



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
CAMPUS UNIVERSITÁRIO DO GUAMÁ
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA
MESTRADO ACADÊMICO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

AMANDA MONTEIRO PINTO BARROS

**AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA
VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO**

BELÉM - PA
2023

AMANDA MONTEIRO PINTO BARROS

**AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA
VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Campus de Belém, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de **Mestra em Engenharia Elétrica**.
Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Orientadora: Dra. Carolina de Mattos Affonso.

BELÉM - PA
2023

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

B277a Barros, Amanda Monteiro Pinto.
Avaliação dos impactos da recarga de veículos elétricos na vida útil de transformadores de distribuição. / Amanda Monteiro Pinto Barros. — 2023.
87 f. : il. color.

Orientador(a): Prof^ª. Dra. Carolina de Mattos Affonso
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Belém, 2023.

1. Veículos Elétricos. 2. Vida Útil de Transformadores. 3.
Padrões de Recarga. 4. Demanda de Energia. I. Título.

CDD 621.3191

AMANDA MONTEIRO PINTO BARROS

**AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA
VIDA ÚTIL DE TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO**

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica – PPGEE, do Campus de Belém, da Universidade Federal do Pará, como requisito parcial para obtenção do título de **Mestra em Engenharia Elétrica**.
Área de concentração: Sistemas Elétricos de Potência.

Data da aprovação: ____/____/____

Conceito: _____

BANCA EXAMINADORA

Prof.^a. Dr.^a. Carolina de Mattos Affonso
(Orientadora – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Avaliador Interno – PPGEE/UFPA)

Prof. Dr. José Carlos Melo Vieira Júnior
(Avaliador Externo ao Programa – Universidade de São Paulo/USP)

AGRADECIMENTOS

De início, minhas gratidões se elevam a Deus, pelo precioso presente da vida, acompanhado da dádiva da sabedoria, da fortaleza e da saúde. Reconheço que sem Sua presença, jamais trilharia os passos que me trouxeram até este ponto da jornada.

Também reconheço que não fazemos nada sozinhos, assim, desejo expressar minha profunda gratidão à minha família, com destaque para meu esposo Luiz Eduardo, um engenheiro eletricista de méritos singulares, e à minha mãe amada, dona Lucinei Monteiro. A contribuição de ambos se revelou fundamental em todos os aspectos, inclusive na culminação deste trabalho. Minha trajetória, desprovida de suas influências, seria uma realidade muito mais árdua e, talvez, inalcançável.

É com sincera gratidão que desejo expressar meus agradecimentos à minha ilustre orientadora no percurso do mestrado, a Doutora Carolina de Mattos Affonso. Sua acolhida em sua equipe e sua orientação dedicada no âmbito deste trabalho, o mais complexo que já abracei, são dignas de admiração. Além disso, desejo estender minha gratidão aos prestativos colegas de mestrado, especialmente ao Dr. Jorge Angelim, cujas contribuições enriqueceram sobremaneira a minha jornada e os meus esforços ao longo do meu percurso de mestrado.

Por último, expresso minha gratidão a todos aqueles cuja colaboração, de diversas maneiras, contribuiu para a concretização deste trabalho.

“Eu sou a videira; vocês são os ramos. Se alguém permanecer em mim e eu nele, esse dará muito fruto; pois sem mim vocês não podem fazer coisa alguma.” (Jo 15:5-6)

RESUMO

Título: Avaliação dos Impactos da Recarga de Veículos Elétricos na Vida Útil de Transformadores de Distribuição.

Autora: Amanda Monteiro Pinto Barros

Orientadora: Prof^a. Dra^a Carolina de Mattos Affonso

O objetivo desta dissertação é apresentar uma avaliação comparativa dos impactos decorrentes das práticas da recarga de veículos elétricos (VEs) com baterias de curto e longo alcance sob diferentes níveis de potência sobre a vida útil de transformadores de distribuição. Esta pesquisa se baseia na combinação de informações reais de consumo de energia elétrica coletadas em *East Midlands*, no Reino Unido, bem como de dados de recarga de veículos elétricos coletados por meio de um projeto experimental também realizado no Reino Unido. Este estudo examina de maneira detalhada a temperatura do ponto mais quente do transformador, e calcula o fator de envelhecimento desse equipamento utilizando o modelo térmico apresentado no IEEE Standard C57.91. Como resultado, este estudo revela que os efeitos causados pelos veículos elétricos de longo alcance são mais intensos, por utilizar uma potência de recarga mais alta e sua recarga ter maior duração. Conforme o nível de penetração dos veículos aumentam, constatou-se um aumento considerável na carga do transformador e na temperatura do ponto mais quente, especialmente no inverno, quando a demanda residencial é maior. Em veículos com baterias de 75 kWh, mesmo em níveis de penetração relativamente baixos, a partir de um nível de penetração de 30% já se notam violações severas da temperatura do ponto mais quente, contribuindo para a redução da vida útil do equipamento.

Palavras-chave: Veículos Elétricos, Vida Útil de Transformadores, Padrões de Recarga, Demanda de Energia.

ABSTRACT

Title: Evaluation of the Impacts of Electric Vehicle Charging on Distribution Transformers Life.

Author: Amanda Monteiro Pinto Barros
Advisor: Prof. Dr. Carolina de Mattos Affonso

The objective of this dissertation is to provide a comparative assessment of the impacts caused by charging practices of short-range and long-range electric vehicles under different power levels on life expectancy of distribution transformers. This research is based on the use of real data of residential energy consumption collected from the region of East Midlands, United Kingdom, as well as electric vehicle charging data collected through an experimental project also conducted in the United Kingdom. This study examines transformer hottest-spot temperature and evaluates the transformer accelerated aging factor that influences the equipment's lifespan according to the thermal model presented in IEEE Standard C57.91. As a result, this study reveals that the effects caused by long-range vehicles are more pronounced, as they charge at higher power level and the charging process is longer. As the penetration level of electric vehicles increases, transformer load and hottest-spot temperature increases, especially during winter season, where residential demand escalates. In the case of vehicles with 75 kWh, penetration levels starting from 30% already causes severe violations on transformer hottest-spot temperature, contributing to a reduction in the equipment's lifespan.

Keywords: Electric Vehicles, Transformer Life, Charging Patterns, Energy Demand.

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

Figura 1- Sistema de resfriamento de um transformador do tipo ONAN.....	26
Figura 2 - Um carro elétrico construído na Inglaterra por Thomas Parker, por volta de 1895.	31
Figura 3 - Modelos compactos da BMW.....	34
Figura 4 - Baterias de íons de lítio utilizadas na maioria dos veículos elétricos.	36
Figura 5 - Fluxograma da metodologia proposta.	41
Figura 6 – Média da carga total de 100 residências para o período de 24h, no inverno e no verão.	42
Figura 7 - Cálculo da demanda de recarga de um VE.....	43
Figura 8 - Histogramas e respectivos modelos probabilísticos da carga inicial da bateria (SOC inicial) para inverno e verão para veículos com baterias de a) 24 kWh e b) 75 kWh.	44
Figura 9 - Histogramas e respectivos modelos probabilísticos do instante de recarga para inverno e verão para veículos com baterias de a) 24 kWh e b) 75 kWh.	44
Figura 10 - Temperatura Ambiente.	46
Figura 11 - Carga do transformador para baterias de longo alcance no inverno.	47
Figura 12 - Temperatura do ponto mais quente para baterias de longo alcance no inverno. ...	48
Figura 13 - F_{AA} para baterias de longo alcance no inverno.	49
Figura 14 - Carga do transformador para baterias de longo alcance no verão.	49
Figura 15 - Temperatura do ponto mais quente para baterias de longo alcance no verão.	50
Figura 16 - F_{AA} para baterias de longo alcance no verão.	50
Figura 17 - Carga do transformador para baterias de curto alcance no inverno.	51
Figura 18 - Temperatura do ponto mais quente para baterias de curto alcance no inverno.	51
Figura 19 - F_{AA} para baterias de curto alcance no inverno.	52
Figura 20 - Carga do transformador para baterias de curto alcance no verão.	52
Figura 21 - Temperatura do ponto mais quente para baterias de curto alcance no verão.	53
Figura 22 - F_{AA} para baterias de curto alcance no verão.	53

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Parâmetros do Transformador ONAN.....	46
Tabela 2 - Resultados para baterias de longo alcance.	54
Tabela 3 - Resultados para baterias de curto alcance.	54

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

BEV Veículos Elétricos de Bateria

CTC Cabo Continuamente Transposto

FAA Fator de Aceleração de Envelhecimento (do inglês, *Transformer Aging Acceleration Factor*)

FEQA Fator de Envelhecimento Equivalente (do inglês, *Equivalent Transformer Aging Factor*)

IEEE Instituto de Engenheiros Eletricistas e Eletrônicos

HEV Veículos Elétricos Híbridos

KS Kolmogorov-Smirnov (método de teste estatístico)

LOL Taxa de perda de vida (do inglês, *Loss-of-life*)

ONAN Óleo Natural/Ar Natural (do inglês, *Oil Natural/Air Natural*)

ONAF Óleo Natural/Ar Forçado (do inglês, *Oil Natural/Air Forced*)

OFAF Óleo Forçado/Ar Forçado (do inglês, *Oil Forced/Air Forced*)

OFWF Óleo Forçado/Água Forçada (do inglês, *Oil Forced/Water Forced*)

ODAF Óleo Forçado com Distribuição Dirigida/Ar Forçado (do inglês, *Oil Directed/Air Forced*)

ODWF Óleo Forçado com Distribuição Dirigida/Água Forçada (do inglês, *Oil Directed/Water Forced*)

PDF Funções de Distribuição Probabilísticas

PHEV Veículos Elétricos *Plug-in*

SOC Estado da carga inicial (do inglês, *state-of-charge*)

VE Veículos Elétricos

LISTA DE SÍMBOLOS

- Θ_H Temperatura do ponto mais quente (do inglês, *hottest-spot temperature*), em °C.
- Θ_A Temperatura ambiente média, em °C.
- $\Delta\Theta_{TO}$ Acréscimo de temperatura no topo do óleo em relação à temperatura ambiente, em °C.
- $\Delta\Theta_H$ Aumento da temperatura no ponto mais quente do enrolamento em relação à temperatura no topo do óleo, em °C.
- $\Delta\Theta_{TO,i}$ Variação inicial de temperatura no topo do óleo, em °C.
- $\Delta\Theta_{TO,U}$ Variação final da temperatura no topo do óleo, em °C.
- τ_{OT} Constante de tempo do óleo do transformador.
- $\Delta\Theta_{TO,R}$ Aumento da temperatura no topo do óleo sob carga nominal, em °C.
- K_U Razão entre a carga final e a carga nominal.
- B_c Capacidade da bateria, em kWh.
- ΔT_c Tempo de recarga da bateria.
- η Eficiência do carregador.
- P_c Potência de carregamento, em kW.

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Contextualização	14
1.2 Revisão Bibliográfica	18
1.3 Objetivos	22
1.4 Estrutura do trabalho	23
2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO	24
2.1 Definições Fundamentais	24
2.2 Desempenho Térmico	27
2.2.1 Equações de envelhecimento	28
3 VEÍCULOS ELÉTRICOS	31
3.1 Histórico e Evolução dos Veículos Elétricos	31
3.2 Tipos de Veículos Elétricos	32
3.3 Baterias de Veículos Elétricos	35
3.4 Impactos da Recarga de Veículos Elétricos na Rede Elétrica	38
4 METODOLOGIA	40
4.1 Demanda Residencial	41
4.2 Demanda de Veículos Elétricos	42
5 ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE IMPACTO	45
5.1 Dados do Transformador	45
5.2 Resultados das Simulações	46
5.2.1 VEs com bateria de longo alcance (75 kWh, 11 kW)	47
5.2.2 VEs com bateria de curto alcance (24 kWh, 7,4 kW)	50
5.3 Análise do Envelhecimento do Transformador	53
5.4 Soluções Propostas e Recomendações	55
6 CONCLUSÃO	57
6.1 Contribuições e Descobertas Relevantes	57
6.2 Implicações e Direcionamentos Futuros	58
6.3 Conclusão Geral	59
REFERÊNCIAS	61
APÊNDICE A – ARTIGOS PUBLICADOS	66

1 INTRODUÇÃO

A presente dissertação apresenta uma avaliação dos impactos de veículos elétricos (VEs) na vida útil do transformador de distribuição, através de uma análise comparativa dos efeitos da recarga de baterias de curto e longo alcance, utilizando uma rede de distribuição do Reino Unido para o estudo de caso. Com o crescente interesse na transição para veículos mais sustentáveis, os veículos elétricos têm ganhado destaque como uma alternativa aos veículos movidos a combustíveis fósseis. No entanto, a adoção em larga escala de VEs traz consigo desafios para a infraestrutura elétrica, em particular para os transformadores que atendem a rede de distribuição.

1.1 Contextualização

A comercialização de veículos elétricos tem aumentado rapidamente em diversos países devido à diminuição de seus custos, ao aumento de incentivos e subsídios governamentais, à necessidade de independência de recursos não renováveis e às preocupações ambientais. Espera-se que os VEs do tipo *plug-in* dominem o mercado de automóveis particulares nos próximos anos e, com isso, será necessário gerenciá-los adequadamente, visto que esses veículos fazem a recarga de suas baterias na rede elétrica e podem causar efeitos técnicos significativos no sistema (NOUR *et al.*, 2020).

De acordo com a IEA (2023), os mercados de carros elétricos estão experimentando um crescimento exponencial, já que as vendas ultrapassaram 10 milhões em 2022. Um total de 14% de todos os carros novos vendidos eram elétricos em 2022, um aumento em relação aos cerca de 9% em 2021 e menos de 5% em 2020. Neste contexto, é previsto que até 2025 a Noruega tenha até 100% de seus carros elétricos ou híbrido *plug-in*. A Holanda planeja proibir a venda de todos os carros a gasolina e diesel no mesmo ano. Em 2030, a Alemanha planeja banir os motores de combustão interna, e até 2040, a França e a Grã-Bretanha pretendem para acabar com as vendas de carros a gasolina e diesel. A China possui metas mais ambiciosas, com quase metade do estoque global de veículos elétricos, dos quais 1,1 milhão de veículos elétricos foram vendidos em 2018. A Europa e os Estados Unidos têm cada um pouco mais de 20% do estoque global, com vendas de carros elétricos de 380.000 e 375.000 unidades, respectivamente, em 2018 (GEORGE, 2019). De fato, praticamente todos os governos dos países desenvolvidos estão continuamente aplicando novos apoios e fomentando políticas para o uso de veículos elétricos a fim de promover uma mobilidade sustentável (SANGUESA *et al.*, 2021).

Segundo a Associação Brasileira do Veículo Elétrico – ABVE (2023), nos oitos primeiros meses de 2023, o Brasil emplacou 49.052 veículos eletrificados, um aumento de 76,37% em relação ao mesmo período de 2022 (27.812). Se a comparação for com os primeiros oito meses de 2020, esse aumento é de 167%. O total da frota de eletrificados leves em circulação no Brasil chegou a 175.491 veículos (janeiro 2012 a agosto 2023).

No contexto brasileiro, a adoção de veículos elétricos enfrenta desafios complexos, tais como elevados custos, limitações na infraestrutura de recarga e considerações tributárias. Especialistas do setor preveem que serão necessários aproximadamente 15 anos para que esses veículos se tornem acessíveis ao público em geral, devido a restrições financeiras e demográficas. Com o intuito de fomentar a popularização dos veículos elétricos, a indústria busca a colaboração do governo para ampliar a infraestrutura de carregamento e reformar a legislação fiscal vigente. Além disso, contempla-se a transição para veículos inteiramente elétricos, com a expectativa de que a tecnologia de baterias se torne mais acessível no decorrer do tempo. Embora o governo ainda não tenha delineado uma estratégia consolidada, o Congresso Nacional está explorando medidas para incentivar a adoção de veículos elétricos, especialmente no segmento de ônibus elétricos, por meio de emendas à legislação em vigor (CNN BRASIL, 2023).

Os veículos elétricos desempenham um papel fundamental na redução das emissões de gases de efeito estufa (GHG) e na melhoria da qualidade do ar. Quando comparados aos veículos movidos a combustíveis fósseis, os VEs produzem consideravelmente menos emissões de GHGs. Essa redução nas emissões de GHGs é crucial para a mitigação das mudanças climáticas, visto que os GHGs são os principais responsáveis pelo aquecimento global (FUINHAS *et al.*, 2021).

De acordo com o artigo do renomado periódico The New York Times (2023), sob o título "*How Green are Electric Vehicles?*", a visão geral é que, embora haja um amplo consenso entre especialistas de que os veículos elétricos *plug-in* representam uma alternativa mais ecologicamente amigável em relação aos veículos tradicionais, eles ainda podem causar impactos ambientais específicos, dependendo dos métodos de carregamento e do processo de fabricação. Em termos gerais, a maioria dos carros elétricos vendidos hoje tende a produzir significativamente menos emissões de aquecimento do planeta do que a maioria dos carros movidos a gasolina. Mas muito depende de quanto carvão está sendo queimado para carregar

esses veículos *plug-in*. E as redes elétricas ainda precisam ficar muito mais limpas antes que os veículos elétricos sejam verdadeiramente livres de emissões.

A ferramenta *online* interativa “*Carbon Counter*”, desenvolvida por pesquisadores do Instituto de Tecnologia de Massachusetts (MIT), possibilita a análise comparativa dos impactos climáticos associados a distintos modelos de veículos, abrangendo todas as emissões envolvidas, desde o processo de fabricação até a produção de combustíveis e eletricidade. Em média, veículos elétricos tendem a apresentar uma pegada de carbono mais reduzida em comparação com veículos convencionais a gasolina, graças à maior eficiência de seus motores elétricos. No entanto, a magnitude desse impacto ambiental varia consideravelmente de acordo com a fonte de eletricidade utilizada. Se um veículo elétrico for recarregado em uma rede elétrica fortemente dependente do carvão, sua ecoeficiência pode ser inferior à de carros híbridos modernos, como o Toyota Prius, que operam com gasolina, mas incorporam baterias para otimizar a eficiência de combustível. Ainda assim, mesmo nessas condições, os veículos elétricos superam carros movidos a gasolina menos eficientes, como o Toyota Camry ou picapes Ford F-150, no que diz respeito à sustentabilidade ambiental (TNYT, 2023).

Dentro deste cenário, as descobertas do estudo conduzido por Fuinhas *et al.* (2021) indicam que os VEs têm o potencial de reduzir significativamente as emissões de GHGs, o que é consistente com a compreensão de que os VEs são mais ecológicos em comparação com os veículos movidos a combustíveis fósseis. No entanto, é importante observar que a eficácia na redução de emissões dos VEs também está ligada a fatores como o crescimento econômico e o consumo de energia. O crescimento econômico tende a aumentar as emissões de GHGs, enquanto o consumo de energia, em especial se proveniente de fontes não renováveis, pode ter um efeito semelhante. Portanto, políticas eficazes que promovam a transição para VEs, como incentivos financeiros e infraestrutura de recarga, são fundamentais para mitigar as emissões de GHGs no setor de transporte.

Apesar de suas vantagens, ainda existem diversos obstáculos operacionais que precisam ser superados para que a aceitação generalizada dos VEs seja alcançada. A pesquisa realizada por Alanazi (2023) investiga a evolução temporal dos VEs e ressalta os benefícios associados, que englobam a mitigação das emissões de carbono e da poluição do ar. Adicionalmente, o estudo aborda os entraves e desafios inerentes à adoção desses veículos, como os custos elevados da infraestrutura, a escassez de pontos de recarga, a limitação de autonomia ou a chamada "ansiedade de autonomia", bem como o desempenho das baterias.

Ao contrário dos carros tradicionais, os veículos elétricos não possuem emissões pelo escapamento. Mesmo quando a eletricidade que utilizam é gerada a partir de combustíveis fósseis, eles ainda geram menos poluição do que os carros a gasolina. Por causa disso, os veículos elétricos são uma alternativa desejável para aqueles que se preocupam em reduzir seu impacto de carbono. Os veículos elétricos têm vantagens sobre os carros convencionais em termos de custo-efetividade e impacto ambiental. Os VEs podem custar mais inicialmente, mas podem economizar dinheiro para os motoristas ao longo do tempo, devido aos preços reduzidos de combustível e à necessidade menos frequente de manutenção. Como os motores elétricos têm menos peças móveis e exigem menos manutenção, os VEs geralmente têm uma vida útil mais longa do que os carros convencionais (ALANAZI, 2023).

Um dos desafios a serem superados para a adoção generalizada de VEs é a tecnologia de bateria que ainda está em estágio de desenvolvimento. Os VEs não são tão atrativos para o consumidor comum devido à sua autonomia limitada, tempo prolongado de recarga e custos iniciais mais elevados. Além disso, a disponibilidade limitada de infraestrutura de recarga é um obstáculo significativo para a aceitação em larga escala dos VEs. Estabelecer uma infraestrutura adequada para os VEs é um desafio devido ao conhecido "problema do ovo e da galinha". Muitos motoristas hesitam em adotar os VEs a menos que haja uma infraestrutura substancial para recarregá-los. No entanto, se não houver um número suficiente de VEs nas estradas, é improvável que os provedores de serviços de recarga façam investimentos significativos no desenvolvimento dessa infraestrutura (ALANAZI, 2023).

A expansão de veículos elétricos representa um avanço significativo na transição para uma rede elétrica mais sustentável e eficiente. No entanto, esse progresso não está isento de desafios substanciais na infraestrutura elétrica, visto que isso requer investimentos significativos em infraestrutura de recarga, o que pode ser um desafio para muitas regiões e países. A integração em larga escala de VEs na rede elétrica implica a necessidade de um controle de recarga eficaz. O *timing* da recarga desempenha um papel fundamental na otimização do uso da rede elétrica, sendo preferível a recarga durante o dia, quando a geração de energia renovável está disponível, em detrimento da recarga noturna em casa. No entanto, essa estratégia requer sistemas de controle inteligentes capazes de monitorar a recarga para momentos ideais e ajustar a potência com base nos preços da eletricidade (POWELL *et al*, 2022).

Além disso, a infraestrutura de armazenamento de energia desempenha um papel crítico devido à demanda de pico gerada pela recarga de VEs, sendo necessária para equilibrar a rede elétrica. No entanto, a implementação em grande escala desse armazenamento pode ser onerosa e complexa. Portanto, a expansão dos VEs na infraestrutura elétrica requer uma abordagem abrangente que abarque não apenas a infraestrutura de recarga, mas também o controle de recarga, o armazenamento de energia e a implementação de políticas públicas apropriadas, com o objetivo de alcançar uma rede elétrica mais sustentável e eficiente no futuro. Assim, é fundamental garantir que haja estações de recarga acessíveis e bem distribuídas para atender à crescente demanda de VEs. A infraestrutura de recarga deve ser projetada levando em consideração os padrões de demanda ao longo do dia (POWELL *et al.*, 2022).

Neste contexto, prevê-se que a recarga descontrolada de VEs com altos níveis de penetração introduza impactos negativos e indesejados no sistema de energia. A aceleração contínua na adesão de VEs no setor de transporte pode acarretar um crescimento significativo na demanda de eletricidade. Observa-se que a integração massiva de VEs de maneira descontrolada pode levar a um aumento significativo na demanda de pico. A alta demanda de energia dos VEs requer a transmissão de uma grande quantidade de energia elétrica das estações de geração para as redes de distribuição, o que pode levar à sobrecarga dos equipamentos das redes de distribuição, como transformadores, causando estresse nesses componentes e reduzindo sua vida útil. (NOUR *et al.*, 2020).

Compreender os efeitos da recarga de VEs na vida útil do transformador é de extrema importância para o planejamento e aprimoramento da infraestrutura elétrica. Essa compreensão permitirá o desenvolvimento de estratégias adequadas para lidar com os desafios impostos pelo aumento da adoção de VEs, garantindo um fornecimento de energia confiável e eficiente. Além disso, essa pesquisa contribuirá para o avanço do conhecimento na área de mobilidade elétrica e seu impacto na rede elétrica.

1.2 Revisão Bibliográfica

Alguns estudos têm abordado os impactos da recarga de VEs na infraestrutura de redes elétricas. A literatura destaca a importância de compreender os efeitos desses veículos na vida útil do transformador, a fim de desenvolver estratégias adequadas para o planejamento e dimensionamento da rede elétrica. Além disso, a revisão bibliográfica enfatiza a necessidade de analisar os diferentes tipos de VEs, considerando suas capacidades de bateria e perfis de demanda.

Em Pradhan *et al.* (2020), os autores investigam os efeitos dos altos níveis de penetração da recarga de veículos elétricos em transformadores de distribuição de energia e propõem uma nova solução para minimizar seus impactos negativos. Eles propõem um mecanismo de resposta à demanda baseado na modelagem térmica de transformadores. A solução proposta é modelada como um problema de otimização, onde uma nova tarifa de tempo de uso (ToU) é usada para mudar a carga de VEs considerando a modelagem térmica da carga dos transformadores, minimizando assim o seu envelhecimento acelerado.

O artigo publicado por Ganapaneni e Pinni (2022, p.25-34) apresenta o gerenciamento do lado da demanda (DSM) de VEs, considerando a capacidade do transformador de distribuição de 20 kVA em uma área residencial de 8 casas, com seus respectivos VEs conectados. Diante do problema de sobrecarga do transformador de distribuição devido à recarga descontrolada de VEs, foram aplicadas técnicas de gerenciamento da demanda. Os métodos de otimização propostos resolveram o problema de sobrecarga do transformador, comparando a carga total no transformador em diferentes abordagens. O primeiro método reduziu as flutuações de carga ao redistribuir a recarga de VEs das horas de pico para as horas de menor demanda. O segundo método programou as recargas de VEs para as horas com tarifas mais baixas, sem a necessidade de informações em tempo real sobre variação de preço. Ambos os métodos atenderam satisfatoriamente as restrições de capacidade do transformador, evitaram cargas de pico no sistema, minimizaram os custos de recarga de VEs e cumpriram os prazos estabelecidos. Além disso, foi apresentado um mecanismo de recarga controlada por preço que otimizou ainda mais os custos de recarga de VEs.

Em Macmackin, Miller, Carriveau (2023), discute-se como veículos elétricos, sistemas fotovoltaicos, bombas de calor e armazenamento de energia estão impactando os sistemas elétricos e representam desafios significativos para operadores de sistemas e empresas de distribuição de energia, e como a diversificação de consumo em diferentes áreas dos sistemas de distribuição pode resultar em variações amplas nos perfis de carga e em impactos na rede elétrica. Os resultados do estudo demonstram que a recarga doméstica de VEs aumenta significativamente o pico de carga do transformador residencial (até 19% com 25% de penetração de VEs), potencialmente diminuindo sua vida útil. Os resultados também produziram *insights* sobre possíveis estratégias de mitigação. Realizando a recarga em outros locais (como no trabalho), a carga pode ser distribuída por transformadores, reduzindo o crescimento dos picos locais e agregados em 2–8%. Além disso, a análise sugere que o armazenamento de energia é mais eficaz nos transformadores residenciais do que nos

comerciais, ajudando a adiar investimentos em capacidade, enquanto atende aos requisitos locais e regionais de suavização de demanda. Por outro lado, os sistemas fotovoltaicos são mais eficazes na redução das demandas de pico em transformadores comerciais e industriais, especialmente para pequenas empresas, onde cenários moderados de penetração de VEs e sistemas fotovoltaicos mostraram uma redução real de 1-9% na demanda de pico.

A recarga descoordenada de vários veículos elétricos em uma garagem de estacionamento pode sobrecarregar o transformador de distribuição reduzindo sua vida útil. Tentando mitigar este problema, Affonso e Kezunovic (2019) propõem um método de recarga inteligente para minimizar os custos de consumo de eletricidade e evitar a sobrecarga nos transformadores, considerando uma estação de recarga integrada com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento de energia da bateria. A coordenação ótima entre todos esses elementos é investigada avaliando a temperatura do ponto mais quente do transformador e perda de vida útil, considerando um estudo de caso com taxa de tempo de uso e dados meteorológicos do Texas, EUA. Além disso, uma análise econômica é desenvolvida para avaliar a viabilidade do projeto, com estudo de sensibilidade considerando diferentes taxas de cobrança para recarga e variação no número diário de veículos estacionados na garagem. Os resultados mostram que a abordagem proposta é viável, gerando resultados financeiros positivos, possibilitando preservar a vida útil do transformador de distribuição.

