n.], 2012. p. 633-636.

TACI, M.; DOMIJAN, A. **The effects of linear and nonlinear operation modes in transformers**. In: *11th International Conference on Harmonics and Quality of Power*. New York: IEEE, 2004.

VILLALVA, M. G. *Energia solar fotovoltaica*. 2. ed. São Paulo: Érica, 2015. ISBN 978-85-365-1489-5.