

TERMO DE CIÊNCIA E DE AUTORIZAÇÃO PARA DISPONIBILIZAR PRODUÇÕES TÉCNICO-CIENTÍFICAS NO REPOSITÓRIO INSTITUCIONAL DO IF GOIANO

Com base no disposto na Lei Federal nº 9.610, de 19 de fevereiro de 1998, AUTORIZO o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano a disponibilizar gratuitamente o documento em formato digital no Repositório Institucional do IF Goiano (RIIF Goiano), sem ressarcimento de direitos autorais, conforme permissão assinada abaixo, para fins de leitura, download e impressão, a título de divulgação da produção técnico-científica no IF Goiano.

IDENTIFICAÇÃO DA PRODUÇÃO TÉCNICO-CIENTÍFICA

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Tese (doutorado) | <input type="checkbox"/> Artigo científico |
| <input type="checkbox"/> Dissertação (mestrado) | <input type="checkbox"/> Capítulo de livro |
| <input type="checkbox"/> Monografia (especialização) | <input type="checkbox"/> Livro |
| <input checked="" type="checkbox"/> TCC (graduação) | <input type="checkbox"/> Trabalho apresentado em evento |

Produto técnico e educacional - Tipo:

Nome completo do autor:

Antônio Gabriel de Souza Oliveira; Gabriel Alves Pimenta Ferreira

Matrícula:

2019108202640320; 2019108202640060

Título do trabalho:

UMA REVISÃO DOS IMPACTOS DA INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

RESTRIÇÕES DE ACESSO AO DOCUMENTO

Documento confidencial: Não Sim, justifique:

Informe a data que poderá ser disponibilizado no RIIF Goiano: 15 /02 /2024

O documento está sujeito a registro de patente? Sim Não

O documento pode vir a ser publicado como livro? Sim Não

DECLARAÇÃO DE DISTRIBUIÇÃO NÃO-EXCLUSIVA

O(a) referido(a) autor(a) declara:

- Que o documento é seu trabalho original, detém os direitos autorais da produção técnico-científica e não infringe os direitos de qualquer outra pessoa ou entidade;
- Que obteve autorização de quaisquer materiais inclusos no documento do qual não detém os direitos de autoria, para conceder ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano os direitos requeridos e que este material cujos direitos autorais são de terceiros, estão claramente identificados e reconhecidos no texto ou conteúdo do documento entregue;
- Que cumpriu quaisquer obrigações exigidas por contrato ou acordo, caso o documento entregue seja baseado em trabalho financiado ou apoiado por outra instituição que não o Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia Goiano.

Trindade, GO

15 /02 /2024

Local

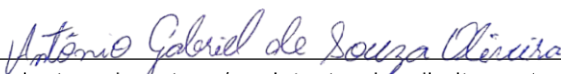
Data

Documento assinado digitalmente

GABRIEL ALVES PIMENTA FERREIRA

Data: 15/02/2024 16:04:44-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


Assinatura do autor e/ou detentor dos direitos autorais

Ciente e de acordo:

Assinatura do(a) orientador(a)

Documento assinado digitalmente

PRISCILLA ARAUJO JUA STECANELLA

Data: 16/02/2024 14:27:15-0300

Verifique em <https://validar.iti.gov.br>





SERVIÇO PÚBLICO FEDERAL
MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
SECRETARIA DE EDUCAÇÃO PROFISSIONAL E TECNOLÓGICA
INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO, CIÊNCIA E TECNOLOGIA GOIANO

Ata nº 5/2024 - CE-TRI/GE-TRI/CMPTRI/IFGOIANO

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE CURSO

Aos 08 dias do mês de fevereiro de 2024, às 17 horas, reuniu-se a banca examinadora composta pelos docentes: Priscilla Araújo Juá Stecanella (orientadora), Cleber Asmar Ganzaroli (membro) e Robert de Souza Bonuti (membro), para examinar o Trabalho de Curso intitulado “Uma Revisão dos Impactos da Integração de Veículos Elétricos na Rede de Distribuição” do estudante Antônio Gabriel de Souza Oliveira, Matrícula nº 2019108202640320 e do estudante Gabriel Alves Pimenta Ferreira, Matrícula nº 2019108202640060 do Curso de Bacharelado em Engenharia Elétrica do IF Goiano – Campus Trindade. A palavra foi concedida aos estudantes para a apresentação oral do TC, houve arguição dos candidatos pelos membros da banca examinadora. Após tal etapa, a banca examinadora decidiu pela APROVAÇÃO dos estudantes. Ao final da sessão pública de defesa foi lavrada a presente ata que segue assinada pelos membros da Banca Examinadora.