O trabalho apresentado por Stiasny *et al.* (2023) identifica os fatores de influência dominantes na modelagem de VEs em redes de distribuição de baixa tensão para avaliação do aumento da penetração de VEs. Sete aspectos são distinguidos no que diz respeito à modelagem da carga de VEs que influenciam os fluxos de potência e tensões na rede. Para cada um desses aspectos, análises de sensibilidade são realizadas com simulação de Monte-Carlo de modo a levar em consideração a aleatoriedade nos parâmetros do modelo. Os impactos nos transformadores e carregamento das linhas são analisados usando uma variedade de métricas. Com isso, descobriu-se que os fatores que mais afetam a rede são o número de VEs na rede, a potência dos carregadores utilizados e a forma como os padrões de direção dos veículos são modelados. Além disso, a configuração geral da rede elétrica e a proporção local de VEs também desempenham papéis significativos ao avaliar a sobrecarga nas linhas. Por outro lado, a modelagem específica dos carros elétricos e o comportamento de recarga dos consumidores têm um impacto menor nesse contexto. O estudo ajuda a entender como a crescente demanda de veículos elétricos afeta as redes elétricas de baixa tensão e fornece informações importantes para o planejamento e dimensionamento dessas redes.

O artigo de Jain e Karimi-ghartemani (2022) propõe uma estratégia de compensação de potência reativa através de inversos de VEs para mitigar a sobrecarga no transformador. A solução proposta é testada em um sistema de distribuição real, considerando quatro diferentes cenários de recarga de VEs em Nível 1 e Nível 2. Especificamente, o padrão IEEE C57.91-2011 é usado para quantificar o impacto da recarga de VE na vida útil do transformador. É mostrado que, com o método proposto, a sobrecarga do transformador é significativamente reduzida e a vida útil do transformador melhora em média 47% ao longo de um ano em todos os quatro cenários analisados.

Nafisi (2019, p. 744–750) trata das influências adversas da recarga dos veículos elétricos no sistema de distribuição. Um método abrangente é proposto neste estudo para avaliar o impacto prejudicial de vários níveis de penetração de VEs sobre a perda de vida dos transformadores de distribuição. Em seguida, o método proposto é aplicado a um sistema de distribuição residencial real. Finalmente, os resultados da simulação via MATLAB® revelam que a taxa de perda de vida útil durante o pico noturno chega a 12,21 para um cenário com 40% de penetração de VEs. Em contraste, a recarga noturna coordenada de VEs causa efeitos menos prejudiciais na perda de vida útil do transformador.

O trabalho de Diahovchenko *et al.* (2022) apresenta uma estrutura baseada em lógica fuzzy para mitigação do envelhecimento de transformadores de distribuição. Na primeira etapa, foi desenvolvido um modelo para estimativa de carregamento de um transformador instalado no cabeçote de uma rede de distribuição de energia elétrica. O modelo considera diversos fatores que afetam negativamente a operação do transformador e levam ao superaquecimento de seus enrolamentos, incluindo altas temperaturas ambientes, harmônicos distorções de tensão geradas por cargas não lineares, fluxos de potência reversa, sobrecargas devido à alta penetração de veículos elétricos. Na segunda etapa, foi desenvolvido um algoritmo que visa otimizar o nível de carga e fator de potência do transformador. O modelo desenvolvido analisa os parâmetros e fatores que afetam o funcionamento normal do transformador e alerta sobre a presença de fatores perigosos que representam uma ameaça à confiabilidade e podem levar ao mau funcionamento. Além disso, a eficácia do uso da geração fotovoltaica, bancos de capacitores *shunt* e sistemas de armazenamento de energia a bateria, instalados no lado da tensão secundária para a preservação da vida útil dos transformadores de distribuição foram analisados e discutidos. As medidas propostas permitiram reduzir a perda de vida do transformador em mais de 7 vezes, em comparação com o cenário inicial.

Angelim e Affonso (2023) avaliam os efeitos de veículos elétricos de longo alcance na demanda total de recarga de VEs, carga do transformador e qualidade da tensão em um sistema de distribuição real. A demanda de veículos elétricos é modelada utilizando dados reais obtidos de um projeto de grande escala desenvolvido no Reino Unido. Este estudo propõe índices de desempenho para realizar uma análise qualitativa do sistema e usa Simulação de Monte Carlo para considerar as incertezas na demanda residencial e no comportamento de recarga de veículos elétricos. Os resultados mostram que a tendência atual de adoção de veículos de longo alcance que utilizam níveis de potência mais altos modifica a frequência e a duração da curva de demanda dos veículos. Além disso, ocorre o aumento da demanda de pico do transformador e o número de horas em que o transformador opera em sobrecarga. Violações de qualidade de tensão ocorrem com menos frequência quando conectores trifásicos são usados para carregar veículos, pois eles dividem a demanda entre as fases.

1.3 Objetivos

O objetivo geral desta dissertação de mestrado é realizar uma análise comparativa dos efeitos da recarga de veículos elétricos com baterias de curto e longo alcance na vida útil de um transformador do tipo ONAN de 200 kVA, utilizando o modelo térmico do IEEE Standard C57.91 e dados reais de demanda e recarga de VEs. Para alcançar esse objetivo, foram estabelecidos os seguintes objetivos específicos:

- Modelar a demanda residencial com base em medições reais de potência ativa e reativa consumida, diferenciando os perfis de carga para o inverno e o verão;
- Modelar a demanda de VEs com base em dados reais coletados de um projeto experimental no Reino Unido, diferenciando os perfis de carga para o inverno e verão;
- Utilizar dados de temperatura ambiente para o período e localização onde está situada a rede elétrica de distribuição (Reino Unido);
- Avaliar os indicadores de temperatura do ponto mais quente do transformador e o fator de aceleração do envelhecimento, com base no modelo térmico clássico do Std. IEEE C57.91;
- Comparar os impactos causados pelos VEs de curto e longo alcance em diferentes condições, considerando a influência da temperatura ambiente e vários níveis de penetração de VEs, a fim de estimar a perda de vida útil do transformador.

1.4 Estrutura do trabalho

A presente dissertação está estruturada em cinco capítulos, organizados da seguinte maneira.

O capítulo 1 apresenta uma contextualização do tema explorado e os objetivos pretendidos, tanto geral quanto específicos.

No capítulo 2, apresenta-se um embasamento teórico sobre os transformadores de distribuição a partir da explicação do funcionamento do equipamento, especialmente do tipo ONAN, do esclarecimento sobre a vida útil do transformador, e da descrição da modelagem matemática apresentada no Std. IEEE C57.91;

O capítulo 3 apresenta um embasamento teórico sobre os veículos elétricos, através do seu histórico e evolução, tipos de VEs, vantagens e desvantagens do seu uso, e características das baterias curto e longo alcance.

No capítulo 4, detalham-se a metodologia proposta, os procedimentos e as abordagens utilizadas para realizar a avaliação dos impactos dos veículos elétricos na vida útil do transformador de distribuição. Além disso, também são descritos os dados coletados da rede elétrica de distribuição em estudo.

No capítulo 5, apresentam-se os resultados da análise do impacto da inserção dos VEs na vida útil do transformador. Também são sugeridas soluções e recomendações com propostas para minimizar o impacto nos transformadores de distribuição, além de recomendações para aprimorar a gestão da rede elétrica.

O capítulo 6 apresenta a conclusão do presente trabalho mediante uma análise dos resultados obtidos na pesquisa, da sua contribuição para o avanço da tecnologia dos VEs e dos transformadores de distribuição e uma visão de perspectivas para trabalhos futuros.

2 TRANSFORMADORES DE DISTRIBUIÇÃO

Os transformadores são dispositivos elétricos estáticos projetados para converter, por meio de indução eletromagnética, a tensão e a corrente alternada entre dois ou mais enrolamentos. Estes equipamentos desempenham um papel fundamental nos sistemas de distribuição de energia elétrica, tanto no fornecimento da rede de média tensão quanto na alimentação da rede de baixa tensão (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Num sistema elétrico moderno, a geração de energia ocorre a partir de tensões que variam entre 12 e 25 kV. Posteriormente, transformadores elevam essa tensão para valores compreendidos entre 110 e 1.000 kV, com o propósito de permitir a transmissão de eletricidade em longas distâncias, minimizando as perdas. Na etapa seguinte, transformadores reduzem a tensão para o intervalo de 12 a 34,5 kV, viabilizando assim a distribuição local da eletricidade. O dispositivo responsável por receber a tensão de distribuição e executar a redução para níveis finais, tais como 110, 127, 220 V, é denominado transformador de distribuição, desempenhando a função de ajustar a tensão para os valores efetivamente utilizados (CHAPMAN, 2013).

2.1 Definições Fundamentais

Os transformadores trifásicos podem ser classificados como autenticamente trifásicos quando possuem um núcleo de ferro com pelo menos três pernas, nas quais são instaladas as bobinas das três fases. Como alternativa, também é possível utilizar três transformadores monofásicos montados juntos em um "banco trifásico". Tanto transformadores trifásicos quanto monofásicos são amplamente utilizados na rede de distribuição. No entanto, por razões históricas, algumas concessionárias ainda utilizam bancos de transformadores monofásicos conectados em triângulo aberto ou fechado (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Os transformadores possuem características distintas de resfriamento, adequadas para atender diversas aplicações e requisitos nos sistemas elétricos. Cada tipo de transformador apresenta suas próprias vantagens e desvantagens em relação ao método de resfriamento dos enrolamentos, sendo escolhido conforme a demanda e as condições específicas de operação. De acordo com a norma ABNT NBR 5356-1:2007, existem diversos tipos de transformadores:

- 1) ONAN: Neste tipo, os enrolamentos são imersos em óleo, com resfriamento natural pelo ar, também com circulação natural do óleo.
- 2) ONAF: Os enrolamentos são imersos em óleo, mas o resfriamento é realizado pelo ar, sendo que a circulação do óleo é feita de forma normal.

- 3) OFAF: Os enrolamentos estão submersos no óleo e o resfriamento é feito por circulação de ar forçada, sem um fluxo direcionado de óleo.
- 4) OFWF: Os enrolamentos estão imersos em óleo e o resfriamento é realizado por circulação de ar forçada, sem fluxo de óleo direcionado, e com circulação de água forçada.
- 5) ODAF: Neste tipo, os enrolamentos estão submersos em óleo, e o resfriamento é feito por circulação de ar forçada, com um fluxo de óleo direcionado.
- 6) ODWF: Por fim, neste tipo, os enrolamentos estão imersos em óleo e o resfriamento ocorre por circulação de ar forçada, com fluxo de óleo direcionado, além de contar com circulação de água forçada para o resfriamento.

Os enrolamentos são fundamentais para o funcionamento e desempenho adequado dos transformadores. Nos transformadores de média e grande potência, é comum o uso de condutores cobertos de papel nos enrolamentos. Esses condutores podem ser de tira individual, tipo feixe ou cabo continuamente transposto (CTC). Já para os transformadores de distribuição de baixa tensão, onde são necessárias menos voltas, folhas de cobre ou alumínio são frequentemente preferidas. Para enfrentar condições de sobrecarga, os condutores com isolamento térmico de papel atualizado são apropriados, suportando temperaturas de ponto quente de cerca de 110°C e proporcionando uma expectativa de vida mais longa. Além disso, o uso de isolamento em intercamadas de papel pontilhado com epóxi pode melhorar as propriedades mecânicas dos enrolamentos multicamadas (KULKARNI; KHAPARDE, 2013).

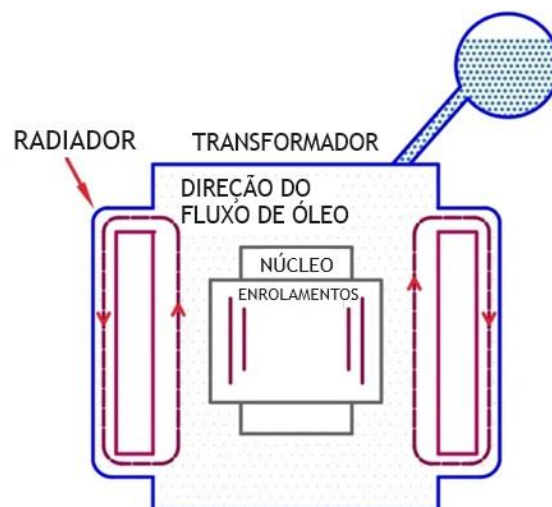
Os transformadores possuem sistemas de isolamento específicos, adequados para diferentes aplicações e necessidades nos sistemas elétricos. Diversos componentes de isolamento, como dutos de óleo, placas prensadas pré-comprimidas e anéis angulares, são utilizados entre os enrolamentos. O óleo mineral é amplamente empregado como meio isolante e refrigerante em transformadores de alta tensão devido à sua alta rigidez dielétrica. O óleo de silicone também é uma opção, sendo atóxico e resistente ao fogo, porém, seu custo mais elevado limita seu uso generalizado (KULKARNI; KHAPARDE, 2013).

O óleo utilizado para resfriamento e isolamento na parte ativa dos transformadores sofre degradação. O óleo tem uma vida útil limitada, em torno de 20 anos, quando operado dentro da faixa normal de temperatura (60 a 100°C). No entanto, transformadores operando com sobrecarga podem atingir temperaturas de operação acima de 100°C, levando a uma rápida degradação do óleo e, em alguns casos, até mesmo à falha completa do transformador. Isso

pode acarretar a degradação do isolamento sólido. Portanto, é crucial avaliar a verdadeira influência da degradação do óleo na futura operação do transformador (BOUHADDICHE; BOUAZABIA; FOFANA, 2017).

O calor gerado nos enrolamentos e no núcleo do transformador é transferido para o óleo por condução (fig. 1). Como o óleo aquecido é menos denso, ele sobe no tanque do transformador, enquanto o óleo frio ocupa o espaço do óleo quente. Esse processo de convecção faz com que o óleo circule do fundo para o topo do tanque. Posteriormente, o calor é dissipado para a temperatura ambiente, resultando no resfriamento do transformador. A eficiência desse sistema de resfriamento é influenciada pela temperatura ambiente e pela área de superfície do transformador. Para aumentar essa área, pode-se instalar um radiador no tanque do transformador. O método de resfriamento ONAN é mais adequado para transformadores a óleo de menor porte, com capacidade de até 5 MVA (ELECTRICAL VOLT, 2023). A fig. 1 demonstra um diagrama esquemático do sistema de refrigeração ONAN, o qual é objeto de estudo da presente dissertação.

Figura 1- Sistema de resfriamento de um transformador do tipo ONAN.



Fonte: Adaptado de *Electrical Volt* (2023).

Com o setor de energia passando por reestruturação e maior competitividade, a redução de custos de manutenção e o prolongamento da vida útil dos transformadores são objetivos essenciais. Por isso, o monitoramento e diagnóstico desses equipamentos têm ganhado importância. A degradação do isolamento é um dos principais fatores que levam ao envelhecimento e eventual falha dos transformadores. A umidade, oxigênio e temperatura são fatores críticos que aceleram a degradação do isolamento e afetam a vida útil dos

transformadores. Portanto, é fundamental monitorar esses parâmetros para garantir o desempenho e a confiabilidade desses importantes dispositivos elétricos (KULKARNI; KHAPARDE, 2013).

A deterioração ou envelhecimento do isolamento é uma função temporal complexa que envolve vários parâmetros, tais como temperatura, teor de umidade e teor de oxigênio. Com os sistemas modernos de preservação de óleo, é possível minimizar as contribuições de umidade e oxigênio para a deterioração do isolamento, tornando a temperatura do isolamento o parâmetro de controle mais crítico. No entanto, devido à distribuição não uniforme de temperatura na maioria dos dispositivos, a parte que opera na temperatura mais elevada normalmente apresenta a maior deterioração. Portanto, nos estudos de envelhecimento, é prática comum considerar os efeitos de envelhecimento induzidos pela temperatura mais alta, ou “ponto mais quente” (IEEE, 2012).

Devido a muitos fatores que influenciam o efeito cumulativo da temperatura ao longo do tempo na deterioração do isolamento do transformador, não é possível prever com grande precisão a vida útil do isolamento em um transformador, mesmo sob condições constantes ou estritamente controladas, muito menos sob condições de serviço amplamente variáveis. Essas complexidades destacam a importância da realização de estudos de envelhecimento meticulosos e da monitorização contínua das temperaturas no interior dos transformadores, a fim de garantir o funcionamento confiável desses equipamentos críticos para sistemas elétricos (IEEE, 2012).

2.2 Desempenho Térmico

O objetivo deste tópico é analisar o comportamento dos transformadores resfriados a óleo sob um enfoque térmico. Busca-se determinar as condições de carregamento limite, assegurando que as temperaturas internas da máquina não ultrapassem valores previamente estabelecidos. É importante destacar que os transformadores possuem uma constante de tempo térmica em torno de algumas horas, o que permite operá-los com uma sobrecarga controlada, cujo montante é definido com base em patamares da curva de carga diária. O objetivo é garantir que não ocorra uma perda considerável em sua vida útil.

Em outras palavras, é possível operar o transformador temporariamente em condições de sobrecarga, sem comprometer de maneira significativa sua vida útil e o desempenho da rede elétrica. Isso resulta em um adiamento na necessidade de colocar em serviço uma nova unidade. Essa abordagem visa a eficiência e a otimização dos recursos, permitindo uma operação

sustentável dos transformadores, e contribuindo para o desempenho confiável e econômico do sistema elétrico como um todo (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

As primeiras pesquisas na literatura técnica sobre o assunto remontam ao ano de 1930, quando Montsinger (1930) estabeleceu a famosa "regra dos 8", afirmando que a taxa de deterioração da isolamento, ou seja, a perda de vida útil do transformador, dobrava a cada 8 graus Celsius de aumento na temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Essa regra se baseia na compreensão de que a resistência mecânica da isolamento diminui com o aumento da temperatura, e assim permite a comparação entre diferentes condições operacionais de transformadores. No entanto, essa regra não fornece uma equação precisa para estimar a vida útil de um transformador.

Posteriormente, foram desenvolvidas equações empíricas através de estudos complementares, possibilitando uma melhor estimativa da perda de vida útil da máquina com base na temperatura do ponto mais quente do enrolamento. Nesse contexto, a "temperatura do ponto mais quente" se refere à máxima temperatura ocorrente no interior do enrolamento. Essas equações empíricas proporcionam uma avaliação mais precisa e detalhada do desgaste do transformador, permitindo uma análise mais aprofundada de suas condições operacionais (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

A longevidade do transformador é principalmente impactada pela degradação do seu material isolante, sendo esta degradação fortemente influenciada pela temperatura de operação. Neste estudo, a vida útil do transformador é determinada pela temperatura mais alta encontrada em seus enrolamentos (ΘH), conhecida em inglês como "*hottest-spot temperature*", a qual é calculada de acordo com o modelo térmico definido no Anexo C da Norma IEEE (2012). Todas as equações apresentadas nesta seção têm como base esta referência padrão.

2.2.1 Equações de envelhecimento

Os principais fatores que contribuem para o aumento da temperatura do transformador são o aumento do seu carregamento e das condições de temperatura ambiente. Para realizar os cálculos, a norma IEEE (2012) recomenda o uso de uma curva de carga ao longo de 24 horas, juntamente com uma curva representando as variações da temperatura ambiente nesse mesmo período de análise, as quais foram adotadas neste estudo. A curva de temperatura ambiente pode ser obtida através de valores médios diários ao longo de vários anos ou a partir dos valores médios das temperaturas máximas observadas.

A temperatura do ponto mais quente pode ser determinada utilizando a equação (1):

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \quad (1)$$

onde Θ_A representa a temperatura ambiente média durante o período de carga analisado, $\Delta\Theta_{TO}$ representa o acréscimo de temperatura no topo do óleo em relação à temperatura ambiente, e $\Delta\Theta_H$ representa o aumento da temperatura no ponto mais quente do enrolamento em relação à temperatura no topo do óleo, todas expressas em graus Celsius (°C).

O acréscimo da temperatura no topo do óleo, $\Delta\Theta_{TO}$, pode ser determinado através da equação (2), que é obtida para cada variação do ciclo de carga estudado:

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}) \left(1 - \exp^{\frac{-1}{\tau_{OT}}}\right) + \Delta\Theta_{TO,i} \quad (2)$$

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)}\right]^n \quad (3)$$

onde $\Delta\Theta_{TO,U}$, é a variação final da temperatura no topo do óleo; $\Delta\Theta_{TO,i}$ é a variação inicial de temperatura no topo do óleo, τ_{OT} , é a constante de tempo do óleo do transformador expressa em horas. O aumento da temperatura no topo do óleo sob carga nominal é representado por $\Delta\Theta_{TO,R}$, e K_U é a razão entre a carga final e a carga nominal em porcentagem. O parâmetro R é a relação entre as perdas sob carga e as perdas a vazio, e o valor de “n” é um expoente empiricamente derivado, cujo valor depende do modo de resfriamento do transformador.

O acréscimo de temperatura no ponto mais quente em relação à temperatura do óleo é calculado utilizando a equação (4):

$$\Delta\Theta_H = \Delta\Theta_{H,R} K^{2m} \quad (4)$$

onde a variação da temperatura no ponto mais quente do enrolamento em relação à temperatura sob carga nominal, $\Delta\Theta_{H,R}$, é representada na equação como um aumento em graus Celsius (°C). Além disso, o valor de “m” é um expoente que é empiricamente determinado e está relacionado com o modo de resfriamento do transformador.

A partir da temperatura no ponto mais quente do transformador, é possível calcular o fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}) utilizando a equação (5). Esse cálculo leva em conta o perfil de carregamento no transformador e a variação da temperatura ambiente ao longo de um período de 24 horas. O valor do F_{AA} será maior que 1 se a temperatura do ponto mais

quente for superior à temperatura de referência de 110°C, enquanto será menor que 1 caso a temperatura do ponto mais quente seja inferior a 110°C.

$$F_{AA} = EXP\left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}\right] \quad (5)$$

O fator de envelhecimento equivalente pode ser determinado utilizando a equação (6), apresentando seu resultado em dias:

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{AA_i} \Delta t_i}{\sum_{i=1}^N \Delta t_i} \quad (6)$$

onde Δt_i representa o intervalo de tempo em horas, e N, que é o número total de intervalos de tempo considerados durante o período de análise.

Um fator de envelhecimento equivalente (F_{EQA}) igual a 1 indica que o transformador envelheceu apenas 1 dia (24 horas) em um ciclo de 24 horas, sem qualquer deterioração precoce. Por outro lado, um valor de F_{EQA} igual a 1,5, por exemplo, significa que o transformador envelheceu 36 horas em um ciclo de 24 horas, o que indica uma deterioração prematura.

Para condições nominais de operação, estima-se que o material isolante do transformador tenha uma vida útil de 20,55 anos, equivalente a 180.000 horas. No entanto, se o transformador for submetido diariamente a um envelhecimento de 36 horas nas mesmas condições de operação, sua vida útil será significativamente reduzida. O transformador deve operar com um carregamento dentro de sua capacidade nominal. No entanto, o equipamento pode suportar uma certa sobrecarga sem afetar sua vida útil, dependendo da magnitude e duração dessas violações. É importante garantir que o carregamento esteja dentro dos limites aceitáveis para evitar danos ao transformador e assegurar sua vida útil adequada (IEEE, 2012).

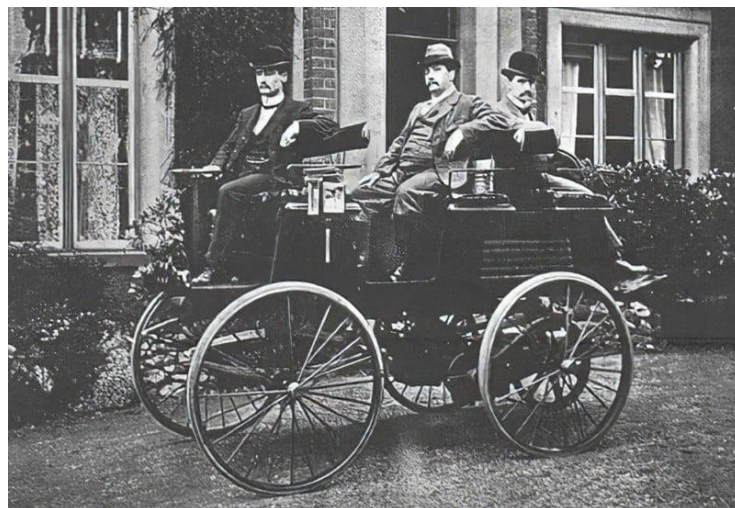
3 VEÍCULOS ELÉTRICOS

3.1 Histórico e Evolução dos Veículos Elétricos

Os carros elétricos surgiram há mais de 100 anos e estão ganhando popularidade novamente, impulsionados por razões semelhantes às do passado. A demanda por veículos elétricos (VEs) continua a crescer à medida que se busca reduzir a emissão de poluentes na atmosfera, e o custo do veículo elétrico reduz, em contrapartida ao aumento do custo do combustível. Nesse contexto de crescente interesse, é importante explorar a trajetória e o destino da tecnologia dos veículos elétricos (ENERGY, 2023a).

Voltando ao século XIX, o surgimento dos primeiros veículos elétricos (fig. 2) foi resultado de uma série de avanços, como baterias e motores elétricos, levando ao surgimento dos primeiros carros elétricos na estrada. No início do século XX, inventores na Hungria, Países Baixos e EUA começaram a experimentar veículos elétricos movidos a bateria, criando os primeiros carros elétricos em menor escala. A popularidade dos carros elétricos cresceu, especialmente nas cidades, devido à sua simplicidade e ausência de emissões. No entanto, com o advento dos carros movidos a gasolina, como o Modelo T de Henry Ford, e melhorias na infraestrutura de estradas e disponibilidade de gasolina, os veículos elétricos foram eclipsados (ENERGY, 2023a).

Figura 2 - Um carro elétrico construído na Inglaterra por Thomas Parker, por volta de 1895.



Fonte: Petapixel (2023).

A ascensão e queda dos veículos elétricos nas primeiras décadas do século XX foi influenciada por avanços na tecnologia de motores a gasolina, pela ampliação da rede rodoviária e pela disponibilidade de combustíveis fósseis. A preferência por veículos a gasolina levou ao

declínio quase completo dos veículos elétricos por volta de 1935. No entanto, o ressurgimento dos veículos elétricos nos tempos modernos reflete uma mudança de paradigma em direção à sustentabilidade e eficiência energética (ENERGY, 2023a).

Na última década, a transição para tecnologias de transporte rodoviário elétrico foi impulsionada por avanços tecnológicos e crescente interesse dos consumidores. Veículos elétricos agora oferecem melhorias de desempenho, como aceleração aprimorada, maior autonomia e opções de carregamento rápido. Em 2019, as vendas globais de VEs, incluindo tanto os modelos totalmente elétricos (BEVs) como os híbridos *plug-in* (PHEVs), ultrapassaram a marca de 5 milhões, com uma tendência em direção aos BEVs. Essa mudança é impulsionada tanto por preocupações ambientais quanto econômicas, uma vez que os veículos a combustão interna contribuem para a poluição urbana e a dependência de petróleo acarreta implicações econômicas. Com mais de 1,4 bilhão de carros no mundo, a crescente frota automotiva amplia o problema da poluição. Em contraste, os VEs, alimentados por fontes de energia alternativas e equipados com motores elétricos eficientes, oferecem uma solução de transporte urbano limpa e sustentável, sendo veículos livres de emissões (HUSAIN, 2021).

3.2 Tipos de Veículos Elétricos

Os veículos elétricos podem ser classificados em diferentes categorias com base na sua propulsão e *design*. Existem três tipos principais de VEs (PATEL *et al.*, 2023):

- Veículos Elétricos a Bateria (do inglês *Battery Electric Vehicles* - BEVs):

Os veículos elétricos a bateria são aqueles que funcionam exclusivamente com eletricidade. Eles utilizam apenas eletricidade como combustível. A emissão pelo escapamento é zero. Eles empregam um processo especial para recuperar a bateria por meio da técnica de frenagem regenerativa. A recarga pode ser feita através de uma tomada residencial (PATEL *et al.*, 2023).

Quase todos os BEVs podem percorrer pelo menos 160 km com uma única carga, e muitos dos novos veículos que estão chegando ao mercado oferecem uma autonomia totalmente elétrica de 320-482 km ou mais. Incluídos entre os BEVs estão ônibus elétricos movidos a bateria, como ônibus elétricos a bateria e ônibus elétricos a bateria estendida (U.S. DEPARTMENT OF TRANSPORTATION, 2023). A autonomia do BEV depende da capacidade da bateria instalada, podendo sofrer variações em função de múltiplos fatores, incluindo inclinações acentuadas, cargas adicionais, direção ofensiva e temperaturas frias.

Alguns dos modelos representativos de BEVs incluem o Tesla, Chevrolet Bolt, Nissan Leaf, BMW i3, Renault Zoe, Jaguar i-Pace, Kia Soul EV e Volkswagen e-Golf (NEOCHARGE, 2023a).

- Veículos Elétricos Híbridos (do inglês *Hybrid Electric Vehicles* - HEVs):

Os veículos híbridos são aqueles que possuem tanto um motor de combustão interna quanto uma bateria. Eles operam principalmente com o motor de combustão interna quando a demanda de energia é maior e no modo de economia, alternam rapidamente para a bateria elétrica. Os veículos híbridos possuem uma bateria muito pequena que complementa o motor de combustão interna e adiciona um pouco de autonomia totalmente elétrica ao veículo. Devido a isso, a emissão pelo escapamento do carro é reduzida e, por fim, contribui para a diminuição de poluição (PATEL *et al.*, 2023).

A bateria incorporada ao veículo híbrido não pode ser carregada externamente. Ela só pode ser recarregada através de uma técnica especial de frenagem regenerativa. Os HEVs dependem principalmente do combustível para operar o motor do carro. Embora a emissão do veículo seja reduzida pelo uso da bateria, ela ainda é significativamente alta. Os veículos híbridos também são conhecidos como veículos de auto recarga. Alguns modelos de HEVs no mercado são: Toyota Corolla Hybrid, Lexus 450h, Toyota Yaris Hybrid (PATEL *et al.*, 2023).

- Veículos Elétricos Híbridos Plug-in (do inglês *Plug-in Hybrid Electric Vehicles* - PHEVs):

A palavra "*plug-in*" é autoexplicativa, significando que o usuário apenas precisa conectar o carro a um ponto de recarga para que a bateria possa ser recarregada. Esta tecnologia é uma combinação de Veículos Elétricos Híbridos (HEVs) e Veículos Elétricos a Bateria (BEVs), e possui os benefícios de ambos. Assim como os BEVs, o PHEV pode ser conectado a uma fonte de energia externa para recarregar sua bateria e, como os HEVs, possui um motor de combustão interna juntamente com um conjunto de baterias potentes. Os PHEVs são projetados para vários modos de operação, levando em consideração as necessidades do cliente. Nos PHEVs, o motor de combustão interna e o motor/gerador funcionam em perfeita harmonia (PATEL *et al.*, 2023).

Este tipo de veículo combina as vantagens da eficiência de combustível de um híbrido convencional com todas as capacidades elétricas de um veículo elétrico alimentado por bateria ou células a combustível (NEOCHARGE, 2023b). Os PHEVs consomem de 14% a 47% a menos de combustível do que veículos convencionais quando suas baterias estão totalmente

carregadas. Quando a eletricidade não está disponível, estes veículos podem funcionar com combustível convencional, ou seja, gasolina ou diesel (U.S. DEPARTMENT OF TRANSPORTATION, 2023).

Os PHEVs aproveitam a combinação do motor elétrico e da bateria para otimizar a eficiência do combustível e reduzir as emissões poluentes, mesmo quando operam no modo híbrido. Quando o veículo está parado no trânsito ou em um semáforo, o motor é desligado automaticamente, economizando energia. Além disso, os sistemas de freios regenerativos convertem parte da energia dissipada durante as frenagens em eletricidade, que é armazenada na bateria. Como o motor elétrico complementa a potência do motor de combustão interna, este último pode ser dimensionado com menor capacidade, mantendo o desempenho do veículo e melhorando a eficiência no consumo de combustível (NEOCHARGE, 2023b).

Alguns modelos de PHEVs atualmente disponíveis no mercado são: *Mitsubishi Outlander*, *Volvo XC60 Twin Engine*, *Toyota Prius plug-in*, BMW 225xe, Mercedes-Benz E350 e SE. Geralmente, todos os PHEVs são projetados para uso de passageiros, mas atualmente, os PHEVs também estão sendo implementados em outros setores, como veículos comerciais, veículos militares, scooters, veículos médicos etc. Alguns dos modelos de PHEVs estão representados na fig. 3 (PATEL *et al.*, 2023).

Figura 3 - Modelos compactos da BMW.



Fonte: Patel, *et al* (2023).

Além das características que herda de um carro convencional, ele também incorpora o que há de melhor nos veículos elétricos. Um PHEV reduz o custo operacional do veículo. Também diminui a emissão de poluentes prejudiciais, tornando-o mais amigável ao meio ambiente. Em um estudo, verificou-se que um motorista comum percorre cerca de 80 km por dia, em média. Levando esse estudo em consideração, os PHEVs são a melhor alternativa aos

veículos convencionais, que emitem muitos poluentes nocivos no ambiente. Um PHEV possui um motor a combustão interna e uma bateria. Esses dois componentes trabalham em perfeita sincronia para fornecer o melhor desempenho (PATEL *et al.*, 2023).

3.3 Baterias de Veículos Elétricos

O requisito básico para VEs é um fornecimento portátil de energia elétrica, que é convertida em energia mecânica no motor elétrico para a propulsão do veículo. A energia elétrica é tipicamente obtida por meio da conversão da energia química armazenada em dispositivos como baterias e células de combustível. As limitações de potência e densidade de energia de armazenamento de energia elétrica portátil levaram à ansiedade de autonomia por parte dos clientes, o que atrasou a comercialização de veículos elétricos. Entre as opções disponíveis de fontes de energia portátil, as baterias têm sido a escolha mais popular como fonte de energia para veículos elétricos desde o início dos programas de pesquisa e desenvolvimento nesses veículos. Os veículos elétricos disponíveis comercialmente hoje utilizam baterias como fonte de energia elétrica (HUSAIN, 2021).

O sistema de bateria desempenha um papel crucial nos veículos elétricos, afetando sua eficiência, autonomia, capacidade de aceleração, recarga e segurança. Esse sistema é composto por diversas categorias de componentes, que englobam baterias, controles elétricos, sistemas de segurança e instalações de manutenção. O núcleo do sistema é constituído por módulos de bateria, que abrigam as células contendo ânodo, cátodo e eletrólito. A escolha das características dessas células tem um impacto direto na eficiência do sistema. As opções incluem eletrólitos à base de água e solventes orgânicos, cada uma com suas próprias vantagens e limitações. As células são agrupadas em módulos que, por sua vez, se unem para formar um conjunto de bateria. Diferentes tecnologias celulares, como ácido chumbo e íon de lítio, apresentam suas próprias vantagens e desvantagens. Para atingir a densidade de energia e potência necessárias, além da durabilidade exigida para atender aos requisitos de vida útil da bateria, os VEs demandam tecnologias avançadas (LINK; O'CONNOR; SCOTT, 2015).

Os sistemas de armazenamento de energia são essenciais para veículos totalmente elétricos, veículos elétricos híbridos *plug-in* e veículos elétricos híbridos. Os seguintes sistemas de armazenamento de energia são usados nestes tipos de veículos (ENERGY, 2023b):

- Baterias de Íons de Lítio:

Atualmente, as baterias de íons de lítio (fig. 4) são amplamente empregadas em dispositivos eletrônicos portáteis, como telefones celulares e laptops, devido à sua notável capacidade de armazenamento de energia por unidade de massa em comparação com outros sistemas de armazenamento elétrico. Além disso, essas baterias demonstram uma relação expressiva entre potência e peso, eficiência energética elevada e um bom desempenho mesmo em temperaturas elevadas, além de uma autodescarga reduzida. Embora grande parte dos componentes das baterias de íons de lítio possa ser reciclada, o custo associado à recuperação de materiais ainda se configura como um desafio para a indústria. Na atualidade, a maioria dos BEVs e PHEVs adota baterias de íons de lítio, embora as formulações químicas frequentemente variem em relação às baterias encontradas em aparelhos eletrônicos de consumo. A pesquisa e o desenvolvimento continuam em andamento para reduzir o custo relativamente elevado dessas baterias, aumentar sua longevidade útil e abordar preocupações de segurança associadas ao superaquecimento (ENERGY, 2023b).

Figura 4 - Baterias de íons de lítio utilizadas na maioria dos veículos elétricos.



Fonte: U.S Department of Energy (2023b).

- Baterias de Níquel-Metal Hidreto:

As baterias de níquel-metal hidreto, que são comumente empregadas em dispositivos de informática e equipamentos médicos, apresentam capacidades de armazenamento de energia específica e potência específica razoavelmente adequadas. Estas baterias têm uma vida útil muito mais prolongada em comparação com as baterias de chumbo-ácido e são consideradas seguras e resistentes a situações de uso intensivo. Tais baterias têm encontrado ampla aplicação em veículos elétricos híbridos (HEVs). Contudo, as principais dificuldades enfrentadas pelas

baterias de níquel-metal hidreto incluem seu custo elevado, tendência a autodescarga em níveis elevados e produção de calor em temperaturas altas, bem como a necessidade de manter o controle sobre a perda de hidrogênio (ENERGY, 2023b).

- Baterias de Chumbo-Ácido:

É possível desenvolver baterias de chumbo-ácido com capacidade para alta potência, sendo estas de baixo custo, seguras e confiáveis. Contudo, sua energia específica é limitada, o desempenho em temperaturas baixas é deficiente e tanto a vida útil medida pelo calendário quanto o ciclo de carga e descarga são breves, o que restringe sua aplicação. Baterias aprimoradas de chumbo-ácido, com capacidades de alta potência, estão em processo de desenvolvimento, embora atualmente sejam usadas somente em veículos elétricos prontamente disponíveis no mercado, para funções secundárias (ENERGY, 2023b).

- Ultracapacitores:

Os ultracapacitores retêm energia em um líquido que é polarizado entre um eletrodo e um eletrólito. A capacidade de retenção de energia aumenta proporcionalmente ao aumento da área superficial do líquido. Os ultracapacitores têm a capacidade de suprir energia extra aos veículos durante momentos de aceleração e ao subir ladeiras, além de facilitar a recuperação da energia gerada durante a frenagem. Esses componentes também têm o potencial de servir como mecanismos secundários de armazenamento de energia em veículos elétricos, contribuindo para equilibrar a carga de energia das baterias eletroquímicas (ENERGY, 2023b).

A tecnologia de bateria de íons de lítio é a mais promissora entre as quatro químicas de bateria mencionadas acima. As características desejáveis das baterias para aplicações em veículos elétricos e veículos elétricos híbridos são alta potência específica, alta energia específica, alta taxa de aceitação de carga tanto para recarga quanto para frenagem regenerativa e longa vida útil em termos de calendário e ciclos. Os veículos BEVs e os PHEVs requerem uma energia específica mais alta (Wh/kg) do que os veículos elétricos híbridos de sustentação de carga (HEVs), o que resultou na adoção universal da tecnologia de bateria de íons de lítio desde o início do marketing em massa desses veículos por volta de 2010. Os primeiros veículos elétricos de mercado em massa tinham um alcance de cerca de 160 km ou menos. Entre essas primeiras opções, o Nissan Leaf de primeira geração, com um conjunto de bateria de íons de lítio de 25 kWh, tinha um alcance de 117 km. O Chevrolet Bolt, lançado em 2017, tem um alcance de 383 km, com um conjunto de bateria de íons de lítio de 60 kWh. Veículos com

alcance superior a 482 km são considerados marcas de luxo e requerem conjuntos de baterias de cerca de 100 kWh. Além das densidades de potência e energia, o empacotamento das baterias, o balanceamento das células, a medição precisa do estado de carga e instalações de reciclagem para os componentes das baterias são considerações importantes. Acima de tudo, o custo das baterias deve ser razoável para que os veículos elétricos e híbridos sejam competitivos em relação aos veículos com motores de combustão interna (HUSAIN, 2021).

Quanto à autonomia, as baterias de VEs podem ser classificadas como “longo alcance” ou “curto alcance”. As de longo alcance normalmente fornecem um alcance de mais de 300 km com uma única carga. Eles são perfeitos para aqueles que têm deslocamentos mais longos ou viajam frequentemente longas distâncias. Algumas das vantagens de uma bateria de longo alcance incluem (ENERGY5, 2023):

- Não há necessidade de se preocupar em carregar constantemente o veículo;
- Mais liberdade para fazer viagens mais longas sem se preocupar com ansiedade de alcance;
- Menos tempo gasto em estações de carregamento, o que pode poupar tempo durante o dia.

As baterias de carros elétricos de curto alcance normalmente fornecem um alcance de menos de 160 km com uma única carga. Eles são mais acessíveis e perfeitos para quem tem um trajeto mais curto, mora na cidade ou só usa o veículo para viagens curtas. Algumas das vantagens de uma bateria de curto alcance incluem (ENERGY5, 2023):

- Acessibilidade, com veículos de curto alcance sendo mais baratos;
- Perfeito para a condução urbana, onde a autonomia muitas vezes não é tão preocupante;
- Menos tempo gasto carregando, já que as baterias de curto alcance normalmente carregam muito mais rápido.

3.4 Impactos da Recarga de Veículos Elétricos na Rede Elétrica

A recarga de veículos elétricos contribui com cargas adicionais na infraestrutura elétrica, resultando em efeitos adversos na rede de distribuição existente. Os efeitos da recarga de frotas de VEs na rede elétrica são influenciados por vários fatores, como: o nível de penetração de VEs; a característica da bateria; o padrão de recarga empregado pelo usuário; a localização dos pontos de recarga; o modo de recarga; o horário de recarga; o estado de carga

(SOC) das baterias; a duração da recarga do veículo; além de políticas tarifárias. Nesta seção, são resumidos os efeitos de recarga de VEs na rede elétrica (NANAKI, 2021):

- Aumento da demanda de pico:

A introdução dos VEs do tipo *plug-in* tem um impacto substancial na demanda de energia da rede elétrica. Isso ocorre porque estes veículos fazem sua recarga pela conexão à rede elétrica, sendo uma demanda adicional. Além disso, de acordo com estimativas, grande parte da recarga dos VEs costuma ser realizada na residência no fim do dia, quando o usuário retorna para casa, e coincide com os momentos de pico de consumo residencial. Como consequência, uma grande quantidade de VEs em processo de recarga contribuirá para o aumento significativo do pico de consumo de energia. Diversas abordagens podem ser empregadas para minimizar o problema, como processo de recarga controlada ou a adoção de um sistema tarifário variável com o tempo (do inglês *Time-of-Use* - TOU), que desloca as demandas dos VEs para os períodos de menor consumo (NANAKI, 2021).

- Sobrecarga nos transformadores:

A integração de VEs em uma rede de distribuição pode resultar em um considerável aumento da carga sobre os transformadores. Isto pode resultar na redução de sua vida útil e custos não programados. Assim, faz-se necessário o planejamento da rede e a gestão da carga, além do dimensionamento adequado dos transformadores (NANAKI, 2021).

- Problemas de subtensão:

A recarga simultânea de múltiplos veículos elétricos no mesmo alimentador ocasiona aumento da demanda. Com isto, a tensão na rede pode cair para níveis abaixo do aceitável e/ou do exigido por regulamentos, ocorrendo problemas de subtensão (NANAKI, 2021).

- Perdas de energia no sistema:

A falta de coordenação no processo de recarga dos VEs pode levar a consideráveis perdas de energia e variações de tensão indesejáveis. Por isso, é essencial encontrar alternativas para que as empresas de energia possam lidar com essas perdas (NANAKI, 2021).

4 METODOLOGIA

A influência da inserção gradual de veículos elétricos na vida útil do transformador que atende à rede de distribuição em estudo é investigada por meio do modelo térmico do *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Transformers* (2012), o qual analisa a temperatura do ponto mais quente (do inglês *hottest-spot*), e calcula alguns indicadores como o fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}) e o envelhecimento equivalente (F_{EQA}).

As análises são realizadas para um período de 24 horas, conforme determinado pela metodologia de cálculo da IEEE (2012). O período de amostragem considerado é de 10 minutos. Para este período de análise, utiliza-se a curva de carga do transformador, composta pela demanda residencial somada à demanda agregada de VEs.

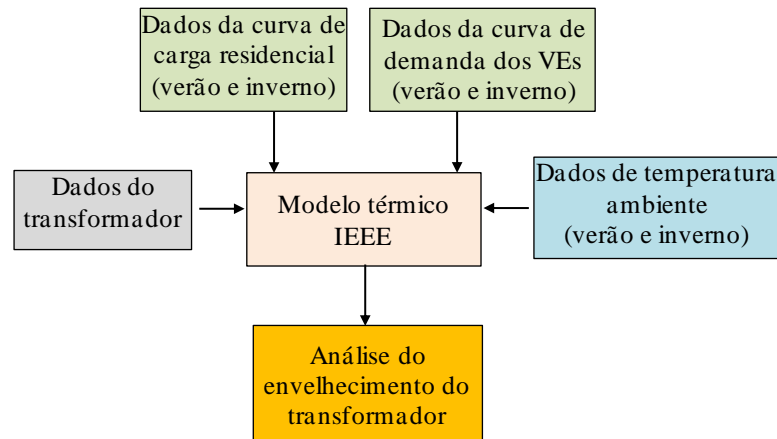
A metodologia proposta é apresentada na fig. 5. Primeiramente, os dados de demanda residencial e demanda de recarga dos VEs são obtidos a partir de dados reais do estudo de caso. Estas curvas de demanda são somadas para se obter a curva de carga do transformador. Em seguida, o modelo térmico do IEEE é aplicado, de modo a obter-se a temperatura do ponto mais quente e o fator de aceleração de envelhecimento ao longo do dia. Este processo se repete até todos os intervalos do dia serem analisados. Após isso, o fator de envelhecimento equivalente (F_{EQA}) para o ciclo de 24 h é calculado. Com base neste indicador, é possível obter uma estimativa do impacto da inclusão dos VEs na vida útil do transformador de distribuição.

Neste estudo, avaliam-se os impactos ocasionados no transformador por VEs com baterias de longo alcance e baterias de curto alcance, conforme especificação abaixo:

- baterias de longo alcance de 75 kWh, com potência de recarga de 11 kW;
- baterias de curto alcance de 24 kWh, com potência de recarga de 7,4 kW.

Além disso, a pesquisa contempla a investigação de diversos níveis de penetração na rede elétrica, abrangendo faixas de 10% a 30% para VEs com baterias de longo alcance e de 10% a 60% para aqueles de curto alcance. Ademais, dois cenários distintos, correspondentes às estações do inverno e do verão, são submetidos a análise. As simulações são realizadas no MATLAB©.

Figura 5 - Fluxograma da metodologia proposta.



Fonte: Autora (2023)

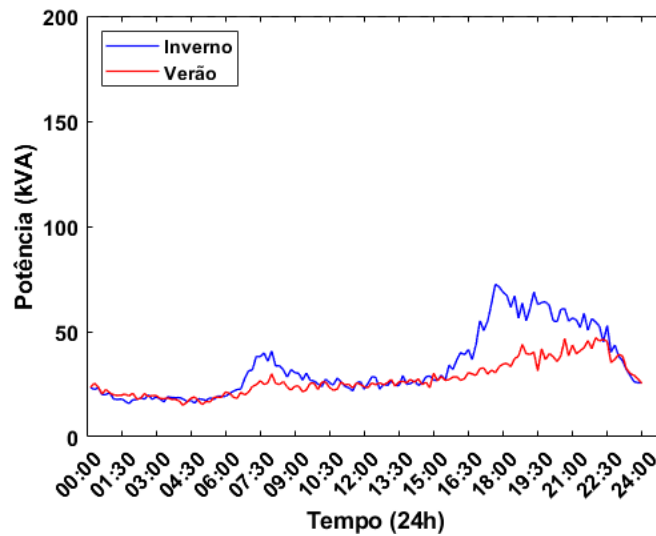
4.1 Demanda Residencial

O conjunto de dados utilizado para representação da demanda residencial consiste em medições reais de consumo de eletricidade de 22 residências entre 2008 e 2009 região dos *East Midlands*, no Reino Unido (RICHARDSON; THOMSON, 2010). Os dados coletados formam a base para a modelagem dos perfis de demanda residencial, e foram divididos em dois conjuntos de acordo com a estação: verão (abrangendo dados do mês de junho a setembro) e inverno (abrangendo dados do mês de dezembro a março).

Com base nos dados reais coletados de 22 residências, desenvolveu-se um modelo probabilístico não-paramétrico empregando uma função de kernel gaussiano e uma largura de banda de 0,01 em cada intervalo de demanda (ANGELIM, 2023). Este modelo foi concebido para representar as incertezas associadas ao consumo de energia residencial. A partir desse modelo probabilístico, foram geradas 100 amostras aleatórias de curvas de carga diárias de 24 horas, com uma taxa de amostragem de 10 minutos. Esse procedimento permitiu simular o consumo de 100 residências que estão conectadas a um transformador de distribuição do tipo ONAN com uma capacidade nominal de 200 kVA.

Para cada conjunto de dados, verão e inverno, obteve-se a demanda média diária, cujos valores são apresentados na fig. 6. Observa-se que, no verão, a demanda residencial é menor do que durante o inverno, já que o uso de aparelhos de aquecimento é menor. Além disso, a demanda de energia elétrica das residências é relativamente constante ao longo do dia, com pequenas variações devido aos hábitos de consumo das famílias, e pico maior no fim do dia, especialmente no inverno.

Figura 6 – Média da carga total de 100 residências para o período de 24h, no inverno e no verão.



Fonte: Autora (2023)

4.2 Demanda de Veículos Elétricos

Para modelagem da demanda de recarga de VEs, utilizou-se o conjunto de dados proveniente do Projeto *Electric Nation* (WPD, 2019). Estes dados foram coletados de 673 estações de recarga inteligentes instaladas nas residências dos participantes do projeto no Reino Unido, entre janeiro de 2017 e julho de 2018. Os registros englobam detalhes da recarga dos VEs, como os horários de início de recarga, as capacidades das baterias (kWh) e o consumo de energia (kWh). Após o pré-processamento dos dados e filtragem, onde excluem-se os dados perdidos (*NULL*) e leituras incorretas (ANGELIM, 2023), foram obtidos conjuntos distintos representativos das estações de recarga dos VEs no verão e inverno.

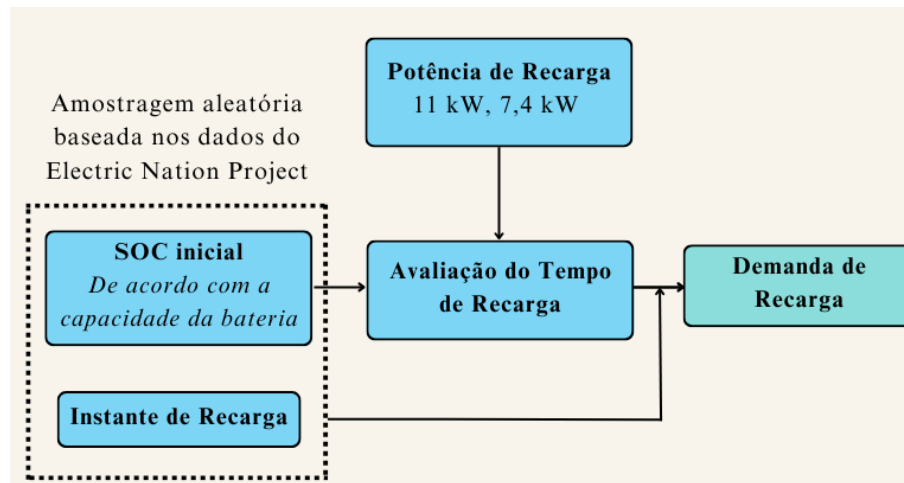
Os parâmetros utilizados para determinação da demanda de recarga foram o horário de início de recarga (T_i) e o estado inicial da bateria (SOC_i) que, devido às incertezas associadas a esses parâmetros, foram modelados probabilisticamente a partir das distribuições dos dados. O processo de obtenção da demanda de recarga dos VEs é apresentado na fig. 7.

A partir dos dados coletados, foi feito o cálculo do estado de carga inicial (SOC_i) dos veículos utilizando a equação 7 (AFFONSO; KEZUNOVIC, 2019):

$$SOC_i = \left(1 - \frac{E}{B_c}\right) * 100 \quad (7)$$

onde SOC_i representa o estado de carga inicial, E é a energia consumida durante a recarga do veículo (em kWh) e B_c é a capacidade da bateria (em kWh).

Figura 7 - Cálculo da demanda de recarga de um VE.



Fonte: Autora (2023)

Os dados de SOC_i e T_i foram então ajustados a uma função de distribuição probabilística. Como não havia uma única função capaz de representar todos os dados em todos os horários, optou-se pela utilização de uma função de distribuição não-paramétrica, kernel gaussiana com uma largura de banda de 0,01. Para avaliar a qualidade do ajuste, aplicou-se o teste Kolmogorov–Smirnov (KS), cujos resultados demonstraram uma conformidade satisfatória (ANGELIM, 2023).

A partir dos modelos probabilísticos resultantes, foram geradas amostras aleatórias de SOC_i e horários de início de recarga (T_i). Para cada amostra gerada, considerando um valor de potência de recarga determina-se a duração do tempo de recarga da bateria (ΔT_c), conforme descrito na equação 8 (AFFONSO; KEZUNOVIC, 2019):

$$\Delta T_c = \left(\frac{SOC_f - SOC_i}{\eta P_c} \right) * C_b \quad (8)$$

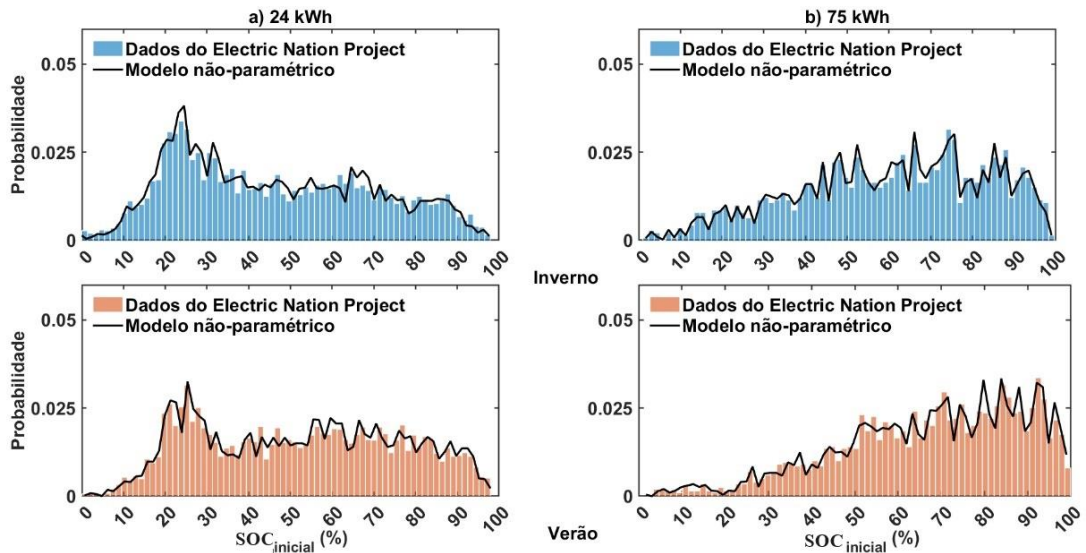
onde SOC_f denota o estado de carga final, η é a eficiência do carregador (assumida como 99%), P_c é a potência de carregamento (em kW) e C_b é a capacidade da bateria (kWh).