(Assinado Eletronicamente)

Priscilla Araújo Juá Stecanella

Orientadora

(Assinado Eletronicamente)

Cleber Asmar Ganzaroli

Membro

(Assinado Eletronicamente)

Robert de Souza Bonuti

Membro

Documento assinado eletronicamente por:

- Cleber Asmar Ganzaroli, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 15/02/2024 18:26:06.
- Priscilla Araujo Jua Stecanella, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 09/02/2024 07:29:46.
- Robert de Souza Bonuti, PROFESSOR ENS BASICO TECN TECNOLOGICO, em 09/02/2024 07:43:16.

Este documento foi emitido pelo SUAP em 08/02/2024. Para comprovar sua autenticidade, faça a leitura do QRCode ao lado ou acesse <https://suap.ifgoiano.edu.br/autenticar-documento/> e forneça os dados abaixo:

Código Verificador: 570831

Código de Autenticação: c292b66c60



INSTITUTO FEDERAL GOIANO

Campus Trindade

Av. Wilton Monteiro da Rocha, S/N, Setor Cristina II, TRINDADE / GO, CEP 75380-000

(62) 3506-8000

UMA REVISÃO DOS IMPACTOS DA INTEGRAÇÃO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Antônio Gabriel de Souza Oliveira*, Gabriel Alves Pimenta Ferreira†, Priscilla Araújo Juá Stecanella‡

RESUMO

Em comparação com os veículos a combustão, os veículos elétricos (VEs) reduzem a emissão de gases na atmosfera. Porém, podem gerar impactos na rede de distribuição devido ao seu carregamento em grande escala. Nesse sentido, este artigo tem como objetivo revisar os artigos existentes na literatura que estudaram os impactos que a integração de VEs pode provocar na qualidade de tensão, harmônicas, sobrecarga em cabos e transformadores e na demanda de pico de uma rede de distribuição de energia elétrica. A revisão resultante é essencial para definir maneiras de mitigar esses impactos causados pelos VEs. Algumas soluções encontradas foram carregamento controlado, geração distribuída fotovoltaica (GDFV) e a implementação de sistemas de armazenamento de baterias (BESS).

Palavras-chave: Veículos elétricos. Impactos na rede BT. Rede de distribuição.

ABSTRACT

In comparison to combustion vehicles, electric vehicles (EVs) reduce gas emissions into the atmosphere. However, they can generate impacts on the distribution grid due to their large-scale charging. In this context, this article aims to review existing literature that has studied the impacts that the integration of EVs can cause on voltage quality, harmonics, overload on cables and transformers, and the peak demand of an electric distribution grid. The resulting review is essential for defining ways to mitigate these impacts caused by EVs. Some solutions found include controlled charging, photovoltaic distributed generation (PVDG), and the implementation of battery energy storage systems (BESS).

Palavras-chave estrangeira: Electric vehicles. Impacts on low-voltage grid. Power grid.

1 INTRODUÇÃO

Há uma crescente preocupação global devido aos efeitos que a contínua utilização de combustíveis fósseis na indústria de transporte causa no meio ambiente. A relação entre veículos tradicionais movidos a gasolina ou a diesel demonstra ser não apenas insustentável, mas também prejudicial para o ecossistema, acentuando os problemas relacionados às mudanças climáticas e à poluição atmosférica [1].

* Graduando em Engenharia Elétrica no Instituto Federal de Ciência, Tecnologia e Educação Goiano Campus Trindade. E-mail: antonio.gabriel@estudante.ifgoiano.edu.br

† Graduando em Engenharia Elétrica no Instituto Federal de Ciência, Tecnologia e Educação Goiano Campus Trindade. E-mail: gabriel.alves1@estudante.ifgoiano.edu.br

‡ Doutora em Engenharia Elétrica pela Universidade de Brasília. Mestre em Tecnologia de Processos Sustentáveis pelo IFG Campus Goiânia. Bacharel em Engenharia de Controle e Automação pela Universidade Paulista. E-mail: priscilla.jua@ifgoiano.edu.br

A necessidade em enfrentar esses desafios tem provocado uma adoção de melhores alternativas ao meio ambiente. É nesse contexto que os veículos elétricos (VEs) surgem como uma solução promissora.

Desse modo, é importante compreender as mudanças na infraestrutura de energia elétrica e na dinâmica do consumo de eletricidade resultantes da transição para VEs. Também é necessário considerar como essa transição afeta a relação entre a mobilidade elétrica e a rede elétrica [1].