O perfil de demanda de recarga de veículos elétricos foi estabelecido para um período de 24 horas, com resolução de 10 minutos e foram considerados dois modelos de veículos elétricos, variando a capacidade da bateria e o nível de potência de recarga conforme a seguir:

- Veículos de curto alcance, com bateria de 24 kWh e potência de recarga de 7,4 kW;
- Veículos de longo alcance, com bateria de 75 kWh e potência de recarga de 11 kW

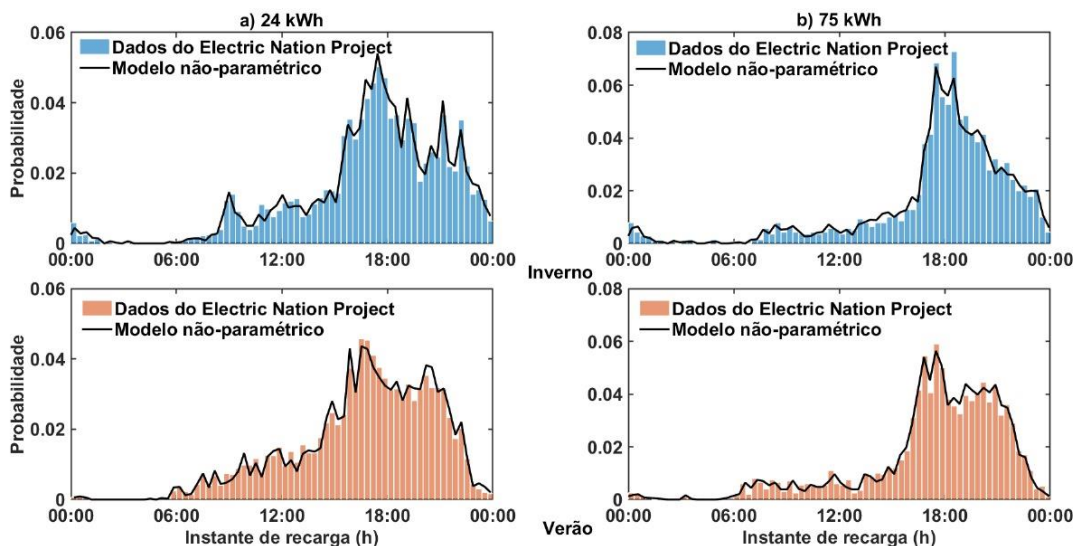
Este processo é repetido para a produção de um conjunto de perfis de demanda que representam o comportamento de recarga dos usuários. Os histogramas e os respectivos modelos probabilísticos são apresentados nas fig. 8 e 9 para as duas capacidades de bateria e estações do ano.

Figura 8 - Histogramas e respectivos modelos probabilísticos da carga inicial da bateria (SOC inicial) para inverno e verão para veículos com baterias de a) 24 kWh e b) 75 kWh.



Fonte: Autora (2023)

Figura 9 - Histogramas e respectivos modelos probabilísticos do instante de recarga para inverno e verão para veículos com baterias de a) 24 kWh e b) 75 kWh.



Fonte: Autora (2023)

5 ESTUDO DE CASO E ANÁLISE DE IMPACTO

Neste capítulo, é delineada a análise do estudo de caso. A investigação é centrada na avaliação do impacto ocasionado pela conexão dos Veículos Elétricos no ciclo de vida operacional de um transformador de distribuição do tipo resfriado a óleo, de capacidade nominal de 200 kVA, com resfriamento natural (ONAN). O escopo da pesquisa inclui uma comparação entre os efeitos causados pelos VEs de longo alcance (maior autonomia) e os de curto alcance (menor autonomia). Além disso, este capítulo sugere soluções e recomendações para mitigar os efeitos adversos nos transformadores de distribuição, bem como propõe estratégias para aprimorar a gestão da rede elétrica.

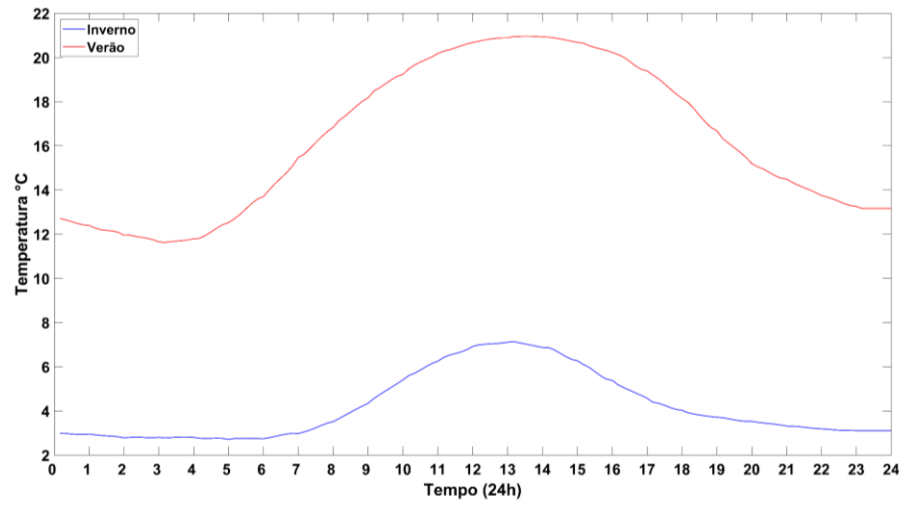
5.1 Dados do Transformador

O modelo térmico do transformador, já demonstrado anteriormente neste trabalho no Capítulo 2, de acordo com a norma IEEE C57.91 (IEEE, 2012), foi empregado para estimar a elevação da temperatura do ponto mais quente (Θ_H).

A temperatura ambiente desempenha um papel crucial para o cálculo da temperatura do ponto mais quente do transformador, e seu fator de envelhecimento. Desta forma, foram empregadas duas curvas de temperatura ambiente, uma para o período de verão e outra para o inverno. As curvas têm ciclo de 24 horas, com valores médios de temperatura obtidos do *National Solar Radiation Database* (NSRDB, 2023) utilizando a localização do Reino Unido. A fig. 10 apresenta as curvas utilizadas.

O transformador de distribuição utilizado neste trabalho tem capacidade nominal de 200 kVA, com resfriamento natural (ONAN), e fornece energia para 100 residências. Os parâmetros térmicos do transformador fornecidos pelo fabricante (UNION TRANSFORMERS COMPANY, 2022) são apresentados na tabela 1.

Figura 10 - Temperatura Ambiente.



Fonte: *National Solar Radiation Database* (2023)

Tabela 1 - Parâmetros do Transformador ONAN.

Parâmetros	Valores
Potência Nominal	200 kVA
Elevação Máxima de Temperatura do Óleo ($\Delta\theta_{TO,R}$)	50 °C
Elevação Máxima de Temperatura dos Enrolamentos ($\Delta\theta_{H,R}$)	55 °C
Perdas em Vazio	500 W
Perdas no Cobre	2400 W
Constante de Tempo do Óleo do Transformador (τ_{TO})	4,9 h
Método de Resfriamento ONAN	m = n = 0,8

Fonte: *Union Transformers Company* (2022)

5.2 Resultados das Simulações

As análises subsequentes visam avaliar o impacto da inserção da demanda de veículos elétricos na vida útil do transformador, levando em consideração diversos níveis de penetração. Neste trabalho, o nível de penetração (NP), expresso em porcentagem, é definido como a razão entre o número de Veículos Elétricos (N_{VE}) e o número de Unidades Consumidoras Atendidas (N_{UC}) pelo transformador, que, neste estudo, é de 100 unidades, conforme indicado na equação (9):

$$NP(\%) = 100 \times \frac{N_{VE}}{N_{UC}} \quad (9)$$

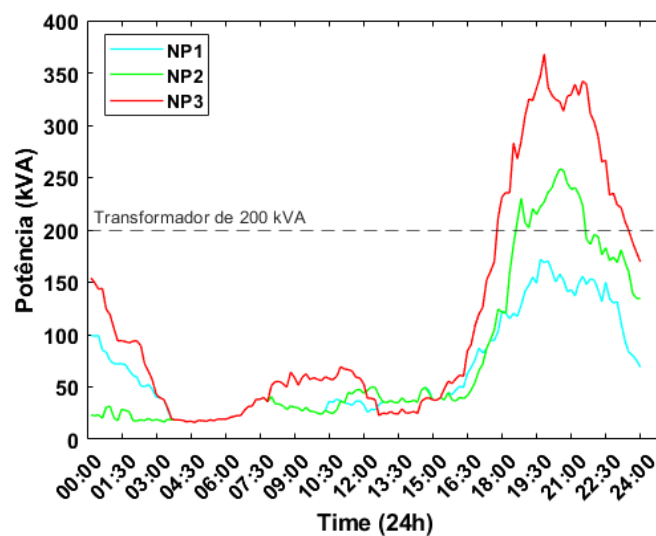
A taxa de incorporação dos VEs é gradualmente aumentada em intervalos de 10%, partindo de 0%, até que a capacidade do transformador seja excedida, ultrapassando o fator de aceleração de envelhecimento. Isso significa que $NP_1 = 10\%$, $NP_2 = 20\%$ e assim por diante.

Portanto, para o caso dos VEs com baterias de longo alcance, apresentam-se resultados em diferentes cenários que variam de NP_1 (10%) a NP_3 (30%), considerando tanto o inverno quanto o verão. No caso dos VEs com baterias de curto alcance, os cenários se estendem de NP_1 (10%) a NP_6 (60%).

5.2.1 VEs com bateria de longo alcance (75 kWh, 11 kW)

Primeiramente as análises são feitas para o conjunto de dados representativo da estação de inverno. A fig. 11 exibe as curvas de carga do transformador durante o inverno para diferentes níveis de penetração de VEs com baterias de longo alcance. Para NP_1 , é notável que a carga total não atinge a capacidade nominal do transformador. No entanto, a partir de NP_2 , onde apenas 20 VEs estão conectados simultaneamente, a carga excede imediatamente a capacidade nominal do transformador. Mais especificamente, no cenário 2, a carga total na rede elétrica ultrapassa a capacidade nominal do equipamento em 25%. Em relação a NP_3 , destaca-se que o pico de sobrecarga atinge um valor de 367,93 kVA, representando uma sobrecarga considerável (84% acima da capacidade nominal do transformador) durante um período de 5,66 horas.

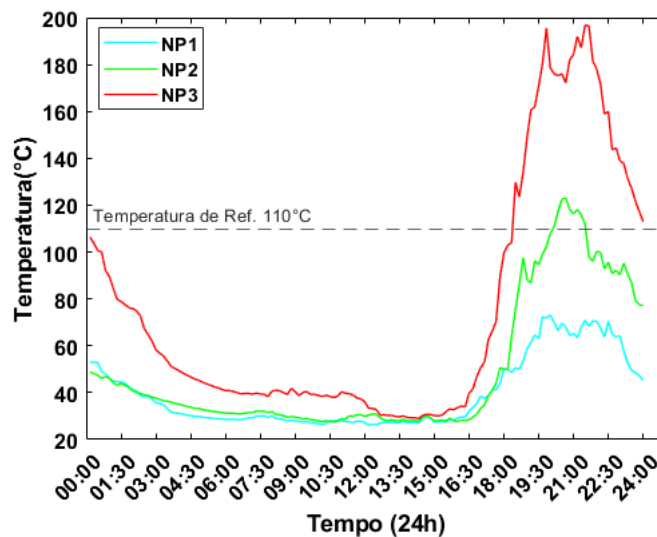
Figura 11 - Carga do transformador para baterias de longo alcance no inverno.



Fonte: Autora (2023)

A fig. 12 fornece uma representação gráfica da temperatura no ponto mais quente do transformador. É perceptível que, à medida que a sobrecarga se intensifica, a temperatura do transformador também aumenta. A partir de NP₂, a temperatura no ponto mais crítico ultrapassa o limiar de 110°C. Entretanto, em NP₃, os níveis de temperatura se elevam significativamente (alcançando 196,85 °C, correspondendo a um aumento de 79% em relação ao valor de referência), o que não é desejável, uma vez que temperaturas mais altas nesse ponto resultam em uma redução mais acentuada na vida útil do equipamento.

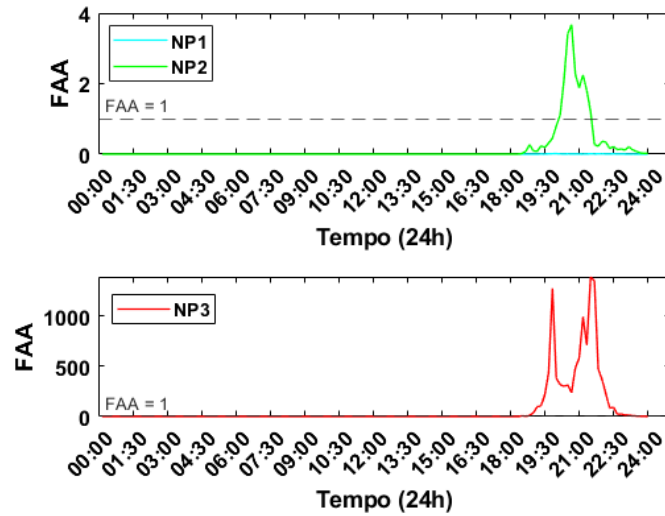
Figura 12 - Temperatura do ponto mais quente para baterias de longo alcance no inverno.



Fonte: Autora (2023)

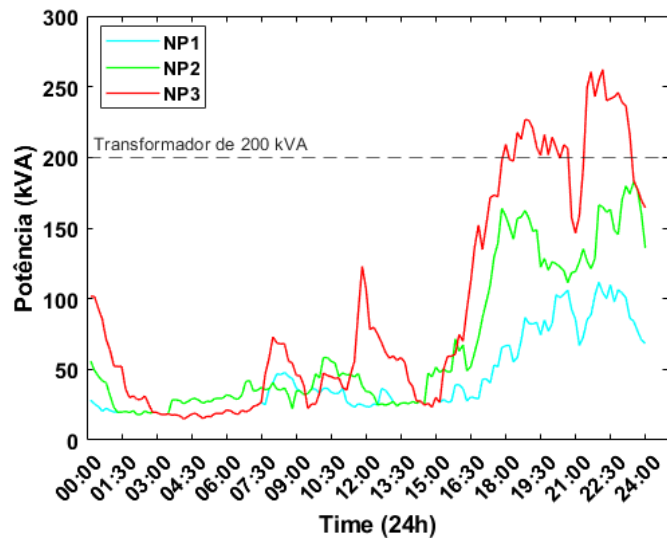
A fig. 13 representa o fator de aceleração de envelhecimento, que está consideravelmente acima do valor de referência no caso de NP₃, sinalizando que o processo de envelhecimento do transformador está ocorrendo de maneira mais rápida e que a longevidade do equipamento pode estar em risco. No entanto, para NP₂, o fator de envelhecimento também é superado, alcançando um valor de 3,67, embora esse valor não seja tão elevado quanto o registrado para NP₃ ($F_{AA} = 1.394,0$).

Analisando agora os dados representativos da estação de verão, observa-se uma redução na demanda de carga total. Portanto, somente no caso de NP₃, a capacidade nominal do transformador é excedida, atingindo um pico de 276,94 kVA, como é apresentado na fig. 14. Isso representa um excesso de 38,47% em relação à capacidade nominal do transformador, mantendo-se nesse nível por um período de 5 horas.

Figura 13 - F_{AA} para baterias de longo alcance no inverno.

Fonte: Autora (2023)

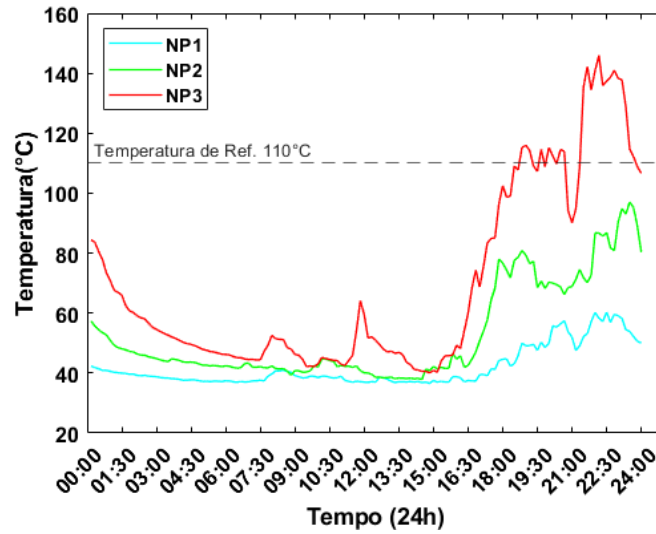
Figura 14 - Carga do transformador para baterias de longo alcance no verão.



Fonte: Autora (2023)

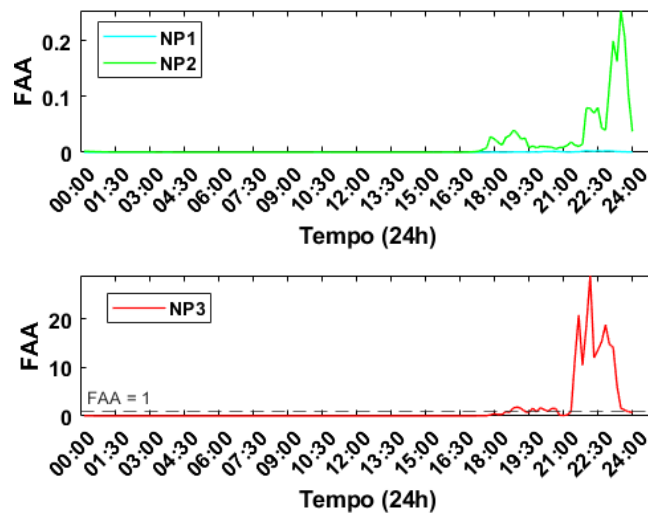
A temperatura no ponto mais quente do transformador durante o verão é apresentada na fig. 15. É evidente que a temperatura excede o valor de referência somente quando se chega a NP₃, atingindo um máximo de 155,21 °C (representando um acréscimo de 45,21% em relação ao valor de referência). Já na fig. 16, é exibido o fator de aceleração de envelhecimento, sendo que as violações ocorrem exclusivamente em NP₃ neste cenário.

Figura 15 - Temperatura do ponto mais quente para baterias de longo alcance no verão.



Fonte: Autora (2023)

Figura 16 - FAA para baterias de longo alcance no verão.



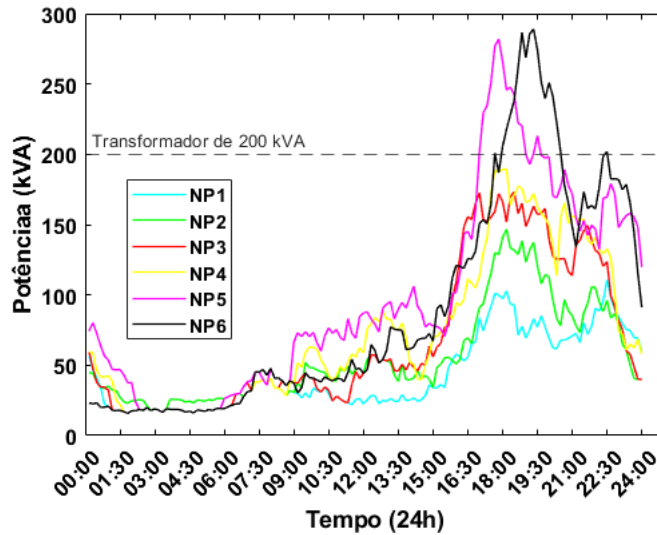
Fonte: Autora (2023)

5.2.2 VEs com bateria de curto alcance (24 kWh, 7,4 kW)

Primeiramente as análises são feitas para o conjunto de dados da estação de inverno. A carga total do transformador em todos os cenários durante o inverno é representada na fig. 17, quando há inserção de VEs com baterias de curto alcance. Nota-se que a capacidade nominal do transformador é excedida apenas nos casos dos cenários NP₅ (com uma demanda de 281 kVA) e NP₆ (com uma demanda de 289 kVA), chegando a valores 40,5% e 44,5% acima da capacidade nominal do transformador, respectivamente. Essa ocorrência está relacionada ao fato de que a recarga de VEs equipados com baterias de curto alcance é realizada com menor

potência, resultando em picos de demanda mais baixos. Além disso, esses veículos completam o processo de recarga em um período mais curto devido à menor capacidade da bateria, em contraste com os veículos que possuem baterias de longa duração.

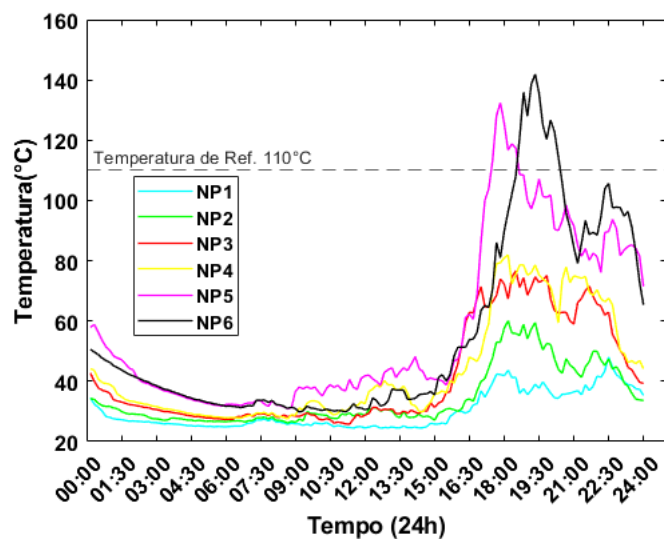
Figura 17 - Carga do transformador para baterias de curto alcance no inverno.



Fonte: Autora (2023)

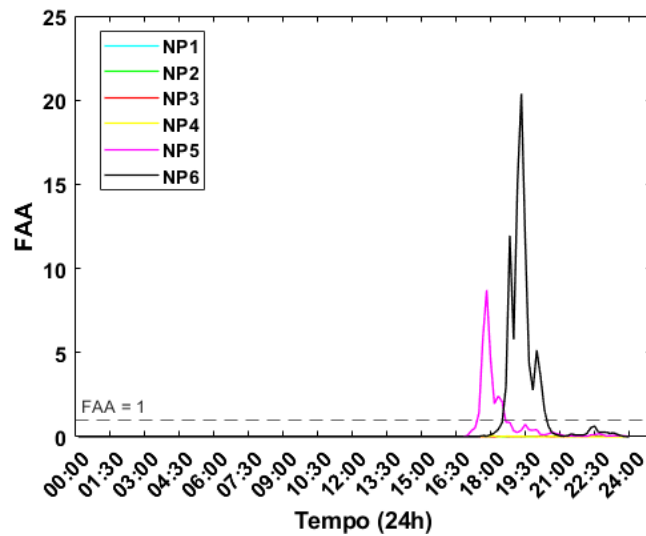
Como mostrado na fig. 18, é somente nos cenários NP₅ e NP₆ que a temperatura no ponto mais quente excede o nível de referência, chegando a picos de 132,41°C e 141,93°C, respectivamente. Já a fig. 19 ilustra o fator de aceleração de envelhecimento, e mais uma vez, os valores de referência são ultrapassados nos cenários NP₅ e NP₆, alcançando picos de 8,71 e 20,38, respectivamente.

Figura 18 - Temperatura do ponto mais quente para baterias de curto alcance no inverno.



Fonte: Autora (2023)

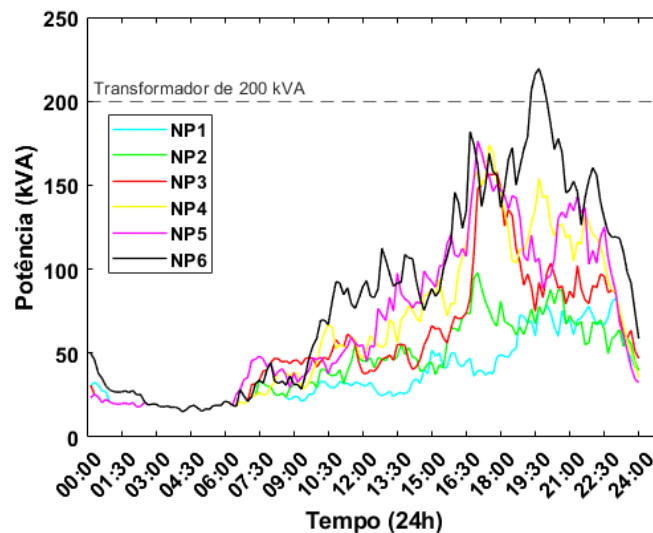
Figura 19 - F_{AA} para baterias de curto alcance no inverno.



Fonte: Autora (2023)

Analisando os dados da estação de verão, quando se faz uso de baterias de curto alcance, a capacidade nominal do transformador é ultrapassada somente no cenário NP_6 , registrando um excedente de 9% em relação à capacidade nominal. É importante notar que este excesso ocorre por um período bastante breve, limitando-se a apenas 50 minutos. A representação da carga total do transformador durante um ciclo de 24 horas é exibida na fig. 20.

Figura 20 - Carga do transformador para baterias de curto alcance no verão.



Fonte: Autora (2023)

Seguindo a tendência da carga, nota-se que a temperatura no ponto mais quente excede o valor de referência somente no cenário NP_6 , com um excesso de 4,3%, conforme evidenciado

na fig. 21. Da mesma forma, o fator de aceleração de envelhecimento (fig. 22) ultrapassa brevemente o valor de referência apenas para NP₆, atingindo um pico de 1,61.

Figura 21 - Temperatura do ponto mais quente para baterias de curto alcance no verão.

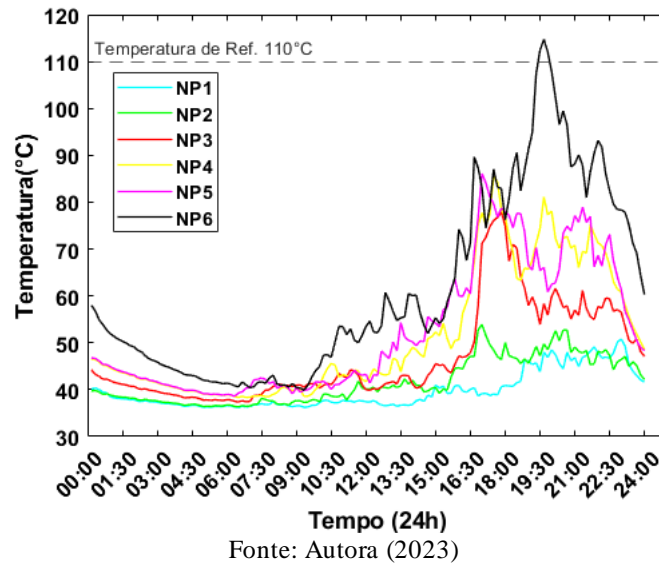
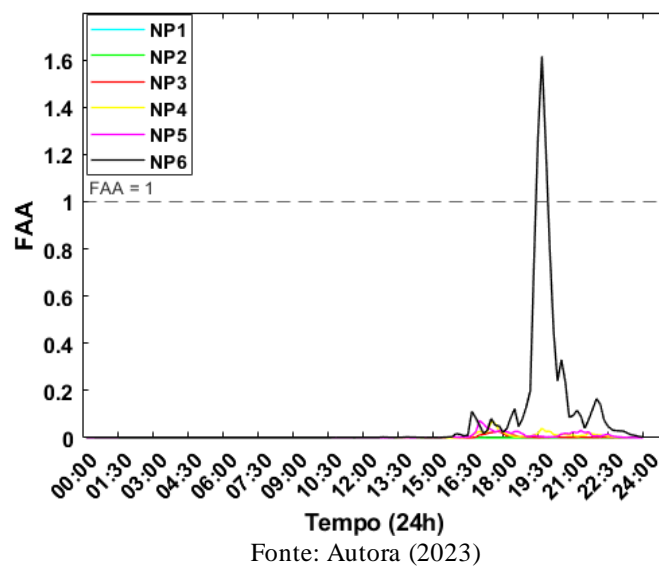


Figura 22 - FAA para baterias de curto alcance no verão.



5.3 Análise do Envelhecimento do Transformador

É importante manter o transformador operando dentro dos limites da capacidade sua nominal sempre que possível, além de adotar medidas para minimizar tanto a duração quanto a frequência das sobrecargas. No entanto, em situações em que é inevitável a operação em sobrecarga do transformador, torna-se crucial a avaliação precisa dos possíveis impactos que isso pode ter na sua vida útil. Assim, neste tópico analisa-se o envelhecimento do

transformador, com um foco especial nos cenários mais críticos em que o fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}) é excedido devido aos níveis mais elevados de penetração dos VEs.

Para melhor compreensão, as tabelas 2 e 3 fornecem informações sobre o fator de envelhecimento equivalente (F_{EQA}) do transformador e as horas de envelhecimento, considerando um ciclo de 24 horas. Essa análise contempla VEs tanto com baterias de curto alcance quanto com baterias de longo alcance, em diferentes estações do ano (inverno e verão), com foco exclusivamente nos cenários que representam os maiores desafios.

Tabela 2 - Resultados para baterias de longo alcance.

Níveis de Penetração	Inverno		Verão	
	F_{EQA} (pu)	F_{EQA} (h)	F_{EQA} (pu)	F_{EQA} (h)
NP ₂	0,17	4,11	0,01	0,32
NP ₃	73,77	1.770,50	1,46	35,08

Fonte: Autora (2023)

Tabela 3 - Resultados para baterias de curto alcance.

Níveis de Penetração	Inverno		Verão	
	F_{EQA} (pu)	F_{EQA} (h)	F_{EQA} (pu)	F_{EQA} (h)
NP ₅	0,24	5,82	0,01	0,13
NP ₆	0,63	15,25	0,06	1,58

Fonte: Autora (2023)

Em condições normais de operação, o transformador deverá ter um fator envelhecimento equivalente máximo de 1 pu para um ciclo de 24 horas. Para os veículos de curto alcance, independente da estação de inverno ou verão, mesmo para níveis de penetração NP₆ não há indicação de envelhecimento do transformador. Já para os VEs equipados com baterias de longo alcance, ocorre violação do F_{EQA} tanto no verão quanto no inverno para o cenário NP₃. Durante o verão, o processo de envelhecimento é menos intenso, com um fator de envelhecimento equivalente de 1,46 pu, indicando um envelhecimento de 35,08 horas ($35,08 \times 24$) em um dia típico. Durante o inverno, o F_{EQA} é de 73,77 pu, o que equivale a um envelhecimento do transformador de 1.770,5 horas ($73,77 \times 24$) em um único dia, indicando envelhecimento prematuro. A vida normal do isolamento do transformador é de 180.000 horas, o que equivale a 20,55 anos. Se este transformador hipoteticamente for submetido a estas mesmas condições de verão durante todo o ano, a sua vida útil será reduzida de 20,55 anos para quase 14 anos ($180.000/365 \times 35,08$), o que não é aceitável. Caso seja submetido ao cenário de

inverno durante todo o ano, a perda é ainda mais acentuada, e sua vida útil será reduzida de 20,55 anos para apenas 1 ano.

Os resultados obtidos revelam que os impactos dos VEs na vida útil do transformador são mais notáveis quando se trata de VEs equipados com baterias de longo alcance, especialmente durante a estação de inverno. Isso ocorre porque as baterias de maior capacidade requerem um período de recarga mais prolongado e demandam potências mais elevadas, resultando em picos de demanda consideráveis.

Sabe-se que a temperatura ambiente é um dos fatores que contribui para aumento da temperatura do ponto mais quente do transformador. No entanto, embora a temperatura ambiente seja baixa durante o inverno, a demanda residencial é bem mais elevada, fazendo com que a temperatura de operação do transformador se mantém elevada em determinados cenários, o que contribui para deterioração do transformador. Assim, neste caso, conclui-se que o desgaste do transformador é predominantemente causado pela sobrecarga do equipamento.

Em síntese, para este estudo de caso, as baterias de longo alcance induzem ao envelhecimento precoce do transformador quando o nível de penetração (NP) atinge 30%, tanto no inverno quanto no verão. No entanto, no caso das baterias de curto alcance, um NP equivalente de 60% não resulta em um envelhecimento prematuro do transformador. Essas observações destacam a importância de considerar a capacidade das baterias e as condições sazonais ao avaliar os efeitos dos VEs sobre os transformadores elétricos.

5.4 Soluções Propostas e Recomendações

Dadas as conclusões da análise de impacto, é crucial elaborar estratégias para mitigar os efeitos prejudiciais da integração de VEs nos transformadores de distribuição e aprimorar a gestão da rede elétrica. As seguintes soluções são sugeridas:

- Gestão de Carga: Implementar estratégias de recarga inteligente que controle a potência de recarga dos VEs e sua duração ao longo do dia. Isso pode ajudar a aliviar picos de demanda excessivos e reduzir o risco de sobrecarga do transformador.

- Tarifas de Uso Horário: Adotar tarifas variáveis no tempo (do inglês *Time-of-Use* - TOU) para recarga de VEs, onde a tarifa é mais cara nos horários de maior demanda. Assim, os usuários são incentivados a efetuar a recarga de seus veículos durante os horários fora da ponta, com menor preço de energia, reduzindo a demanda dos transformadores de distribuição.

- Atualizações de Transformadores: Considerar a atualização dos transformadores de distribuição para lidar com cargas e elevações de temperatura mais altas, especialmente em áreas com alta penetração de VEs. Novos projetos de transformadores poderiam acomodar o aumento previsto na demanda devido à integração de VEs.
- Armazenamento de Energia Local: Integrar sistemas de armazenamento de energia locais, como armazenamento de bateria de sistemas fotovoltaicos, para absorver o excesso de energia durante os horários de pico de recarga e liberá-lo durante os períodos de alta demanda. Isso pode ajudar a equilibrar a carga nos transformadores de distribuição.

6 CONCLUSÃO

Este trabalho avaliou os impactos ocasionados pela recarga de veículos elétricos na vida útil dos transformadores de distribuição, abordando uma área de pesquisa que até então havia sido pouco explorada na comunidade científica. Ao longo deste estudo, foram analisados os efeitos da recarga de VEs equipados com baterias de longo e curto alcance, considerando incertezas provenientes da demanda residencial e da demanda de recarga de VEs. As conclusões alcançadas e as contribuições deste trabalho são grande importância para o avanço do conhecimento e para a tomada de decisões no campo da engenharia elétrica.

As análises demonstraram os efeitos mais intensos na vida do transformador devido aos VEs de longo alcance, com suas baterias de maior capacidade. As soluções e recomendações apresentadas visam enfrentar os desafios impostos pela integração de VEs, garantindo a operação confiável dos transformadores de distribuição, enquanto facilitam a transição para um sistema de transporte mais limpo e sustentável. Ao implementar essas estratégias, empresas de serviços públicos e operadoras de rede podem gerenciar proativamente as demandas crescentes associadas à recarga de VEs e abrir caminho para uma rede elétrica resiliente e eficiente no futuro.

6.1 Contribuições e Descobertas Relevantes

Uma das principais contribuições deste estudo reside na modelagem da demanda residencial e da demanda de recarga de VEs com base em dados reais de projetos experimentais. Isso permitiu uma abordagem mais precisa e realista na avaliação do impacto desses diferentes tipos de demanda sobre a vida útil dos transformadores.

Os resultados obtidos demonstraram que a integração dos VEs na rede elétrica de distribuição tem um impacto significativo nos transformadores. As análises revelaram que a recarga de VEs de longo alcance tende a ter um efeito mais severo sobre a vida útil dos transformadores de distribuição, em comparação com os VEs de curto alcance. Isso sugere a necessidade de considerar estratégias específicas para gerenciar a recarga desses diferentes tipos de veículos, a fim de otimizar a operação dos transformadores e prolongar sua vida útil.

Durante a abordagem metodológica, a demanda residencial usada foi baseada em curvas reais de consumo domiciliar fornecidas pelo *UK Data Service* (RICHARDSON; THOMSON, 2009), enquanto os padrões de recarga dos VEs foram modelados com base em dados coletados no *Electric Nation Project* (WPD, 2019) desenvolvido no Reino Unido. Foram analisados vários níveis de penetração de VEs, de 0% a 60%, em intervalos de 10%, para baterias de curto

alcance, e de 0% a 30% para baterias de longo alcance, nas estações de inverno e verão. Dos resultados obtidos, importantes conclusões podem ser destacadas:

- a) Impactos de VEs com baterias de 75 kWh: Os impactos causados pelos VEs equipados com baterias de 75 kWh se mostraram mais severos, uma vez que eles fazem sua recarga em níveis de potência mais elevados, gerando um aumento na demanda de energia;
- b) Impacto da Temperatura e Carga: A vida útil do transformador é predominantemente afetada pela carga e pela temperatura ambiente. Dado que a temperatura ambiente no local de estudo não é muito alta durante o verão e a demanda residencial é mais elevada no inverno, o transformador está mais propenso a exceder sua capacidade nominal durante o inverno;
- c) Duração de Sobrecarga e Envelhecimento do Transformador: A duração da sobrecarga do transformador é significativamente maior quando se utilizam VEs com capacidades de bateria mais elevadas. Isso acelera o envelhecimento do transformador e reduz sua vida útil;
- d) Aumento do Nível de Penetração de VEs: Conforme o nível de penetração de VEs aumenta, observa-se um aumento considerável na carga do transformador e na temperatura do ponto mais quente, especialmente para veículos com baterias de 75 kWh. Mesmo em níveis de penetração relativamente baixos, a partir de 30% já se observam violações severas da temperatura do ponto mais quente;
- e) Redução da Vida Útil do Transformador: Em um cenário de penetração de 30% de VEs de longo alcance durante o inverno e o verão, constatou-se um aumento significativo do Fator de Envelhecimento Equivalente, indicando possível redução na vida útil reduzida do transformador.

6.2 Implicações e Direcionamentos Futuros

As descobertas deste estudo têm implicações diretas na concepção e planejamento de sistemas de distribuição elétrica que buscam acomodar a crescente penetração de VEs. Os operadores e projetistas de sistemas elétricos agora dispõem de dados significativos para embasar decisões relativas ao dimensionamento e operação dos transformadores de maneira eficaz, levando em consideração os requisitos de demanda específicos associados a esses veículos.

No entanto, ainda há espaço para pesquisas futuras nesta área. O aprimoramento dos modelos térmicos e de envelhecimento dos transformadores poderia permitir uma análise ainda

mais precisa dos efeitos da recarga de VEs. Além disso, a investigação de estratégias de gerenciamento de carga mais avançadas e adaptativas para os VEs pode ser uma direção promissora para mitigar os impactos nos transformadores e melhorar ainda mais a eficiência do sistema elétrico como um todo.

Neste estudo, assim como em grande parte das pesquisas correlatas, a demanda de VEs foi modelada sob a premissa de um comportamento de curvas de carga de 24 h. Investigações subsequentes poderiam focar na elaboração de modelos para o padrão de recarga de VEs considerando intervalos temporais variados, tais como semanas, meses ou anos. Isso é especialmente relevante à luz de estudos anteriores, que têm demonstrado que automóveis equipados com baterias de maior capacidade não necessariamente passam pelo processo de recarga diária. Este padrão comportamental, por sua vez, impacta diretamente o número de veículos em processo de recarga simultânea e, por consequência, a carga máxima da rede. Além disso, devido ao efeito direto das temperaturas ambientes mais elevadas no envelhecimento dos transformadores, recomenda-se a condução de análises suplementares utilizando dados provenientes de regiões com climas mais quentes.

6.3 Conclusão Geral

Em síntese, esta pesquisa ofereceu perspectivas significativas acerca da interligação entre veículos elétricos e a infraestrutura de distribuição elétrica. Através da aplicação de técnicas avançadas de modelagem e análise, foi possível avaliar com precisão os impactos desses veículos na vida útil dos transformadores de distribuição.

A metodologia desenvolvida neste estudo é também aplicável a conjuntos de dados de diferentes cidades ou países, devido à sua capacidade de adaptação. Isso se deve à abordagem probabilística utilizada, que se baseia em princípios estatísticos sólidos. Portanto, essa metodologia oferece uma estrutura para a análise do impacto de veículos elétricos na vida útil de transformadores de distribuição, permitindo uma avaliação consistente das demandas de energia em diversas localidades, facilitando a compreensão dos comportamentos de consumo e auxiliando na tomada de decisões informadas. Assim, espera-se que as conclusões e recomendações deste estudo contribuam para a evolução do campo da engenharia elétrica e inspirem práticas mais eficientes na integração dos veículos elétricos nas redes elétricas.

Outrossim, os resultados deste estudo culminaram na produção de dois artigos científicos publicados na Revista *Energies* (2023) e na Conferência Internacional do IEEE –

INDUSCON (2023), que estão disponíveis para acesso e leitura no Apêndice A deste documento.

REFERÊNCIAS

- ABNT – Associação Brasileira de Normas Técnicas. **ABNT NBR 5356**: Transformadores de potência. São Paulo: ABNT, 2007. 95 p.
- ABVE – Associação Brasileira do Veículo Elétrico. **Novo Recorde em Agosto e 5% de Market Share**. Disponível em: <http://www.abve.org.br/novo-recorde-em-agosto-e-5-de-market-share/>. Acesso em: 02 nov. 2023.
- AFFONSO, C. M.; KEZUNOVIC, M. Technical and Economic Impact of PV-BESS Charging Station on Transformer Life: A Case Study. **IEEE Transactions on Smart Grid**, vol. 10, no. 4, pp. 4683-4692, Jul. 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2866938.
- ALANAZI, F. Electric Vehicles: Benefits, Challenges, and Potential Solutions for Widespread Adaptation. **Applied Sciences (MDPI)**, 2023, 13, 6016. <https://doi.org/10.3390/app13106016>.
- ANGELIM, J. H. C. **Estimação Probabilística dos Efeitos da Recarga de Veículos Elétricos de Longo Alcance em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica**. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) – UFPA, 2023.
- ANGELIM, J. H.; AFFONSO, C. M. Effects of long-range electric vehicles on distribution system using probabilistic analysis. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Volume 147, 2023, 108868, ISSN 0142-0615. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108868>. Acesso em: 03 jul. 2023.
- BOUHADDICHE, R., BOUAZABIA, S., FOFANA, I. Thermal Modelling of Power Transformer. **IEEE 19th International Conference on Dielectric Liquids (ICDL)**. Manchester, UK, 2017, pp. 1-4, doi: 10.1109/ICDL.2017.8124676.
- CHAPMAN, S. J. **Fundamentos de Máquinas Elétricas**. Tradução: Anatólio Laschuk. 5. ed. Porto Alegre: McGraw-Hill, 2023.
- CNN Brasil. **Carros Elétricos Populares Estão Longe de Serem Viabilizados**. Disponível em: <https://www.cnnbrasil.com.br/economia/carros-eletricos-populares-estao-longe-de-serem-viabilizados/>. Acesso em: 03 nov. 2023.
- ELECTRICAL VOLT. **Cooling Methods of Transformer- AN, ONAN, ONAF and OFAF**. Disponível em: <https://www.electricalvolt.com/2023/03/cooling-methods-of-transformer>. Acesso em: 15 jul. 2023.

ENERGY, U.S Department. **The History of the Electric Car**. Disponível em: <https://www.energy.gov/articles/history-electric-car>. Acesso em: 08 ago. 2023a.

ENERGY, U.S Department. **Batteries for Electric Vehicles**. Disponível em: https://afdc.energy.gov/vehicles/electric_batteries.html. Acesso em: 09 ago. 2023b.

ENERGY5. **Long-Range vs Short-Range: The Battle for Electric Car Battery Life**. Disponível em: <https://energy5.com/long-range-vs-short-range-the-battle-for-electric-car-battery-life>. Acesso em: 02 nov. 2023.

DIAHOVCHENKO, I. *et al.* Mitigation of Transformers' Loss of Life in Power Distribution Networks with High Penetration of Electric Vehicles. **Results Eng.** 2022, 15, 100592.

FUINHAS, J.A. *et al.* Effect of Battery Electric Vehicles on Greenhouse Gas Emissions in 29 European Union Countries. **Sustainability** 2021, 13, 13611. <https://doi.org/10.3390/su132413611>.

GANAPANENI, S.; PINNI, S. V. Optimizing the effect of charging electric vehicles on distribution transformer using demand side management. **Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science**, Vol. 25, No. 1, Jan. 2022, pp. 25~34 ISSN: 2502-4752, DOI: 10.11591/ijeecs.v25.i1.pp25-34.

GEORGE, C. The coming electric Vehicle transformation: A future electric Transportation market will depend on battery innovation. **Science**, 25, Out. 2019, Vol 366, Issue 6464 pp. 422-424, DOI: 10.1126/science.aax0704I.

HUSAIN, I. **Electric and Hybrid Vehicles : Design Fundamentals**. 3 ed. Nova York: CRC Press, 2021.

IEA – International Energy Agency. **Global EV Outlook 2023: Catching up with climate ambitions**. Disponível em: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/dacf14d2-eabc-498a-8263-9f97fd5dc327/GEVO2023.pdf>. Acesso em: 10 set. 2023.

IEEE – Institute of Electrical and Electronics Engineers. **Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step Voltage Regulators**. IEEE Standarts C57.91-2011, Mar. 2012.

JAIN, A.; KARIMI-GHARTEMANI, M. Mitigating Adverse Impacts of Increased Electric Vehicle Charging on Distribution Transformers. **Energies** 2022, 15, 9023.

KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B.; ROBBA, E. J. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 2. Ed. São Paulo: Blusher, 2010.

KULKARNI, S.V.; KHAPARDE, S. A. **Transformer Engineering: Design, Technology, and Diagnostics**. 2 ed. Nova York: CRC Press, 2013.

LINK; A. N, O'CONNOR, A. C; SCOTT, T. J. **Battery Technology for Electric Vehicles**. 1 ed. ISBN: 978-1-315-74930-3. Nova York: Routledge, 2015.

MACMACKIN, N.; MILLER, L.; CARRIVEAU, R. Investigating distribution systems impacts with clustered technology penetration and customer load patterns. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, Volume 128, 2021, 106758, ISSN 0142-0615, Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106758>. Acesso em: 03 jul. 2023.

MONTSINGER, V. M. Loading transformers by temperature. **AIEE Transactions**, Vol. 49, pp 776-792. Abr, 1930.

NAFISI, H. Investigation on distribution transformer loss-of-life due to plug-in hybrid electric vehicles charging. **Int. J. Ambient. Energy** 2019, 42, 744–750.

NANAKI, E. A. **Electric Vehicles for Smart Cities: Trends, Challenges, and Opportunities**. 1 ed. ISBN: 978-0-12-815801-2. Amsterdã: Elsevier, 2021.

NEOCHARGE. **Autonomia de um Veículo Elétrico**. Disponível em: www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/autonomia#desempenho_carro_eletrico. Acesso em: 02 nov. 2023a.

NEOCHARGE. **Conheça os Tipos de Carros Elétricos**. Disponível em: www.neocharge.com.br/tudo-sobre/carro-eletrico/tipos-veiculos-eletricos#:~:text=O%20veículo%20elétrico%20híbrido%20plug,um%20banco%20de%20bateria%20recarregável. Acesso em: 02 nov. 2023b.

NOUR, M. *et al.* Review of Positive and Negative Impacts of Electric Vehicles Charging on Electric Power Systems. **Energies**. vol. 13, no. 18, p. 4675, Set. 2020, doi: 10.3390/en13184675.

NSRDB. **National Solar Radiation Database**. Disponível em: <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewerel.gov>. Acesso em: 18 fev. 2023.

PATEL, N. *et al.* **Electric Vehicles: Modern Technologies and Trends**. 1 ed. Singapura: Springer, 2021. ISSN 1865-3537, Disponível em: <https://doi.org/10.1007/978-981-15-9251-5>. Acesso em: 08 ago. 2023.

PETAPIXEL. **Victorian-Era Photos Prove Electric Cars Were Popular Way Before Tesla**. Disponível em: <https://petapixel.com/2023/02/15/victorian-era-photos-prove-electric-cars-were-popular-way-before-tesla/>. Acesso em: 08 ago. 2023.

POWELL, S. *et al.* Charging infrastructure access and operation to reduce the grid impacts of deep electric vehicle adoption. **Nat Energy** 7, 932–945 (2022). doi: 10.1038/s41560-022-01105-7.

PRADHAN, P. *et al.* Reducing the Impacts of Electric Vehicle Charging on Power Distribution Transformers, **IEEE Access**, vol. 8, pp. 210183-210193, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3040056.

RICHARDSON, I.; THOMSON, M. **One-Minute Resolution Domestic Electricity Use Data, 2008–2009**. 2010. Disponível em: <https://dss.princeton.edu/catalog/resource1162>. Acesso em: 21 mai. 2023.

RODRÍGUEZ-PAJARÓN, P.; HERNÁNDEZ, A.; MILANOVIĆ, J. V. Probabilistic assessment of the impact of electric vehicles and nonlinear loads on power quality in residential networks. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**. Volume 129, 2021, 106807, ISSN 0142-0615, Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2021.106807>. Acesso em: 03 jul. 2023.

SANGUESA, J. A. *et al.* A Review on Electric Vehicles: Technologies and Challenges. **Smart Cities**, vol. 4, no. 1, pp. 372–404, Mar. 2021, doi: 10.3390/smartcities4010022.

STIASNY, J. *et al.* Sensitivity analysis of electric vehicle impact on low-voltage distribution grids. **Electric Power Systems Research**, Volume 191, 2021, 106696, ISSN 0378-7796, Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2020.106696>. Acesso em: 03 jul. 2023.

TRIEU, M. *et al.* **Electrification Futures Study: Scenarios of Electric Technology Adoption and Power Consumption for the United States**. 2018. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-71500. Disponível em: <https://www.nrel.gov/docs/fy18osti/71500.pdf>. Acesso em: 03 jul. 2023.

TNYT – The New York Times. **How Green Are Electric Vehicles?**. Disponível em: <https://www.nytimes.com/2021/03/02/climate/electric-vehicles-environment.html>. Acesso em: 02 nov. 2023.

Union Transformers Company. **3-Phase Hermetically Sealed Oil Immersed Distribution Transformers Technical Specification**. Disponível em: <http://union-transformer.com/transformers/200kva>. Acesso em: 3 set. 2022.

U.S. Department of Transportation. **Vehicle Types**. Disponível em: <https://www.transportation.gov/rural/ev/toolkit/ev-basics/vehicle-types>. Acesso em: 03 nov. 2023.

WPD. **Smart Charging Project | Electric Nation** : *Electric Nation*. 2019. Electric Nation Data. Disponível em: <https://www.westernpower.co.uk/electric-nation-data>. Acesso em: 21 mai. 2023.

APÊNDICE A – ARTIGOS PUBLICADOS

Article

Impact on Distribution Transformer Life Using Electric Vehicles with Long-Range Battery Capacity

Amanda M. P. Barros , Jorge H. Angelim  and Carolina M. Affonso * 

Faculty of Electrical Engineering, Federal University of Para, Belem 66075-110, PA, Brazil;
amandabarros_engenheira@hotmail.com (A.M.P.B.)

* Correspondence: carolina@ufpa.br

Abstract: This paper presents a comparative analysis of the effects of short-range and long-range electric vehicles charging on transformer life. Long-range vehicles are expected to become more common in the future. They have higher battery capacity and charge at higher power levels, modifying demand profile. A probabilistic analysis is performed using the Monte Carlo Simulation, evaluating the transformer hottest-spot temperature and the aging acceleration factor. Residential demand is modeled based on real electricity measurements, and EVs' demand is modeled based on real data collected from a trial project developed in the United Kingdom. Simulations are conducted considering the influence of ambient temperature analyzing summer and winter seasons and several EV penetration levels. Results show the impacts caused by long-range vehicles are more severe because they charge at higher power levels, especially during winter, when residential demand is higher. For penetration level of 50% during summer, the use of long-range EVs brings a minimum equivalent aging factor of 5.2, which means the transformer aged 124.8 h in a cycle of only 24 h, decreasing its lifetime.

Keywords: distribution transformer; electric vehicles; hottest-spot temperature; Monte Carlo Simulation; transformer loss-of-life



Citation: Barros, A.M.P.; Angelim, J.H.; Affonso, C.M. Impact on Distribution Transformer Life Using Electric Vehicles with Long-Range Battery Capacity. *Energies* **2023**, *16*, 4810. <https://doi.org/10.3390/en16124810>

Academic Editor: Adolfo Dannier

Received: 22 May 2023

Revised: 8 June 2023

Accepted: 12 June 2023

Published: 20 June 2023



Copyright: © 2023 by the authors. Licensee MDPI, Basel, Switzerland. This article is an open access article distributed under the terms and conditions of the Creative Commons Attribution (CC BY) license (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>).

1. Introduction

Global warming and climate change have been driving a global decarbonization movement, seeking to reduce the use of fossil fuel and greenhouse gas emissions. The transport sector accounts for a huge part of total gas emissions, achieving 8 Gt. of CO₂ emissions in 2022 [1]. The use of electric vehicles (EVs) is essential to decarbonize this segment. Thus, governments in several countries have been promoting public politics with subsidies and incentives for the use of EVs. For example, Norway adopted a national goal that all new cars sold by 2025 should be zero-emission [2]. Germany agrees to ban internal combustion engines by 2030, and France and Great Britain plan to end the sales of fossil fuel-powered cars by 2040 [2].

Electric vehicles market sales have grown rapidly in the last years. The main barrier to widespread adoption of EVs is the battery, which still must overcome the high costs and low charging speed and range to dominate the market. To address the consumers' concern, the EV industry has been launching vehicle models with higher battery capacity that charge at higher power levels, increasing vehicle range and reducing the charging time [3]. EV models from 2014 have short-range batteries with capacity around 24 kWh. However, the latest EV models such as Tesla 3 have long-range batteries of 75 kWh and charge at 7–11 kW.

The increased use of EVs can have negative impacts on electrical energy distribution systems. EVs need to be frequently charged and consume a large amount of energy, causing excessive and undesirable peaks in energy demand. This can lead distribution transformers, which were sized before EVs' integration, to overload [4]. When transformers are exposed

to high ambient temperatures and loading above the nominal value, transformers' windings may overheat, leading to deterioration and loss-of-life, incurring extra costs. Moreover, EV demand has uncertainties and randomness associated with user's behavior and battery specification, which brings extra challenge to this problem.

Numerous studies have been conducted analyzing EVs' impact on transformer loss-of-life. In [5], authors propose a reactive power compensation strategy during EV charging for transformer overloading mitigation in a residential feeder. In [6], authors analyze the impact of reactive power from public EV charging stations on transformer aging and active power losses. Simulations considered vehicles with battery capacity from 40 kWh to 80 kWh, charging at 3.4 kW and 7.2 kW.

Authors in [7] analyze the effects of EVs' charging demand on distribution transformer attending residential customers and propose demand side management with time-of-use (ToU) tariffs to minimize transformer aging. Vehicles with 16 kWh and 24 kWh charging at 3.7 kW are considered, and several EVs' penetration levels are analyzed. Authors in [8] propose a smart charging strategy to minimize electricity consumption costs and avoid transformer overloading by considering a charging station in a commercial building integrated with photovoltaic generation and a battery energy storage system. They adopt vehicles of 16 kWh and 24 kWh charging at 3.3 kW and 6.6 kW. Reference [9] proposes a smart charging algorithm with variable-rate to mitigate transformer overloading and loss-of-life. The method is compared with other strategies, such as uncontrolled charging and fixed-rate controlled charging, with promising results. EV demand is modeled based on a Bureau of Transportation Statistics survey, and simulations consider eight different types of EVs charging at different power levels varying from 1.9 kW to 11.5 kW.

In [10], authors evaluate the damaging impact of several EVs on distribution transformers life considering different penetration levels. Simulations consider EVs with 11 kWh battery capacity charging at 4 kW. Results show the loss-of-life rate during evening peak is 12.21 for a scenario with 40% EV penetration level. In [11], authors propose a risk assessment to quantify the severity and likelihood of transformer overload conditions due to high levels of EVs' demand coupled with rooftop solar generation. Probabilistic analysis is performed, and multiple EV penetration scenarios are analyzed. In [12], authors propose a fuzzy system to estimate distribution transformer aging and mitigation strategies combining battery energy storage systems and photovoltaic generation. Authors in [13] evaluate distribution transformer overload and aging in a residential feeder using probabilistic analysis. Simulations considered fast chargers with vehicles with 100 kWh charging at 50 kW, and vehicles with 16 kWh and 32 kWh charging at 3.7 kW and 6.6 kW. In [14], authors propose an approach to support EV charging that allows the transformer to operate beyond nameplate rating without compromising its life based on the knowledge of thermal inertia. Results show transformers can operate above the nameplate rating for periods without exceeding any relevant IEEE or IEC standards. In [15], authors propose a framework to assess distribution transformer aging using Time Series Decomposition and the Hidden Markov Model as forecasting tools. However, EV demand is modeled based on travel surveys and several assumptions instead of real data. In [16], authors analyze the potential impact of EV charging on transformer lifetime using a real distribution system from USA. Although a probabilistic analysis is adopted, EV demand is modeled based on projections, assumptions and travel surveys instead of real data.

Most studies mentioned above model EVs' demand based on national surveys or projection scenarios, instead of using real data collected from trial projects, which directly impacts the estimation of transformer life. Another important aspect is that these studies do not capture stochasticity in transformer life due to EV charging demand, because only EVs' profile is generated probabilistically. Moreover, despite some studies adopting long-range EV models, to the best of the author's knowledge, no study has been reported in the literature comparing the effects of long-range and short-range EVs on transformer life. Table 1 provides an overview of the most recent studies in this area.

Table 1. Literature review of recent papers analyzing the impacts of EVs on transformer life.