Adicionalmente, é fundamental destacar que a integração eficiente dos VEs na rede elétrica pode contribuir para a redução de emissões de gases, como também desempenhar um papel na estabilização da rede elétrica e na promoção do uso de fontes de energia renovável [1].

Nesse contexto, esse estudo tem como objetivo fazer uma revisão da literatura sobre os impactos que a integração de VEs pode provocar na qualidade de tensão, harmônicas, sobrecarga em cabos e transformadores e na demanda de pico de uma rede de distribuição elétrica. A proposta inclui a comparação dos resultados obtidos em diferentes estudos, visando oferecer uma visão abrangente sobre o assunto.

Com o propósito de alcançar os objetivos estabelecidos, este artigo foi organizado da seguinte maneira: a Seção 2 define os VEs e os padrões de carregamento. A Seção 3 descreve os tipos de impactos que os VEs podem causar na rede de distribuição, destacando as potenciais mudanças e benefícios decorrentes da expansão dos veículos elétricos na sociedade. Compreender essas influências é essencial para preparar a rede de distribuição para a crescente demanda de VEs que se espera nos próximos anos. Por fim, a Seção 4 apresenta as conclusões.

2 DEFINIÇÃO DE VEs

Esta Seção 2 apresenta alguns conceitos importantes para o estudo de VEs.

2.1 TIPOS DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Atualmente existem três principais categorias de VEs disponíveis no mercado. Os veículos elétricos híbridos (VEHs) integram um motor de combustão interna com um motor elétrico, eliminando a necessidade de carregamento externo. Os veículos elétricos a bateria (VEBs) dependem inteiramente de uma fonte de energia elétrica e requerem um dispositivo externo para recarga. Por outro lado, os veículos elétricos híbridos plug-in (VEHPs) possuem tanto um motor de combustão interna quanto uma fonte elétrica recarregável externamente. Além dessas categorias, existem outros modelos em fase inicial de desenvolvimento, como extensores de autonomia para VEs e células de combustível. Esses ainda não têm uma presença significativa no mercado em comparação com os modelos anteriormente mencionados [2].

2.2 PADRÕES DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Existem várias normas para carregamento pelo mundo, mas a IEC e a SAE são as mais adotadas [3]. A Tabela 1, adaptada de [3], mostra os níveis de carregamento estabelecidos nestas normas, com suas fases de conexão, corrente e tensão. Esses níveis servem para mostrar com qual velocidade a bateria do VE está sendo carregada, e com qual tensão e corrente o carregador deve ter para chegar nos impactos da rede elétrica. Os impactos são apresentados na Seção 3.

Tabela 1: Comparação entre as normas de carregamento de VEs

Padrões	Fonte	Modo/Nível	Tensão (V)	Fase	Corrente Máxima (A)
IEC62196	AC	Modo 1	120	Mono	16
		Modo 2	240	Mono	32
		Modo 3	250	Mono	32-250
IEC61851	DC	Modo 4	600	DC	400
		Modo 1	120	Mono	16
		Modo 2	240	Mono	80
SAEJ1772	AC	Nível 1	120	Mono	16
		Nível 2	240	Mono	32-80
		Nível 1	200-450	DC	80
	DC	Nível 1	200-450	DC	80
		Nível 2	200-450	DC	200

Fonte: [3]

2.3 TIPOS DE GERENCIAMENTO DE CARREGAMENTO DE VEÍCULOS ELÉTRICOS

Gerenciamento de carregamento é a estratégia adotada pela qual o VE é carregado. Dependendo do gerenciamento escolhido, pode afetar nos impactos na qualidade de tensão, harmônicas, sobrecarga em cabos e transformadores e na demanda de pico. Esses impactos são mais bem discutidos na Seção 3.

As três formas principais de gerenciar o carregamento dos VEs são: carregamento descontrolado, a discriminação temporal e o carregamento inteligente [1].

O carregamento descontrolado ou descoordenado, acontece quando os proprietários dos VEs podem carregar os seus veículos sem restrições de controle de carregamento, semelhante a outros aparelhos elétricos. Este método pode causar um grande impacto na rede de distribuição, como um aumento no pico de carga [1, 4-5].

Como alternativas para esse modo de carregamento, existem a discriminação temporal e o carregamento inteligente. A discriminação temporal consiste em acordos entre as operadoras de energia e os consumidores para que partes do carregamento dos VEs ocorram fora do horário de pico [1].