Reference	Probabilistic Analysis	Real EVs' Database from Trial Project	Diverse EVs' Penetration Levels	Comparative Analysis (Long × Short-Range)
[5]	-	-	-	-
[6]	-	-	✓	-
[7]	-	-	✓	-
[8]	-	-	-	-
[9]	-	-	-	-
[10]	✓	✓	✓	-
[11]	-	-	-	-
[12]	✓	-	✓	-
[13]	✓	-	-	-
[14]	-	-	-	-
[15]	✓	-	✓	-
[16]	✓	-	✓	-
This paper	✓	✓	✓	✓

This paper addresses this knowledge gap in the literature, comparing the effects of long-range and short-range EVs' charging on transformer life. A probabilistic analysis is employed using the Monte Carlo (MC) Simulation considering uncertainties from residential and EV demand. Residential demand is modeled based on real data from the UK Data Service [17], and EVs' charging demand is modeled based on real data from the Electric Nation Project developed in the United Kingdom [18]. The deterioration of the transformer is investigated through the analysis of transformer hottest-spot winding temperature and equivalent aging factor, according to the thermal model presented in IEEE Guide [19]. Simulations are conducted considering seasonal variations, adopting winter and summer profiles for residential demand, EVs' demand and ambient temperature. Besides, several EV penetration levels are analyzed. The key contributions of this work are as follows:

- Models EVs' demand based on real data collected from trial projects;
- Employs a probabilistic analysis on transformer life due to EV charging demand under different EVs' penetration levels;
- Compares long-range and short-range EVs' charging impact on transformer life.

This work is organized as follows. Section 2 presents the proposed methodology and the probabilistic models adopted for residential and EVs' demand. The results are presented in Section 3, followed by main conclusions in Section 4.

2. Proposed Methodology

Figure 1 shows the proposed method to quantify the impacts that long-range and short-range EVs' charging demand cause on transformer life. The Monte Carlo Simulation is used to consider model uncertainties [20]. First, residential and EVs' demand are sampled according to probabilistic models developed based on real data. Then, the transformer load is computed for summer and winter, accounting for residential load and EVs' charging demand. Based on transformer demand and ambient temperature, transformer indices are evaluated for summer and winter to estimate its loss of life.

To guarantee simulation's reproducibility, Mersenne Twister pseudorandom number generator with a seed equal to 3000 was used, as suggested in [21], to perform 1000 simulations and achieve convergence, using Random Number Generation toolbox of MATLAB 2021. Simulation period of 24 h is considered with sampling interval of 10 min.

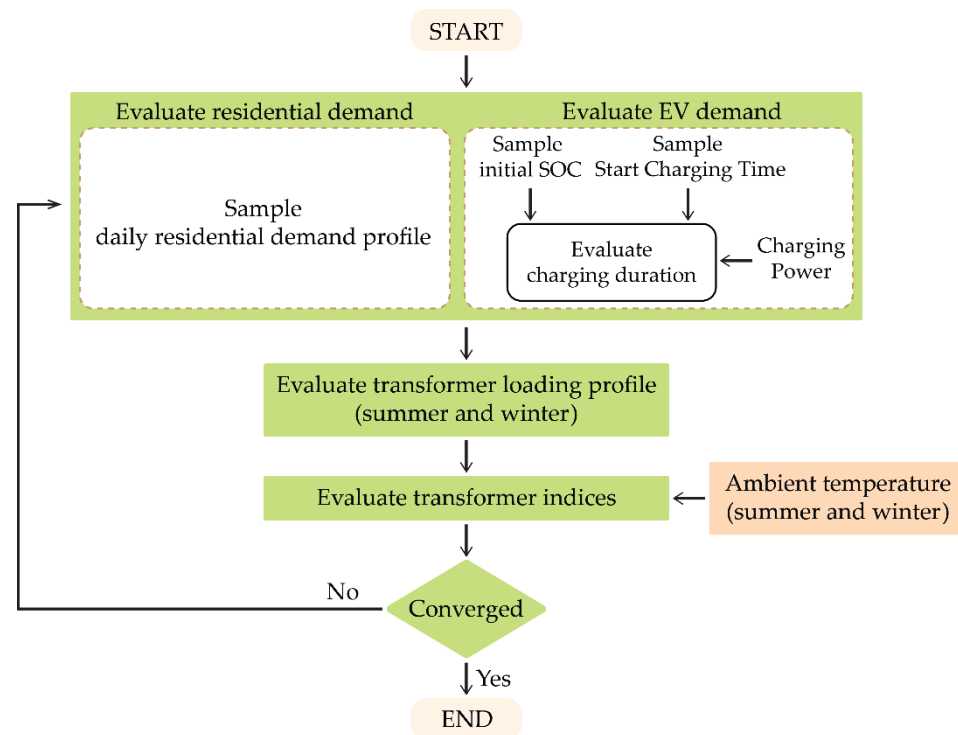


Figure 1. Flowchart of the proposed impact assessment methodology using probabilistic analysis.

2.1. Residential Demand

The database used to generate residential load profiles comprehends real electricity measurements from 22 residences in the East Midlands, United Kingdom, from 2008 to 2009 [17]. This data is divided into 2 sets according to the season: summer (June to September) and winter (December to March). Since no parametric distribution function fits the original data, a non-parametric Gaussian kernel with 0.01 bandwidth is considered for each 10-min interval. The Kolmogorov-Smirnov statistic test (KS-test) is applied to the data generated with the obtained probabilistic models. Figure 2 shows the results which indicate a good fit.

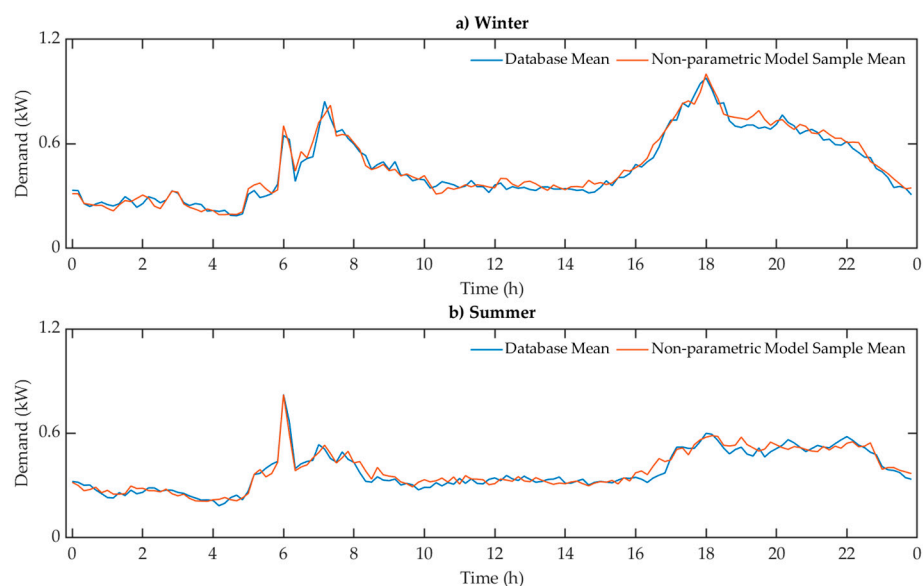


Figure 2. Mean value from measured residential load and data generated with the proposed probabilistic model. (a) Winter. (b) Summer.

2.2. Electric Vehicles Demand

EVs' demand is modeled based on a real database from Electric Nation Project, which collected data from 673 smart chargers installed at participants' homes in United Kingdom from January 2017 to July 2018 [18]. The database contains information, such as participant identification, day of the week, start charging time, battery capacity (kWh) and energy consumed (kWh).

First, data was pre-processed, filtered and separated to consider only measurements taken in two seasons: summer (June to September) and winter (December to March). Based on this data, the initial state-of-charge (SOC) is evaluated according to (1) [8].

$$SOC_i(\%) = \left(1 - \frac{E}{B_c}\right) \times 100 \quad (1)$$

where SOC_i is the initial state-of-charge, E is the energy consumed while charging the vehicle (kWh) and B_c is the battery capacity (kWh).

Then, the start charging time and SOC_i collected from the database were fitted to a non-parametric distribution function, with Gaussian kernel and 0.01 of bandwidth, to obtain their corresponding probabilistic distribution function (PDF). The goodness-of-fit is evaluated employing the KS-test and results indicate a good fit as shown in Figures 3 and 4.

Based on these probabilistic models, random samples of the SOC_i and start charging time are generated, and the charging duration is evaluated as shown in (2) [8].

$$\Delta T_{charge} = \left(\frac{SOC_f - SOC_i}{\eta P_{ch}}\right) \times C_b \quad (2)$$

where SOC_f is the final state-of-charge, η is the charger's efficiency assumed as 99% and P_{ch} is the charging power (kW).

The EV charging demand profiled is obtained for a period of 24 h with 10-min resolution according to the flowchart shown in Figure 5. Two EV models are considered varying the EV battery capacity and the charging power level:

- short-range vehicles with 24 kWh charging at 7.4 kW.
- long-range vehicles with 75 kWh charging at 11 kW.

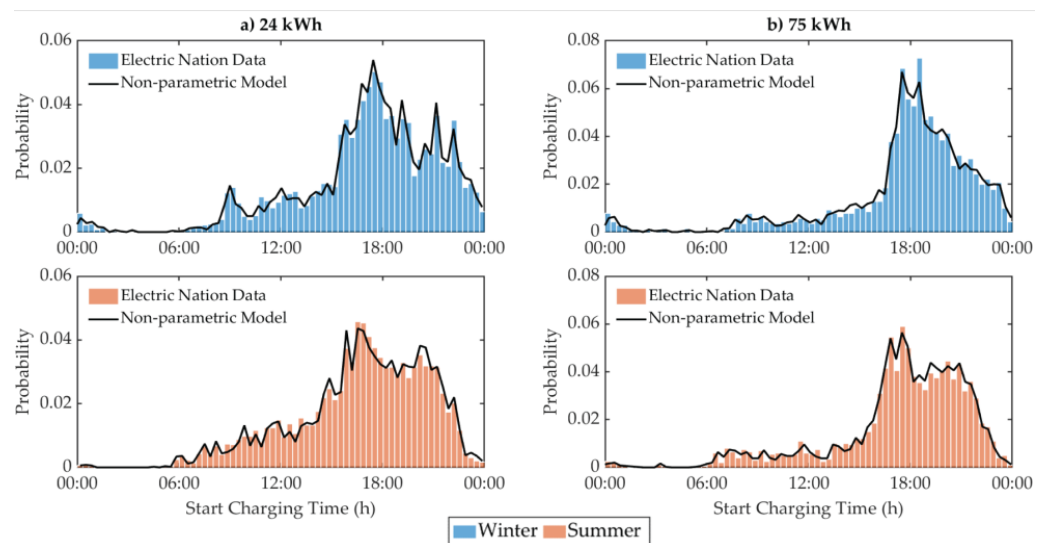


Figure 3. Histograms of Start Charging Time and PDF models for different battery capacities. (a) 24 kWh. (b) 75 kWh.

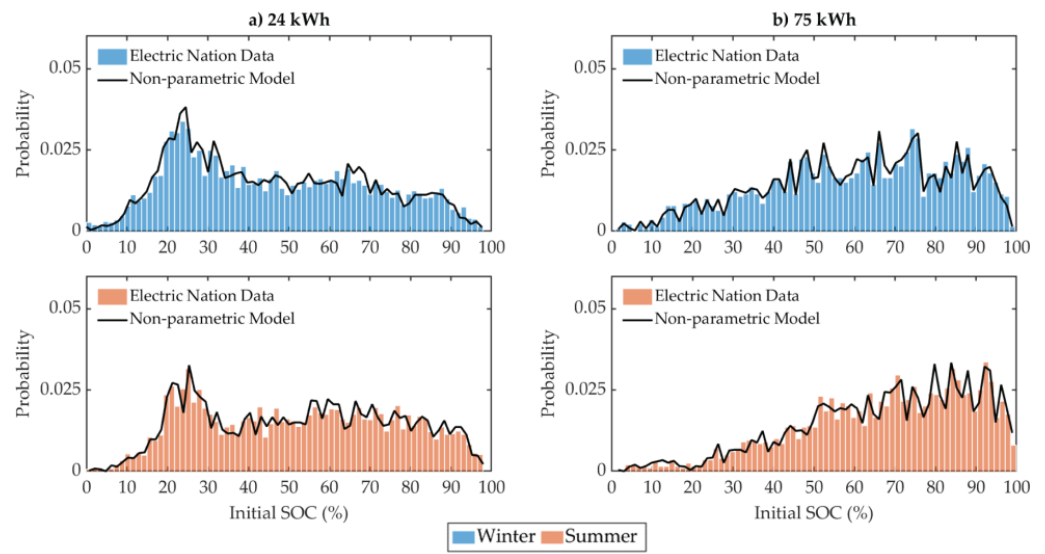


Figure 4. Histograms of initial state-of-charge and PDF models for different battery capacities. (a) 24 kWh. (b) 75 kWh.

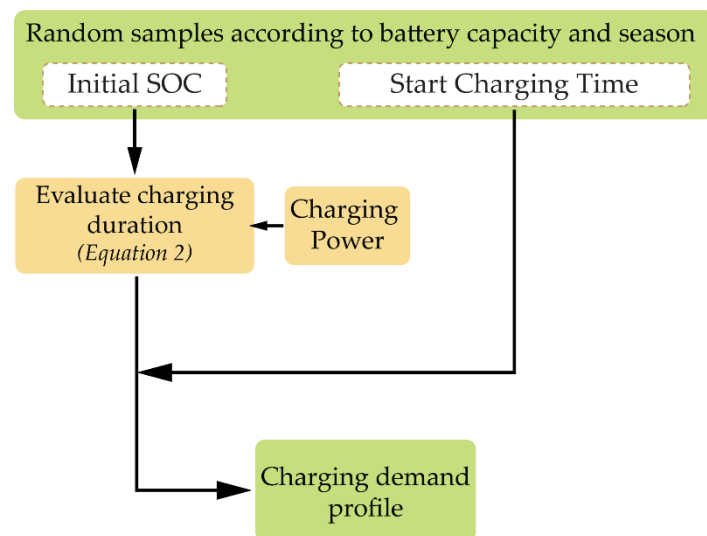


Figure 5. Electric vehicle charging demand profile calculation.

2.3. Transformer Aging Model

Transformers are one of the most important and expensive devices in the distribution grid, and the efficiency of these assets is vital to ensure reliability and power delivery. Transformer service life is mainly related to insulation degradation. Under normal operating conditions, core and coil losses generate significant internal heat, which if not dissipated, can shorten the life of transformers [19].

Insulation aging or deterioration is a function of temperature, moisture content and oxygen content over time. With modern oil preservation systems, moisture and oxygen contributions to insulation deterioration can be minimized by leaving insulation temperature as the control parameter. Since, in most appliances, the temperature distribution is not uniform, that part which is operating at the highest temperature will normally suffer the most deterioration. Therefore, in aging studies it is usual to consider the effects of aging produced by the higher temperature (hottest-spot temperature).

In this paper, transformer hottest-spot temperature (Θ_H) is evaluated based on the classic thermal model presented in IEEE Standard C57.91 [19]. All equations used in this section are from this reference.

The main factor contributing to transformer insulation degradation is transformer winding hottest-spot temperature, which can be computed as in Equation (3):

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \tag{3}$$

where Θ_A is the average ambient temperature during the load cycle under analysis, $\Delta\Theta_{TO}$ is the top-oil rise over ambient temperature and $\Delta\Theta_H$ is the winding hottest-spot rise over top-oil temperature, all in °C.

The ambient temperature is an important parameter in determining the transformer’s load capacity. This paper adopted ambient temperatures’ curves over a period of 24 h, with average values extracted from the National Solar Radiation Database [22] for the location of the United Kingdom. Two curves are considered as shown in Figure 6, one for summer season and the other for winter season.

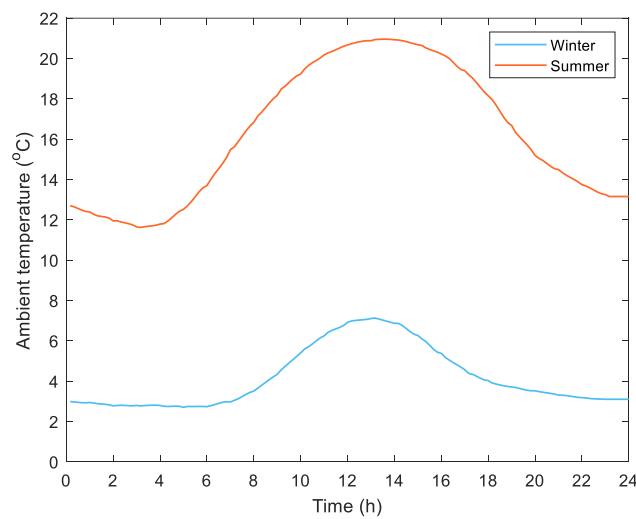


Figure 6. Average values of ambient temperature for a 24-h period.

The rise in top oil temperature at one time after a step load change ($\Delta\Theta_{TO}$) is given by the exponential expression as shown in Equation (4). This equation is used for each load step of a load cycle. The top-oil rise calculated for the end of the previous load step is used as the initial top-oil rise for the next load step calculation.

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}) \left(1 - \exp\left(-\frac{t}{\tau_{OT}}\right) \right) + \Delta\Theta_{TO,i} \tag{4}$$

where τ_{OT} is the transformer oil time constant in hours, $\Delta\Theta_{TO,U}$ is the ultimate top-oil rise over ambient temperature in °C and $\Delta\Theta_{TO,i}$ is the initial top-oil rise over ambient temperature in °C.

The ultimate top-oil rise $\Delta\Theta_{TO,U}$ is given by Equation (5):

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)} \right]^n \tag{5}$$

where K_U is the ratio of ultimate load to rated load in per unit, R is the ratio of load loss to no-load loss and n is an empirically derived exponent whose value depends on transformer cooling mode.

The rise of the winding hottest-spot over the upper oil is evaluated according to Equation (6):

$$\Delta\Theta_H = \Delta\Theta_{H,R} K^{2m} \tag{6}$$

where $\Delta\Theta_{H,R}$ is the winding hottest-spot temperature at rated load in °C and m is an empirical exponent whose value depends on transformer cooling mode.

Based on the transformer hottest-spot temperature, some important indices can be evaluated. The transformer aging acceleration factor (F_{AA}) can be evaluated as shown in Equation (7) for a given load and temperature. F_{AA} is greater than 1 if the hottest-spot temperature is above the reference temperature of 110 °C and less than 1 if the hottest-spot temperature is below 110 °C.

$$F_{AA} = EXP^{[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273}]} \quad (7)$$

where Θ_H is the winding hottest-spot temperature (°C).

The equivalent transformer aging factor can be evaluated as in Equation (8), expressed in days for a varying load and temperature profile over the entire 24-h period analyzed.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{AA_i} \Delta t_i}{\sum_{i=1}^N \Delta t_i} \quad (8)$$

where i is index of the time interval (t), N is total number of time intervals and Δt_i is time interval in hours.

An equivalent aging factor equal to 1 means that the transformer aged 1 day (24 h) in a cycle of 24 h, early deterioration not occurring. On the other side, an equivalent aging factor equal to 1.5 means that the transformer aged 36 h in a cycle of 24 h, implying premature aging. Transformer normal insulation life is 20.55 years, equivalent to 180,000 h. However, if this transformer operates continuously under the foregoing conditions with daily aging of 36 h, its useful life will be significantly reduced. The distribution transformer used in this paper has 200 kVA and supplies 100 residences. The thermal parameters provided by the manufacturer are listed in Table 2.

Table 2. Transformer thermal parameters [23].

Parameter Description	Value
Rated Power	200 kVA
Maximum Temperature Rise of Oil ($\Delta\Theta_{TO,R}$)	50 °C
Maximum Temperature Rise for Winding ($\Delta\Theta_{H,R}$)	55 °C
No-load losses	500 W
Copper losses	2400 W
Transformer oil time constant (τ_{TO})	4.9 h
ONAN Cooling Method	$m = n = 0.8$

3. Simulation Results

In this section, the impact of EV charging on transformer life is analyzed considering different penetration levels and vehicles with different battery capacities: 75 kWh (long-range) and 24 kWh (short-range). In addition, the effects of winter and summer seasons are verified.

3.1. Base Scenario

The base scenario considers no household carries EVs. Results are separated according to winter and summer seasons. Figure 7 shows the boxplot of transformer load and hottest-spot temperature due to residential demand for a period of 24 h. In the boxplot, the horizontal line inside the box is used to mark the median, while the upper and bottom of the box represent 75th and 25th percentiles. The two horizontal lines outside of the box represent the maximum and minimum of the data. Note that residential demand is below the transformer nameplate rating of 200 kVA. Therefore, the hottest-spot temperature does not violate the reference temperature of 110 °C, and the transformer does not experience loss-of-life.

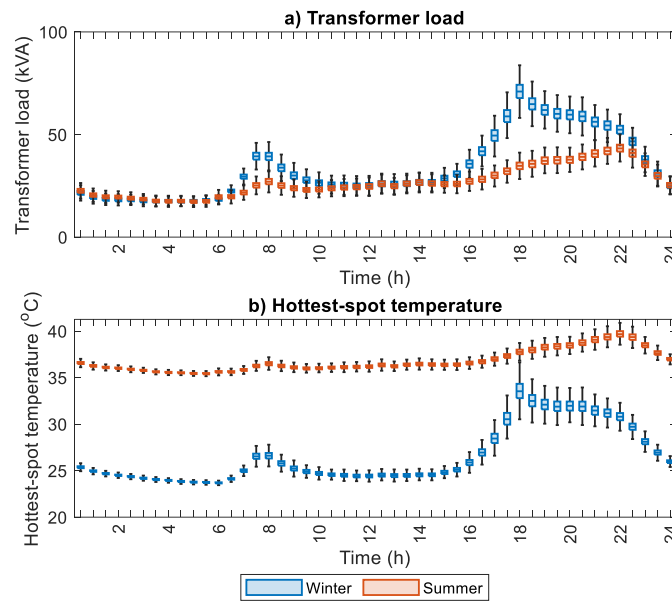


Figure 7. Boxplot for 24-h period. (a) Transformer load. (b) Hottest-spot temperature.

3.2. Penetration Level Impact

This section evaluates the impact of different EVs’ penetration levels on transformer aging. In this study, the penetration level is defined as the ratio between the number of EVs and the number of households, which is 100. EVs’ penetration level gradually increases from 0% up to 60% in steps of 10%.

Figure 8 shows the boxplot of maximum transformer load and hottest-spot temperature to each penetration level. During winter, residential demand is higher and transformer violates its rated capacity limit for lower penetration levels compared to summer. Also, the impacts caused by EVs with 75 kWh batteries are more severe because they charge at higher power levels, increasing peak demand. The total load already exceeds transformer-rated capacity for penetration levels of 20% in both winter and summer with long-range batteries.

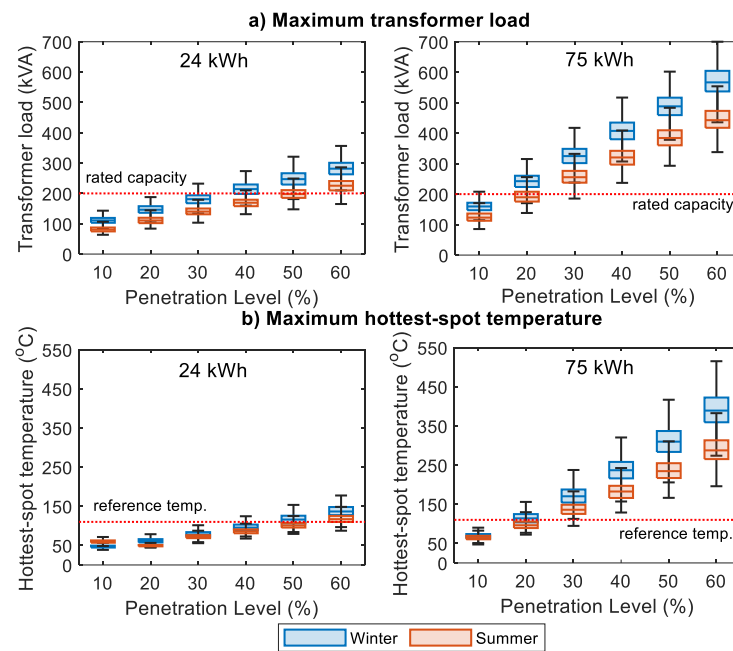


Figure 8. Boxplot for different EVs’ penetration levels. (a) Maximum transformer load. (b) Maximum hottest-spot temperature.

For EVs with 24 kWh, the maximum hottest-spot temperature remains below the reference value until the penetration level of 50%. For EVs with 75 kWh, the maximum hottest-spot temperature reaches undesirable values for penetration levels as from 20%.

It is important to analyze the evolution of EVs' penetration level to evaluate transformer life. Compared to the base scenario, there is a considerable increase in transformer load and hottest-spot temperature as the penetration levels of EVs increase, especially for vehicles with 75 kWh, where low penetration levels above 20% already lead to severe violations. To better understand the impact of EV charging on transformer hottest-spot temperature and loss-of-life, the penetration level of 50% is investigated in the following section.

3.3. Case Study (Penetration Level of 50%)

This scenario assumes that out of 100 households, 50 have an electric vehicle. Figure 9 shows the boxplot of transformer load for winter and summer seasons, considering EVs with battery capacity of 24 kWh and 75 kWh. In a residential area, users typically charge their vehicles when returning home at the end of the day. Residential demand is also high during this time, causing a considerable increase in peak demand overloading the transformer. Results show the transformer is more likely to exceed its rated capacity for EVs with higher battery capacity during the winter season.

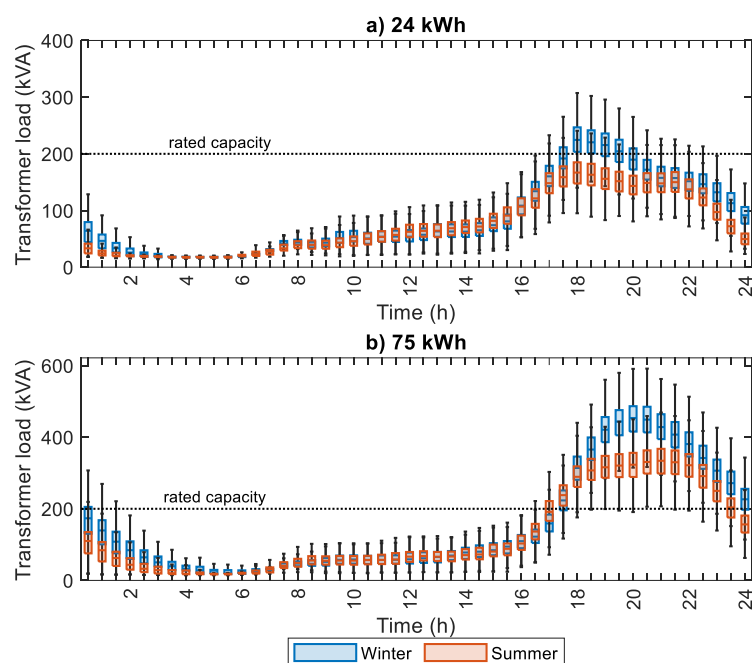


Figure 9. Boxplot of transformer load for 24-h period. (a) 24 kWh. (b) 75 kWh.

Figure 10 shows the cumulative distribution function of transformer hottest-spot temperature, and the same behavior is observed. The worst scenario is when using vehicles with higher battery capacity during the winter season. For vehicles with 24 kWh, the probability of transformer hottest-spot temperature achieving values above the reference temperature of 110 °C is 64.5% during winter and 17.6% during summer. For vehicles with battery capacity of 75 kWh, the probability increases to 100% for both winter and summer seasons. The main factor that affects the transformer is its insulation temperature, which in turn is mainly related to overload operation and exposure to high ambient temperatures. Since the ambient temperature at this location (England) is not very high during summer season (maximum of 21 °C), transformer operating life is mainly affected by load, which is higher during winter.

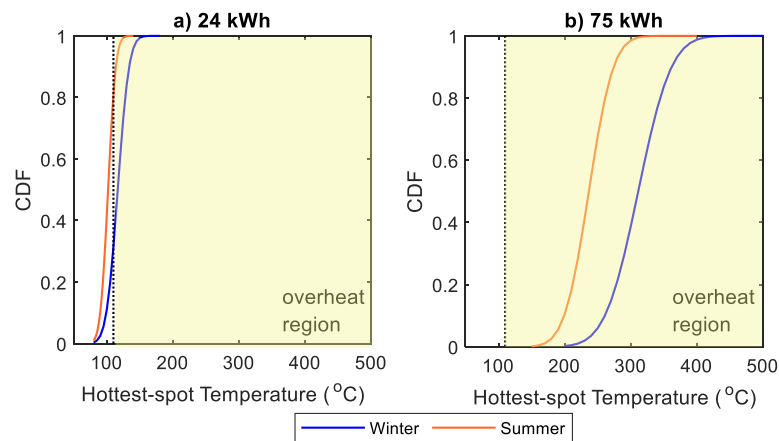


Figure 10. Cumulative distribution function of transformer hottest-spot temperature for 24-h period. (a) 24 kWh. (b) 75 kWh.

Figure 11 shows the boxplot of the transformer equivalent aging factor. Under normal operating conditions, the transformer should have a maximum equivalent aging factor of 1 day for a 24-h load cycle to prevent premature degradation. The results show the occurrence of transformer aging is very rare when EVs with battery capacity of 24 kWh are adopted both in winter and summer scenarios. However, when EVs with battery capacity of 75 kWh are used, transformer aging always occurs, with minimum values of 127.8 during winter and 5.2 during summer. As an example, an equivalent aging factor equal to 5.2 means that the transformer aged 124.8 h (5.2×24) in a cycle of 24 h, implying premature aging. If this transformer is subjected under the foregoing conditions during the whole year, its useful life will be shortened from 20.55 years (normal insulation life) to 4 years, which is not acceptable.

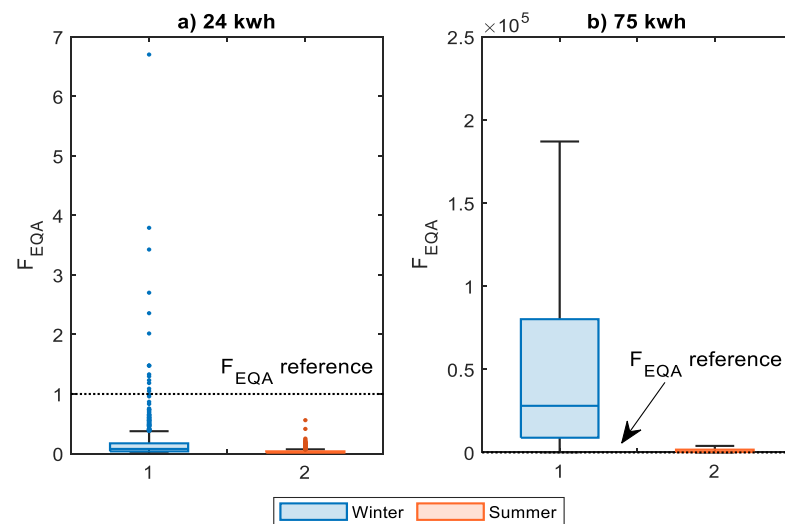


Figure 11. Boxplot of transformer equivalent aging factor (F_{EQA}). (a) 24 kWh. (b) 75 kWh.

Figure 12 shows the boxplot of transformer overload duration during a day. The results clearly show the negative effect of using EVs with higher battery capacity as transformer overload duration increases significantly. For EVs with battery capacity of 24 kWh, overload duration has median value of 130 min (approximately 2 h) during winter and 0 min during summer. For EVs with battery capacity of 75 kWh, overload duration has median value of 410 min (approximately 7 h) during winter and 380 min (approximately 6 h) during summer. This confirms that, when the transformer operates overloaded for long periods, it will accelerate transformer aging and shorten its service life.

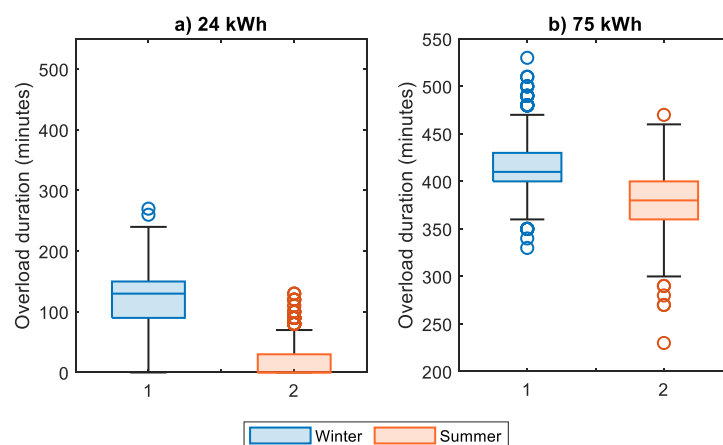


Figure 12. Boxplot of transformer daily overload duration. (a) 24 kWh. (b) 75 kWh.

4. Conclusions

This paper analyzed the impacts of long-range EVs on transformer life and compared results with the effects caused by short-range EVs. A probabilistic analysis is employed using the Monte Carlo Simulation. Residential demand is modeled based on real household curves from the UK Data Service, and EVs' pattern is modeled based on data collected from the Electric Nation Project developed in the United Kingdom. Several EVs' penetration levels are analyzed from 0% to 60% in steps of 10% for winter and summer seasons. From the results, important conclusions can be addressed:

- The impacts caused by EVs with 75 kWh batteries are more severe because they charge at higher power levels, increasing total peak demand;
- Transformer life is mainly affected by load and ambient temperature. Since ambient temperature at the site of the study is not very high during summer and residential demand is higher in winter, transformer is more likely to exceed its rated capacity during winter;
- Transformer overload duration is significantly higher when EVs with higher battery capacity are used, accelerating transformer aging and shortening its service life;
- As EVs' penetration level increases, there is a considerably increase in transformer load and hottest-spot temperature, especially for vehicles with 75 kWh, where low penetration levels above 20% already lead to severe violations on hottest-spot temperature;
- For penetration level of 50% during summer, the use of long-range EVs leads to a minimum equivalent aging factor of 5.2, which means a transformer aged 124.8 h in a cycle of 24 h, decreasing its lifetime.

As in most studies, EV demand is modeled in this paper assuming an everyday plug-in charging behavior. More research should be carried out modeling EVs' charging pattern for a week-long period since some studies already demonstrated that vehicles with higher battery capacity do not charge every day [24]. This behavior directly affects the number of vehicles charging simultaneously and, therefore, EV peak load. Besides, as high ambient temperatures directly impact transformer loss-of-life, more analysis should be conducted using data from a different location with warmer weather.

Author Contributions: Conceptualization, C.M.A. and J.H.A.; methodology, C.M.A.; software, J.H.A. and A.M.P.B.; validation, A.M.P.B.; formal analysis, C.M.A.; investigation, C.M.A. and J.H.A.; resources, A.M.P.B.; data curation, A.M.P.B.; writing—original draft preparation, C.M.A.; writing—review and editing, J.H.A. and C.M.A.; visualization, A.M.P.B.; supervision, C.M.A.; project administration, C.M.A.; funding acquisition, C.M.A. All authors have read and agreed to the published version of the manuscript.

Funding: This research was supported in part by PROPESP/UFPA (PAPQ) and CNPQ, Brazil.

Data Availability Statement: Not applicable.

Conflicts of Interest: The authors declare no conflict of interest.

References

1. IEA. CO₂ Emissions in 2022. Paris. 2023. Available online: <https://iea.blob.core.windows.net/assets/3c8fa115-35c4-4474-b237-1b00424c8844/CO2Emissionsin2022.pdf> (accessed on 27 March 2023).
2. Cabtree, G. The coming electric vehicle transformation: A future electric transportation market will depend on battery innovation. *Science* **2019**, *366*, 422–424. [[CrossRef](#)] [[PubMed](#)]
3. Electric Vehicle Database. Available online: <https://ev-database.org> (accessed on 27 March 2023).
4. Pisano, G.; Ruggeri, S.; Soma, G.G.; Falabretti, D.; Grillo, S.; Gulotta, F.; Pilo, F. Impact of Electrical Vehicle Private Charging Stations on the Quality of the Low Voltage Network Supply. *IEEE Open Access J. Power Energy* **2023**, *10*, 351–362. [[CrossRef](#)]
5. Jain, A.; Karimi-Ghartemani, M. Mitigating Adverse Impacts of Increased Electric Vehicle Charging on Distribution Transformers. *Energies* **2022**, *15*, 9023. [[CrossRef](#)]
6. Pavličević, A.; Mujović, S. Impact of Reactive Power from Public Electric Vehicle Stations on Transformer Aging and Active Energy Losses. *Energies* **2022**, *15*, 7085. [[CrossRef](#)]
7. Pradhan, P.; Ahmad, I.; Habibi, D.; Kothapalli, G.; Masoum, M.A.S. Reducing the Impacts of Electric Vehicle Charging on Power Distribution Transformers. *IEEE Access* **2020**, *8*, 210183–210193. [[CrossRef](#)]
8. Affonso, C.M.; Kezunovic, M. Technical and Economic Impact of PV-BESS Charging Station on Transformer Life: A Case Study. *IEEE Trans. Smart Grid* **2019**, *10*, 4683–4692. [[CrossRef](#)]
9. Smith, T.; Garcia, J.; Washington, G. Novel PEV Charging Approaches for Extending Transformer Life. *Energies* **2022**, *15*, 4454. [[CrossRef](#)]
10. Nafisi, H. Investigation on distribution transformer loss-of-life due to plug-in hybrid electric vehicles charging. *Int. J. Ambient. Energy* **2019**, *42*, 744–750. [[CrossRef](#)]
11. Palomino, A.; Parvania, M. Data-Driven Risk Analysis of Joint Electric Vehicle and Solar Operation in Distribution Networks. *IEEE Open Access J. Power Energy* **2020**, *7*, 141–150. [[CrossRef](#)]
12. Diahovchenko, I.; Petrichenko, R.; Petrichenko, L.; Mahnitko, A.; Korzh, P.; Kolcun, M.; Čonka, Z. Mitigation of Transformers' Loss of Life in Power Distribution Networks with High Penetration of Electric Vehicles. *Results Eng.* **2022**, *15*, 100592. [[CrossRef](#)]
13. Assolami, Y.O.; Gaouda, A.; El-shatshat, R. Impact on Voltage Quality and Transformer Aging of Residential Prosumer Ownership of Plug-In Electric Vehicles: Assessment and Solutions. *IEEE Trans. Transp. Electrification* **2022**, *8*, 492–509. [[CrossRef](#)]
14. Bunn, M.; Seet, B.; Baguley, C.; Martin, D.A. Thermally-Based Dynamic Approach to the Load Management of Distribution Transformers. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2022**, *37*, 5124–5132. [[CrossRef](#)]
15. Usman, H.M.; ElShatshat, R.; El-Hag, A.H. Distribution Transformer Remaining Useful Life Estimation Considering Electric Vehicle Penetration. *IEEE Trans. Power Deliv.* **2023**, 1–12. [[CrossRef](#)]
16. Roy, P.; Ilka, R.; He, J.; Liao, Y.; Cramer, A.M.; Mccann, J.; Delay, S.; Coley, S.; Geraghty, M.; Dahal, S. Impact of Electric Vehicle Charging on Power Distribution Systems: A Case Study of the Grid in Western Kentucky. *IEEE Access* **2023**, *11*, 49002–49023. [[CrossRef](#)]
17. Richardson, I.; Thomson, M. One-Minute Resolution Domestic Electricity Use Data, 2008–2009. 2010. Available online: <https://dss.princeton.edu/catalog/resource1162> (accessed on 21 May 2023).
18. WPD Smart Charging Project | Electric Nation: Electric Nation. Available online: <https://www.westernpower.co.uk/electric-nation-data> (accessed on 27 March 2023).
19. C57.91-2011; IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step-Voltage Regulators. IEEE/PES: New York, NY, USA, 2012.
20. Rubinstein, R.Y.; Kroese, D.P. *Simulation and the Monte Carlo Method*; Wiley Series in Probability and Statistics; John Wiley & Sons, Inc.: Hoboken, NJ, USA, 2016; ISBN 9781118631980.
21. da Silva, A.M.; de Castro, A.M. Risk Assessment in Probabilistic Load Flow via Monte Carlo Simulation and Cross-Entropy Method. *IEEE Trans. Power Syst.* **2019**, *34*, 1193–1202. [[CrossRef](#)]
22. NSRDB. National Solar Radiation Database. Available online: <https://nserdb.nrel.gov/data-viewerel.gov> (accessed on 27 March 2023).
23. Union Transformers Company. 3-Phase Hermetically Sealed Oil Immersed Distribution Transformers Technical Specification. Available online: <http://union-transformer.com/transformers/200kva> (accessed on 6 October 2022).
24. Dudek, E. The Flexibility of Domestic Electric Vehicle Charging: The Electric Nation Project. *IEEE Power Energy Mag.* **2021**, *19*, 16–27. [[CrossRef](#)]

Disclaimer/Publisher's Note: The statements, opinions and data contained in all publications are solely those of the individual author(s) and contributor(s) and not of MDPI and/or the editor(s). MDPI and/or the editor(s) disclaim responsibility for any injury to people or property resulting from any ideas, methods, instructions or products referred to in the content.

Avaliação do Impacto de Veículos Elétricos com Baterias de Curto e Longo Alcance na Vida Útil de Transformadores: Estudo de Caso

Amanda Monteiro Pinto Barros
Instituto de Tecnologia
Universidade Federal do Pará
Pará, Brasil
amandabarros_engenheira@hotmail.com

Jorge Henrique Angelim
Instituto de Tecnologia
Universidade Federal do Pará
Pará, Brasil
jorge_henrique70@hotmail.com

Carolina de Mattos Affonso
Instituto de Tecnologia
Universidade Federal do Pará
Pará, Brasil
carolina@ufpa.br

Abstract— This paper estimates the maximum number of EVs that can be supplied by a distribution transformer without experiencing accelerated aging and loss of life. The study analyzes how vehicles with higher battery capacity charging at higher charging power levels affect transformer life. Simulations are conducted considering long-range vehicles with 75 kWh charging at 11 kW, and short-range vehicles with 24 kWh charging at 7.4 kW. The EV hosting capacity is assessed by exploring multiple EV penetration levels and two ambient temperature profiles (winter and summer season) to analyze the effect on transformer life. The study is conducted as case study based on real data, with residential load curves from United Kingdom, and EV profiles derived from the Electric Nation project developed in United Kingdom. Results show that vehicles with long-range batteries are more harmful to transformer life, especially during winter season. In this condition, to avoid premature aging of transformer, a much smaller number of electric vehicles should be connected.

Keywords— *electric vehicles, hottest-spot temperature, transformer loss-of-life.*

I. INTRODUÇÃO

As mudanças climáticas têm impulsionado um movimento global em direção à redução de emissões de carbono na atmosfera, cuja principal causa é o uso de combustíveis fósseis. A maior parte do consumo de combustíveis fósseis se concentra nos setores de transporte e geração de energia elétrica [1]. Assim, os veículos elétricos (VEs) têm um papel importante no processo de descarbonização, ocasionando mudanças em diversos aspectos do transporte como custos, hábitos de direção e combustível [2].

Os VEs trazem uma série de benefícios, como redução da poluição, são mais silenciosos, possuem consumo de energia mais eficiente, além de terem menores custos de abastecimento [3]. Seu custo ainda é elevado, e ainda assim o volume de vendas de VEs tem apresentado crescimento significativo nos últimos anos [4]. Este crescimento se deve ao forte incentivo econômico que diversos países vêm fornecendo para a aquisição de VEs, além do estabelecimento de metas a médio e longo prazo. Por exemplo, a Noruega pretende que 100% de seus carros sejam elétricos ou híbridos *plug-in* até 2025, e a Holanda planeja proibir todas as vendas de carros a gasolina e diesel no mesmo ano. Até 2030, a Alemanha planeja proibir os motores de combustão interna e, até 2040, a França e a Grã-Bretanha pretendem acabar com suas vendas de carros a gasolina e diesel. Os alvos de VEs mais agressivos estão na China, que tem quase metade do estoque global de VE e onde 1,1 milhão de VEs foram

vendidos em 2018. A Europa e os Estados Unidos possuem pouco mais de 20% do estoque global, com vendas de carros de 380.000 e 375.000 unidades, respectivamente, em 2018 [2].

Apesar dos inúmeros benefícios, a crescente utilização de VEs pode ter impactos negativos substanciais nos sistemas de distribuição de energia [5]. Os VEs *plug-in* consomem uma grande quantidade de energia elétrica da rede que pode levar a picos excessivos e indesejáveis na demanda [4]. Além disso, a recarga simultânea de um número elevado de VEs na rede pode ocasionar a sobrecarga do transformador de distribuição e, portanto, a perda de sua vida útil, incorrendo em custos extras [3]. Uma questão importante é que a severidade dos impactos ocasionados pelos VEs na rede de distribuição depende de diversos fatores, pois existem muitas incertezas e aleatoriedades associadas a esta demanda, como o comportamento do usuário, capacidade da bateria dos VEs, hora e local de recarga, potência do carregador e nível de penetração dos VEs, trazendo desafios extras para este problema [1].

Diversos trabalhos vêm sendo realizados, investigando os impactos de recarga de VEs na perda de vida útil do transformador. Em [6] e [7], os autores investigam os efeitos da conexão de VEs na rede sob um elevado nível de penetração nos transformadores de distribuição de energia, e propõem soluções para minimizar seus impactos negativos. Em [8], os autores analisam os impactos que os VEs ocasionam na curva de carga e na rede elétrica. Os resultados revelam que a recarga doméstica de VEs aumenta significativamente o pico de carga do transformador residencial, diminuindo drasticamente sua vida útil. Os autores propõem o uso de estratégias como a distribuição da carga entre os transformadores, o armazenamento de energia e o uso da energia fotovoltaica para mitigar os efeitos negativos e reduzir a demanda. Em [9], os autores propõem um método de recarga inteligente para evitar a sobrecarga dos transformadores e minimizar os custos de consumo de eletricidade, considerando uma estação de recarga integrada com geração fotovoltaica e sistema de armazenamento de energia à bateria. Desta forma, a vida útil do transformador é preservada. O estudo apresentado em [10] tem como objetivo identificar os fatores que mais influenciam nas análises que avaliam o impacto dos VEs em redes de distribuição de baixa tensão. Os resultados indicam que os fatores de maior impacto são: o número de VEs na rede; a potência do carregador; e os padrões de comportamento dos usuários dos VEs. Os autores em [11] avaliam os impactos ocasionados pela conexão de VEs de longo alcance na carga do transformador e na

qualidade da tensão em um sistema de distribuição real. Os autores fazem uma análise probabilística usando a simulação de Monte Carlo e consideram incertezas na demanda residencial e no comportamento de recarga dos VEs.

A maioria dos encontrados na literatura modela a demanda dos VEs com base em pesquisas ou cenários de projeção, gerando resultados imprecisos. Outro aspecto importante é que poucos trabalhos utilizam VEs com capacidade de bateria de longo alcance e potência de recarga elevada. Não se encontram na literatura estudos que façam a comparação dos impactos ocasionados por VEs com capacidade de bateria de longo e curto alcance.

Com base nisso, este artigo tem como objetivo determinar qual nível de penetração máximo de VEs pode ser conectado em um transformador de distribuição sem ocasionar perdas na vida útil. As simulações consideram VEs com baterias de longo alcance de 75 kWh com potência de recarga de 11 kW, e VEs de curto alcance com 24 kWh e potência de recarga de 7,4 kW. Além disso, para melhor avaliar o impacto da temperatura ambiente na vida útil do transformador, dois cenários são considerados: inverno e verão. Os dados utilizados de demanda residencial, demanda de recarga de VEs e temperatura ambiente são medidas reais do Reino Unido.

II. MATERIAIS E MÉTODOS

A. Metodologia Proposta

O presente artigo propõe um estudo de caso para investigar a influência da inserção gradual de VEs na perda de vida útil do transformador de distribuição da rede ao qual estão conectados. A Fig. 1 ilustra a metodologia proposta. A deterioração do isolamento do transformador é investigada por meio do modelo térmico do *IEEE Guide for Loading Mineral-Oil Immersed Transformers* [12], que analisa a temperatura do ponto mais quente (do inglês *hottest-spot*), e calcula alguns indicadores como o fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}) e o envelhecimento equivalente (F_{EQA}).

Para os cálculos, considera-se um período de análise de 24 horas, conforme sugerido em [12], e utiliza-se para este período uma curva de carga composta pela demanda residencial, somada à demanda agregada dos VEs, e a uma curva de temperatura ambiente média. São utilizados dados reais de consumo de energia de 100 consumidores [13], e de temperatura ambiente da mesma localidade para as estações de verão e inverno [14]. Dois tipos de baterias de VEs são considerados no estudo: baterias de longo alcance de 75 kWh com potência de recarga de 11 kW, e de curto alcance de 24 kWh com potência de recarga de 7.4 kW.

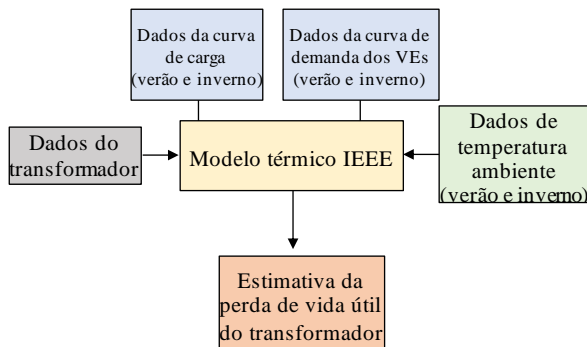


Fig. 1. Metodologia proposta.

As simulações são realizadas no MATLAB®, onde diversos cenários são analisados com inserção gradativa de VEs na rede de distribuição. A partir dos indicadores, é possível estimar até que ponto a inserção dos VEs deteriora a vida útil do transformador de distribuição.

B. Demanda Residencial

O banco de dados utilizado para obter o perfil de carga residencial contém medições reais de consumo de energia de 22 residências em East Midlands, Reino Unido, coletadas no período de 2008 a 2009 [13]. Para avaliar o efeito da sazonalidade, esses dados foram divididos em 2 grupos de acordo com a estação: verão, que vai de junho a setembro, e inverno, que vai de dezembro a março. Para cada grupo, obteve-se a demanda média diária, cujos valores são apresentados na Fig. 2. Observa-se que, no verão, a demanda residencial é menor do que durante o inverno, já que o uso de aparelhos de aquecimento é menor.

C. Demanda dos Veículos Elétricos

A demanda de recarga dos veículos elétricos foi obtida a partir dos dados do ensaio *Electric Nation Project* (ENP), que obteve medidas de 130.000 eventos de recarga de 673 usuários do Reino Unido entre janeiro de 2017 e dezembro de 2018 [15]. Os parâmetros utilizados para determinação da demanda de recarga foram o instante de recarga do veículo e o estado inicial da bateria ($EDC_{inicial}$) que, devido às incertezas associadas a esses parâmetros, foram modelados probabilisticamente a partir das distribuições dos dados disponibilizados pelo ENP, como proposto em [11]. Os histogramas e os respectivos modelos probabilísticos são apresentados nas Fig. 3 e 4 para as duas capacidades de bateria e estações do ano.

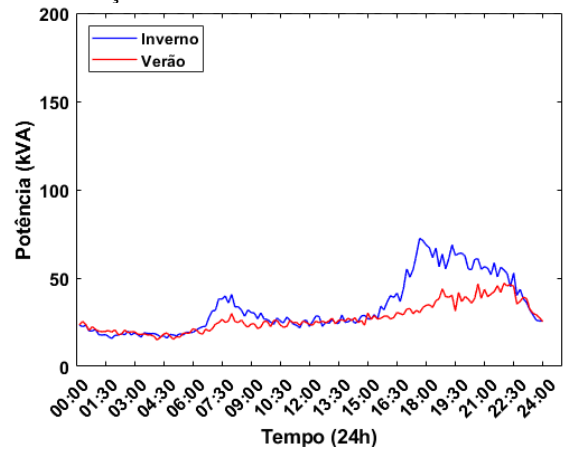


Fig. 2. Carga residencial para o período de 24 horas.

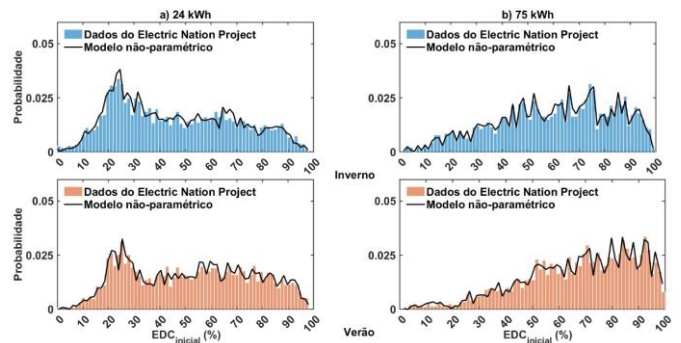


Fig. 3. Histogramas e respectivos modelos probabilísticos do carga inicial da bateria ($EDC_{inicial}$) para inverno e verão para veículos com baterias de a) 24 kWh e b) 75 kWh.

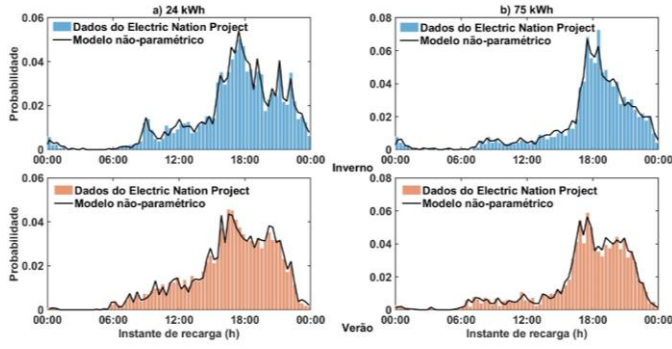


Fig. 4. Histogramas e respectivos modelos probabilísticos do instante de recarga para inverno e verão para veículos com baterias de a) 24 kWh e b) 75 kWh..

A partir dos modelos probabilísticos, amostras aleatórias são obtidas e, associado à potência de recarga, o tempo de recarga é estimado por (1):

$$\Delta T = \frac{B_c(EDC_{final} - EDC_{inicial})}{P_{ch} \cdot \eta} \quad (1)$$

onde EDC_{final} e $EDC_{inicial}$ são os valores final e inicial da bateria, B_c é a capacidade de armazenamento (em kWh), P_{ch} é a potência de recarga empregada (em kW) e η é a eficiência do processo, aqui considerado 99%. A Fig. 5 ilustra o processo de definição do perfil de recarga de um consumidor.

O processo é repetido para a produção de um conjunto de perfis de demanda que representam o comportamento de recarga dos usuários, e o valor médio desse conjunto de curvas é utilizado nas simulações.

D. Modelagem do Tempo de Vida Útil do Transformador

A vida útil do transformador é afetada principalmente pela degradação do seu material isolante, que por sua vez depende da sua temperatura de operação. Neste trabalho, a vida útil do transformador é determinada pela temperatura do ponto mais quente dos seus enrolamentos (Θ_H), do inglês *hottest-spot temperature*, calculada de acordo com o modelo térmico definido na norma IEEE STD C57.91 [12]. Todas as equações apresentadas nesta seção são oriundas desta referência.

Os principais fatores que favorecem o aumento da temperatura do transformador são o aumento do seu carregamento e o aumento da temperatura ambiente. Assim, para os cálculos, a norma do IEEE [12] sugere a utilização de uma curva de carga por um período de 24 horas e uma curva de temperatura ambiente para este mesmo período de análise, o qual foi adotado neste trabalho. A curva de temperatura ambiente pode ser obtida com valores médios diários com base em vários anos, ou com valores médios das temperaturas máximas. Neste trabalho, a temperatura ambiente foi obtida com base nos valores médios diários coletados do Reino Unido durante o período de janeiro/2017 a julho/2018 [14]. Duas curvas de temperatura média diária são utilizadas como demonstra a Fig. 6: uma para o verão e outra para o inverno.

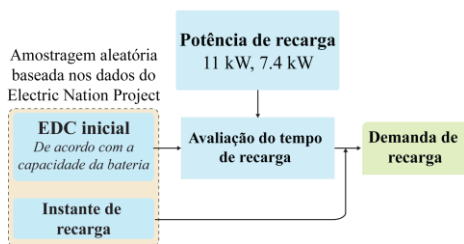


Fig. 5. Cálculo da demanda de recarga de um veículo elétrico.

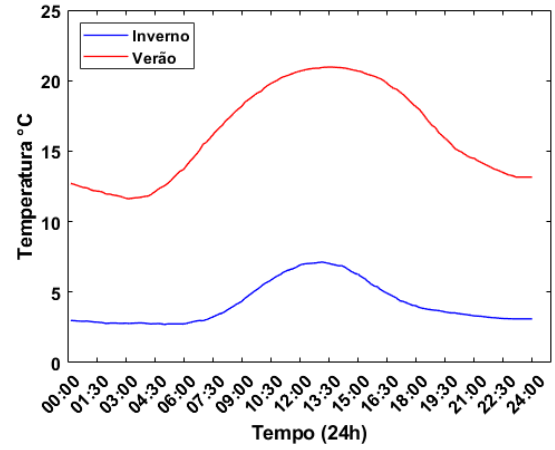


Fig. 6. Temperatura ambiente média para o período de 24 horas.

A temperatura do ponto mais quente pode ser obtida por (2):

$$\Theta_H = \Theta_A + \Delta\Theta_{TO} + \Delta\Theta_H \quad (2)$$

onde Θ_A é a temperatura ambiente média para o ciclo de carga estudado, $\Delta\Theta_{TO}$ é o aumento da temperatura no topo do óleo em relação a temperatura ambiente, e $\Delta\Theta_H$ é o aumento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento em relação à temperatura do topo do óleo, todas em °C.

O aumento da temperatura no topo do óleo é dado por (3), obtido para cada variação do ciclo de carga estudado:

$$\Delta\Theta_{TO} = (\Delta\Theta_{TO,U} - \Delta\Theta_{TO,i}) \left(1 - \exp\left(\frac{-1}{\tau_{OT}}\right)\right) + \Delta\Theta_{TO,i} \quad (3)$$

$$\Delta\Theta_{TO,U} = \Delta\Theta_{TO,R} \left[\frac{(K_U^2 R + 1)}{(R + 1)}\right]^n \quad (4)$$

onde $\Delta\Theta_{TO,U}$ é o aumento final da temperatura do topo do óleo em °C, $\Delta\Theta_{TO,i}$ é o aumento inicial da temperatura do topo do óleo em °C, τ_{OT} é a constante de tempo do óleo do transformador dada em horas, $\Delta\Theta_{TO,R}$ é o aumento da temperatura do topo do óleo sob carga nominal, K_U é a razão da carga final pela carga nominal em p.u., R é a razão entre as perdas em carga e as perdas a vazio, e n é um expoente derivado empiricamente cujo valor depende do modo de resfriamento do transformador.

O aumento da temperatura do ponto mais quente sobre a temperatura do óleo é calculado conforme (5):

$$\Delta\Theta_H = \Delta\Theta_{H,R} K^{2m} \quad (5)$$

onde $\Delta\Theta_{H,R}$ é o aumento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento sob carga nominal em °C, e m é um expoente derivado empiricamente cujo valor depende do modo de resfriamento do transformador.

Com base na temperatura do ponto mais quente, o fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}) do transformador pode ser calculado de acordo com (6), considerando um determinado perfil de carregamento e temperatura ambiente por um período de 24 horas. O F_{AA} será maior do que 1 se a temperatura do ponto mais quente for maior do que temperatura de referência de 110 °C, e o F_{AA} será menor do que 1 se a temperatura do ponto mais quente for menor do que 110 °C.

$$F_{AA} = EXP \left[\frac{15000}{383} - \frac{15000}{\Theta_H + 273} \right] \quad (6)$$

O fator de envelhecimento equivalente pode ser calculado para o período de estudo conforme (7), sendo dado em dias.

$$F_{EQA} = \frac{\sum_{i=1}^N F_{AA_i} \Delta t_i}{\sum_{i=1}^N \Delta t_i} \quad (7)$$

onde Δt_i é o intervalo de tempo em horas e N é o número total de intervalos de tempo do período de estudo.

Um fator de envelhecimento equivalente igual a 1 significa que o transformador envelheceu 1 dia (24 horas) em um ciclo de 24 horas, não havendo deterioração precoce. Já um valor de F_{EQA} igual a 1,5, por exemplo, significa que o transformador envelheceu 36 horas em um ciclo de 24 horas, ocorrendo deterioração precoce. Para condições nominais, estima-se que a vida útil do material isolante do transformador seja de 20,55 anos, equivalente a 180.000 horas. No entanto, se o transformador for submetido diariamente a estas mesmas condições de operação com envelhecimento diário de 36 horas, sua vida útil será reduzida significativamente.

O transformador deve operar com carregamento dentro de sua capacidade nominal. No entanto, o equipamento pode suportar uma certa sobrecarga sem afetar sua vida útil, dependendo da magnitude e duração destas violações.

A Tabela I apresenta os dados de placa do transformador utilizado neste estudo, com capacidade nominal de 200 kVA do tipo ONAN [16].

III. SIMULAÇÃO DOS RESULTADOS

Com base na metodologia proposta, as análises seguintes avaliam o efeito da conexão progressiva de veículos elétricos na vida útil do transformador considerando diversos níveis de penetração. Neste estudo, o nível de penetração (NP) dado em percentual é definido como a razão entre o número de VEs (N_{VE}) pelo número de unidades consumidoras atendidas (N_{UC}) pelo transformador, que neste trabalho é considerado igual a 100, como em (8):

$$NP (\%) = 100 \times \frac{N_{VE}}{N_{UC}} \quad (8)$$

O nível de penetração dos VEs aumenta gradualmente em passos de 10%, variando de 0% até atingir o ponto em que a sobrecarga do transformador ultrapassasse o fator de aceleração de envelhecimento do transformador. Assim, considera-se que $NP_1 = 10\%$, $NP_2 = 20\%$, etc. Por esta razão, para o caso de VEs com baterias de longo alcance, os resultados são apresentados com cenários que vão desde o NP_1 até o NP_3 , para o inverno e verão. Já para VEs com baterias de curto alcance, os cenários vão desde o NP_1 até o NP_6 .

A. VEs com bateria de longo alcance (75 kWh, 11 kW):

1) *Inverno*: A Fig. 7 apresenta a curva de carga do transformador para diversos níveis de penetração durante o inverno. Nota-se que a capacidade nominal do transformador não é ultrapassada para o NP_1 . No entanto, a partir do NP_2 ,

Tabela I – Dados do transformador de distribuição.

Parâmetro	Valor
Potência nominal	200 kVA
Aumento da temperatura do topo do óleo sob carga nominal ($\Delta\theta_{TO,R}$)	50°C
Aumento da temperatura do ponto mais quente do enrolamento sob carga nominal ($\Delta\theta_{H,R}$)	55°C
Perdas a vazio	500 W
Perdas no cobre	2400 W

Constante do óleo (τ_{τ_0})	4,9 horas
Modo de resfriamento ONAN	$m=n=0,8$

com apenas 20 VEs conectados, a carga já ultrapassa a capacidade nominal do transformador. Especificamente, no cenário 2, a carga total na rede elétrica está 25% acima da capacidade nominal do equipamento. Para NP_3 , nota-se que o pico de sobrecarga chega a atingir o valor de 367,93 kVA, sendo uma sobrecarga muito elevada (84% acima da capacidade nominal do transformador, durante 5,66 horas).

A Fig. 8 ilustra a temperatura no ponto mais quente do transformador. Observa-se que, à medida que a sobrecarga aumenta, a temperatura do transformador também aumenta, conforme já esperado. A partir do NP_2 , a temperatura do ponto mais quente chega a ultrapassar o valor de 110°C, porém no NP_3 a temperatura atinge níveis excessivamente altos (de 196,85 °C, equivalente à 79% acima do valor de referência), o que não é ideal, visto que, quanto mais elevada for a temperatura do ponto mais quente, maior será a redução da sua vida útil do equipamento.

A Fig. 9 ilustra o fator de aceleração de envelhecimento, que está significativamente acima do valor de referência para o NP_3 , indicando que o processo de envelhecimento do transformador está ocorrendo de forma acelerada e que a vida útil do equipamento pode ser comprometida. Para NP_2 , o fator de envelhecimento é excedido com o valor de 3,67, porém com valores não tão elevados quanto no NP_3 ($F_{AA} = 1394,0$).

2) *Verão*: A demanda de carga residencial é menor durante o verão, assim, a capacidade nominal do transformador só é ultrapassada para o NP_3 , com pico de 276,94 kVA conforme ilustra a Fig. 10, correspondendo a um excedente de 38,47% da capacidade nominal do transformador, por 5 horas.

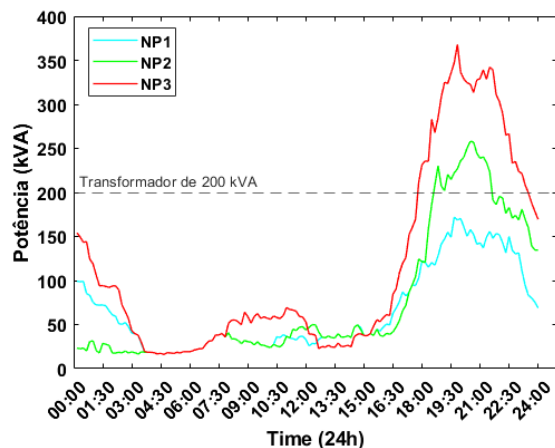


Fig. 7. Carga do transformador para baterias de longo alcance no inverno.

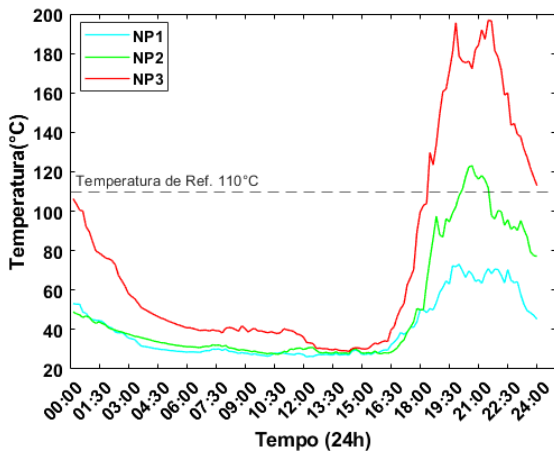


Fig. 8. Temperatura do ponto mais quente para baterias de longo alcance no inverno.

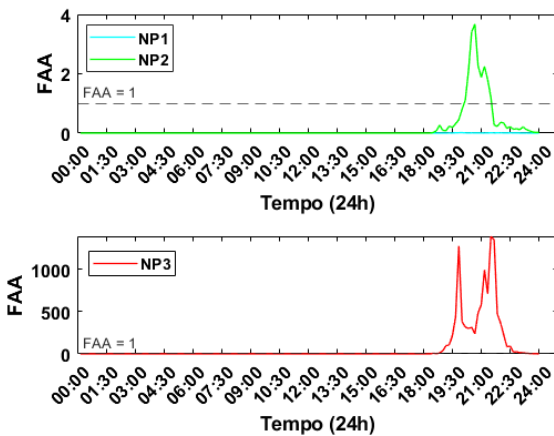


Fig. 9. F_{AA} para baterias de longo alcance no inverno.

A Fig. 11 apresenta a temperatura no ponto mais quente do transformador no verão. Nota-se que a temperatura ultrapassa o valor de referência somente a partir de NP₃, atingindo o pico de 155,21 °C (45,21% acima do valor de referência). A Fig. 12 apresenta o fator de aceleração de envelhecimento. Neste caso, ocorrem violações apenas para NP₃.

B. VEs com bateria de curto alcance (24 kWh, 7,4 kW):

1) *Inverno*: A Fig. 13 apresenta a carga do transformador para todos os cenários durante o inverno. A capacidade nominal do transformador só é ultrapassada para os cenários NP₅ (281 kVA) e NP₆ (289 kVA) atingindo valores de 40,5% e 44,5% acima da capacidade nominal do transformador, respectivamente. Isso se deve ao fato de que a recarga de VEs equipados com baterias de curto alcance é realizada com menor potência, resultando em picos de demanda menores.

Além disso, estes veículos realizam sua recarga em menor tempo por terem a capacidade da bateria menor, se comparados com os veículos com baterias de longo alcance.

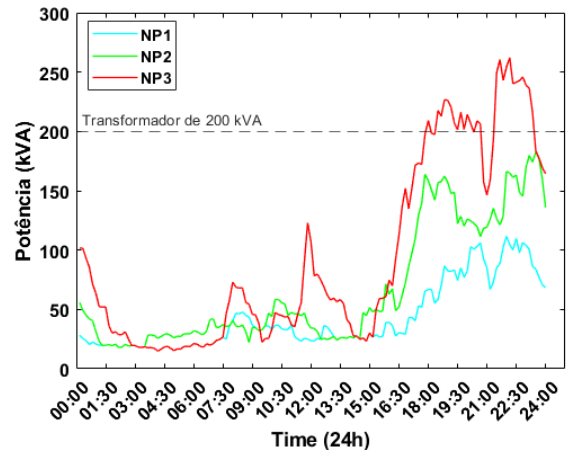


Fig. 10. Carga do transformador para baterias de longo alcance no verão.

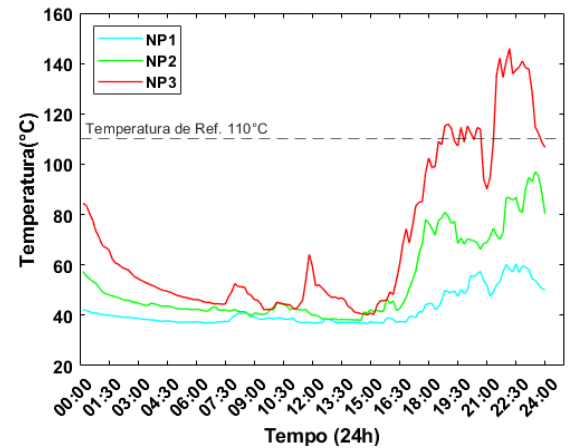


Fig. 11. Temperatura do ponto mais quente para baterias de longo alcance no verão.

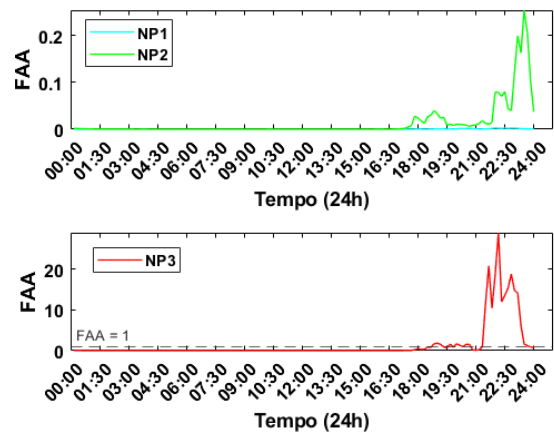


Fig. 12. F_{AA} para baterias de longo alcance no verão.

Conforme ilustra a Fig. 14, apenas nos cenários NP₅ e NP₆ a temperatura do ponto mais quente ultrapassa a temperatura de referência, atingindo picos de 132,41°C e 141,93°C, respectivamente. A Fig. 15 ilustra o fator de aceleração de envelhecimento. Novamente, o valor de referência é ultrapassado nos cenários NP₅ e NP₆, atingindo picos de 8,71 e 20,38 respectivamente.

2) *Verão*: No verão, quando baterias de curto alcance são utilizadas, a capacidade nominal do transformador só é ultrapassada para o NP₆ (9% acima da capacidade nominal) e mesmo assim isto só ocorre por um curto período (50

minutos). A Fig. 16 apresenta a carga total do transformador para um ciclo de 24 horas.

Acompanhando o comportamento da carga, a temperatura do ponto mais quente só ultrapassa o valor de referência para NP₆ (4,3% excedente), conforme ilustra a Fig. 17. O fator de aceleração de envelhecimento (Fig. 18) também só ultrapassa o valor de referência por um curto período para o NP₆, atingindo pico de 1,61.

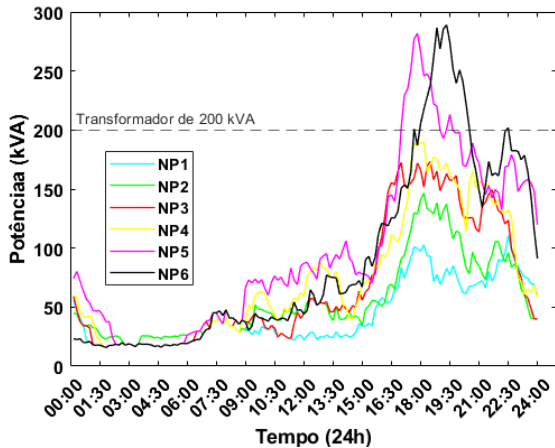


Fig. 13. Carga do transformador para baterias de curto alcance no inverno.

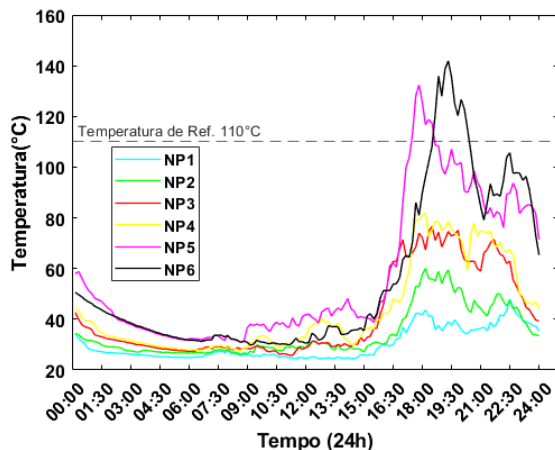


Fig. 14. Temperatura do ponto mais quente para baterias de curto alcance no inverno.

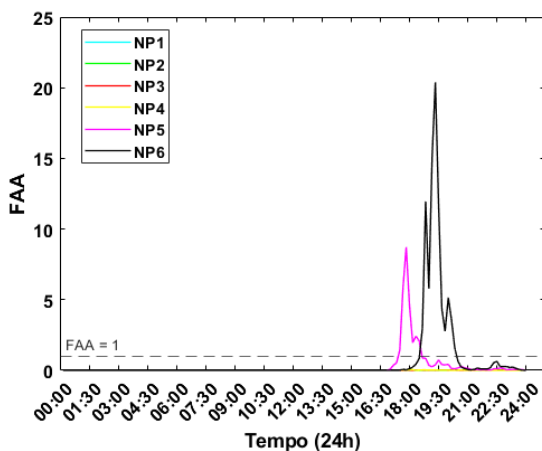


Fig. 15. F_{AA} para baterias de curto alcance no inverno.

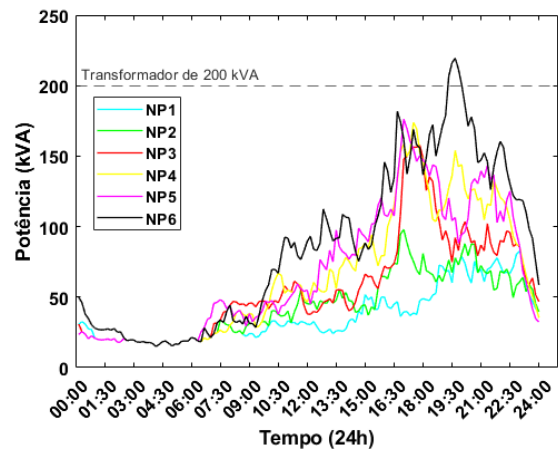


Fig. 16. Carga do transformador para baterias de curto alcance no verão.

C. Análise do envelhecimento do transformador

É importante manter a carga abaixo da capacidade nominal do transformador sempre que possível, e limitar a duração e a frequência das sobrecargas. No entanto, se for necessário operar o transformador acima de sua capacidade nominal, é importante avaliar os possíveis impactos na vida útil do transformador. Nesta seção, são avaliados os impactos no envelhecimento do transformador, analisando os casos mais críticos nos quais o fator de aceleração de envelhecimento (F_{AA}) é violado devido aos níveis de penetração mais elevados.

As Tabelas II e III apresentam o fator de envelhecimento equivalente do transformador e as horas envelhecidas considerando um ciclo de 24 horas, para VEs com baterias de curto e longo alcance durante um dia típico de inverno e verão, considerando apenas os cenários mais críticos. Em VEs com baterias de longo alcance, a violação do F_{EQA} só ocorre para o cenário com NP₃. No inverno, o F_{EQA} é igual a 73,77. Logo, ao invés de este transformador envelhecer 24 horas neste dia, ele envelhece 1.770,5 horas. Já no verão, o envelhecimento é menor. O F_{EQA} é igual a 1,46, indicando que este transforma-

Tabela II – Resultados para baterias de longo alcance.

	Inverno		Verão	
	F_{EQA} (pu)	F_{EQA} (h)	F_{EQA} (pu)	F_{EQA} (h)
NP ₂	0,17	4,11	0,01	0,32
NP ₃	73,77	1.770,5	1,46	35,08

Tabela III – Resultados para baterias de curto alcance.

	Inverno		Verão	
	F_{EQA} (pu)	F_{EQA} (h)	F_{EQA} (pu)	F_{EQA} (h)
NP ₅	0,24	5,82	0,01	0,13
NP ₆	0,63	15,25	0,06	1,58

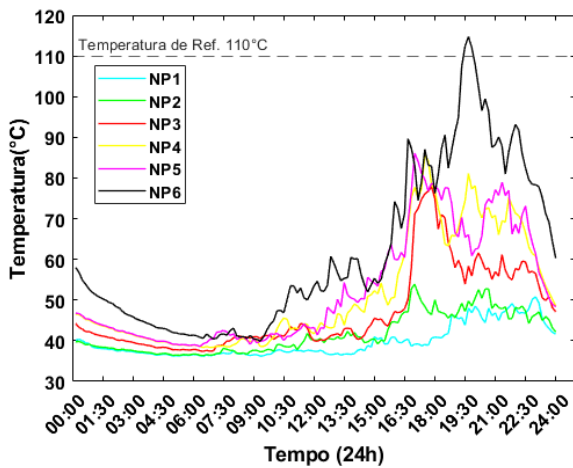


Fig. 17. Temperatura do ponto mais quente para baterias de curto alcance no verão.

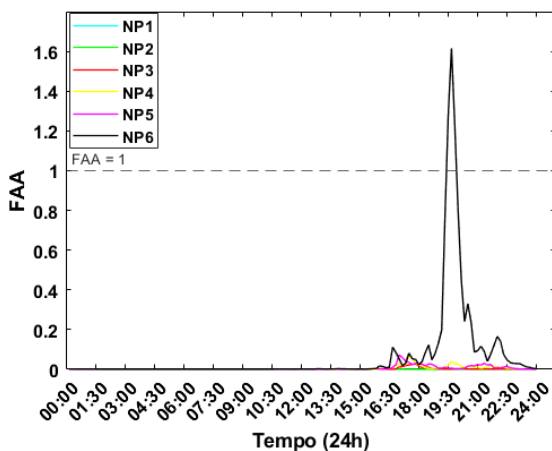


Fig. 18. FAA para baterias de curto alcance no verão.

dor envelhece 35,08 horas em 1 dia.

Assim, os resultados mostram que os impactos dos VEs na vida do transformador são mais significativos para VEs com baterias de longo alcance e durante o inverno. Baterias maiores necessitam de mais tempo para realizar a recarga completa, e utilizam potências maiores, ocasionando maiores picos na demanda total. Além disso, apesar da temperatura ambiente ser baixa no inverno, a temperatura de operação do transformador mostrou-se bastante elevada em alguns cenários, ocasionando deterioração. Conclui-se que neste caso o desgaste é ocasionado pela sobrecarga do equipamento.

Em resumo, baterias de longo alcance ocasionam envelhecimento precoce do transformador para NP igual a 30%, tanto no inverno quanto no verão. Já as baterias de curto alcance, o mesmo NP de 60% não ocasiona envelhecimento precoce do transformador.

IV. CONCLUSÃO

Este estudo investigou o impacto dos veículos elétricos (VEs) de baterias de curto e longo alcance na vida útil dos transformadores da rede, avaliando diferentes níveis de penetração, variando de 0% a 60% para baterias de curto alcance e de 0% a 30% para baterias de longo alcance, durante as estações de inverno e verão.

Os resultados mostraram que VEs com baterias de 75 kWh tiveram um efeito mais significativo nos transformadores,

uma vez que carregam em níveis de potência mais elevados, aumentando a demanda de pico total. A carga elétrica e a temperatura ambiente foram identificadas como os principais fatores que influenciam o tempo de vida do transformador, com a sobrecarga do transformador sendo significativamente prolongada quando VEs com maior capacidade de bateria são utilizados, acelerando o processo de envelhecimento do transformador e reduzindo sua vida útil. Além disso, à medida que a taxa de penetração de VEs aumenta, há um aumento notável na carga do transformador e na temperatura do ponto mais quente, principalmente para VEs com baterias de 75 kWh.

É recomendado que medidas de gerenciamento da carga elétrica sejam implementadas, como a instalação de carregadores inteligentes para VEs, o uso de fontes de energia renovável e programas de gerenciamento de demanda de energia para garantir a sustentabilidade e a eficiência da rede elétrica, atendendo à crescente demanda por veículos elétricos de curto e longo alcance.

REFERENCES

- [1] M. Nour, J. P. Chaves-Ávila, G. Magdy, and Á. Sánchez-Miralles, "Review of Positive and Negative Impacts of Electric Vehicles Charging on Electric Power Systems," *Energies*, vol. 13, no. 18, p. 4675, Sep. 2020, doi: 10.3390/en13184675.
- [2] C. George, "The coming electric Vehicle transformation: A future electric Transportation market will depend on battery innovation". *Science*, 25 Oct 2019, Vol 366, Issue 6464 pp. 422-424, DOI: 10.1126/science.aax0704I.
- [3] A. K. Karmaker, S. Roy and M. R. Ahmed, "Analysis of the Impact of Electric Vehicle Charging Station on Power Quality Issues," 2019 International Conference on Electrical, Computer and Communication Engineering (ECCE), Cox'sBazar, Bangladesh, 2019, pp. 1-6, doi: 10.1109/ECACE.2019.8679164.R.
- [4] J. A. Sanguesa, V. Torres-Sanz, P. Garrido, F. J. Martinez, and J. M. Marquez-Barja, "A Review on Electric Vehicles: Technologies and Challenges," *Smart Cities*, vol. 4, no. 1, pp. 372-404, Mar. 2021, doi: 10.3390/smartcities4010022.
- [5] M. Moradzadeh and M. Abdelaziz, "Reducing the Loss of Life of Distribution Transformers Affected by Plug-In Electric Vehicles Using Electric Water Heaters," 2019 IEEE Canadian Conference of Electrical and Computer Engineering (CCECE), Edmonton, AB, Canada, 2019, pp. 1-5, doi: 10.1109/CCECE.2019.8861738.
- [6] P. Pradhan, I. Ahmad, D. Habibi, G. Kothapalli and M. A. S. Masoum, "Reducing the Impacts of Electric Vehicle Charging on Power Distribution Transformers," in *IEEE Access*, vol. 8, pp. 210183-210193, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.3040056.
- [7] S. Ganapaneni, and S. V. Pinni, "Optimizing the effect of charging electric vehicles on distribution transformer using demand side management," in *Indonesian Journal of Electrical Engineering and Computer Science* Vol. 25, No. 1, January 2022, pp. 25~34 ISSN: 2502-4752, DOI: 10.11591/ijeecs.v25.i1.pp25-34.
- [8] N. MacMackin, L. Miller, R. Cariveau, "Investigating distribution systems impacts with clustered technology penetration and customer load patterns," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 128, 2021, 106758, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2020.106758>.
- [9] C. M. Affonso and M. Kezunovic, "Technical and Economic Impact of PV-BESS Charging Station on Transformer Life: A Case Study," in *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 10, no. 4, pp. 4683-4692, July 2019, doi: 10.1109/TSG.2018.2866938.
- [10] J. Stiasny, T. Zufferey, G. Pareschi, D. Toffanin, G. Hug, K. Boulouchos, "Sensitivity analysis of electric vehicle impact on low-voltage distribution grids," *Electric Power Systems Research*, Volume 191, 2021, 106696, ISSN 0378-7796, <https://doi.org/10.1016/j.epr.2020.106696>.
- [11] J. H. Angelim, and C. M. Affonso, "Effects of long-range electric vehicles on distribution system using probabilistic analysis," *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, Volume 147, 2023, 108868, ISSN 0142-0615, <https://doi.org/10.1016/j.ijepes.2022.108868>.

- [12] IEEE Guide for Loading Mineral-Oil-Immersed Transformers and Step Voltage Regulators, IEEE Standards C57.91-2011, Mar. 2012.
- [13] I. Richardson, M. Thomson, "One-Minute Resolution Domestic Electricity Use Data, 2008-2009", 2010.
- [14] NSRDB, National Solar Radiation Database, <https://nsrdb.nrel.gov/data-viewer/el.gov> (acessado em 20 de Julho, 2021).
- [15] WPD. Smart Charging Project | Electric Nation : Electric Nation. 2019. Electric Nation Data. Disponível em: <https://www.westempower.co.uk/electric-nation-data> (acessado em 04 de Julho, 2021).
- [16] Union Transformers Company. 3-Phase hermetically sealed oil immersed distribution transformers technical specification. Disponível online: <http://union-transformer.com/transformers/200kva> (acessado em 6 de Outubro, 2022).