Já o carregamento inteligente, também chamado de coordenado ou controlado, é uma evolução da discriminação temporal por utilizar informações em tempo real das demandas de potências da rede elétrica para a gestão do carregamento. Pode ser utilizado com tecnologias para “vehicles-to-grid” (V2G). O modo V2G, diferente do “Grid-to-vehicle” (G2V que é usado para carregar o VE, também consegue operar descarregando energia para a rede. Esse modo pode melhorar a confiabilidade, estabilidade e eficiência da rede. [1, 3, 6].

3 TIPOS DE IMPACTOS QUE OS VEs PODEM CAUSAR NA REDE DE DISTRIBUIÇÃO

Esta seção sintetiza os resultados de artigos que investigaram os efeitos da integração de VEs na rede de distribuição. Um resumo é apresentado na Tabela 2, onde REF é o número do artigo. Nela é especificado os níveis de penetração (quantidade de VEs na rede), a potência dos carregadores adotados e os impactos analisados. Sendo esses impactos demanda de pico (DP), subtensões (SU), Desequilíbrio de tensão (DT), Harmônicas (HAR), Sobrecarga nos transformadores (ST) e Sobrecarga nos cabos (SC). É importante ressaltar que as metodologias empregadas variaram, incluindo o uso de métodos como Monte Carlo e outros

métodos estocásticos para lidar com a natureza aleatória das variáveis. Nas próximas seções são detalhadas as descobertas sobre os impactos dos VEs nas redes de distribuição.

Tabela 2: Revisão dos artigos

REF	Nível de Penetração	Potência dos carregadores	Impactos Avaliados					
			DP	SU	DT	HAR	ST	SC
12	40%	1,44kW 11kW	*		*		*	*
14	10% 25% 50%	1,9 Kw 7,2Kw		*	*			
15	25% a 100%	3,7 kW 11 kW		*	*		*	*
19	60% 70% 80%	3,7 kW 6,6kW 50kW		*	*		*	
1	20% 40%	Lento, semi-rápido e rápido	*				*	
21	valores fixos	Nível 2				*	*	
9	2% 10% 59% 133%	3,68k VA	*				*	*
10	20% a 111%	17,5 kW	*	*				*
26	10% a 100%	4.6 kW 44 kW	*	*				
4	10% a 100%	3,3 kW e 7,4 kW	*					
		11 kW e 22 kW						
8	20% a 80%.	3,7 kW e 11 kW	*					
2	valores fixos	7,4 kW	*					
18	valores fixos	, 3,6 kW e 7 kW	*	*	*	*	*	*
22				*	*			
23	5% 50%	3,3kW, 7kW e 11kW		*	*			
24	20% 100%	3,68kW e 11kW		*	*			
25								*
11	valores fixos	3 kW 7 kW		*	*		*	*
27	50% 100%	3,3kW 6,6kW e 7,2kW	*	*				
28	valores fixos	3,52Kw 7,4kW 120kW 150kW	*					
5	10% 30% 50%	3,7 kW 50kW	*	*	*		*	
29	75% 87,5% 100%	7kW/h 30kW/h,	*	*				
30	1	7kW	*	*			*	
31	20% 50% 80%		*	*			*	*
32	20% a 80%	150kW	*	*			*	
33	10% 25% 40%	1,9 kW 7,2kW	*	*	*			
6	valores fixos	7,2 kW	*	*	*	*	*	*
34	0%, 40%, 60%	7,2KW	*	*				
35		11kW	*				*	*
36	10% 30% 50%	3,5kW	*	*			*	

Fonte: [1-2, 4-6, 8-12, 14-15,18-19, 21-36]

3.1 DEMANDA DE PICO

A demanda de pico de uma instalação ou sistema representa a maior energia medida num determinado período [7].

Os autores de [8] simularam diferentes variações de padrões de condução (uso dos VEs pelas pessoas), tipos e comportamento de carregamento dos VEs, tipos de carregadores,

níveis de penetração e localização dos VEs e configurações da rede de distribuição. Descobriu-se que o nível de penetração de VEs, seguido do tipo de carregador, são os aspectos que mais impactam na demanda de pico na rede de distribuição de baixa tensão (BT). Os carregadores de 11 kW geraram maior demanda e deslocaram o pico de carregamento dos VEs para o pico de demanda base.

Em [9] foram simulados cenários da rede de distribuição para os anos de 2016, 2020, 2025 e 2031 em um bairro da cidade de Estocolmo. Os níveis de penetração foram estimados com base nas tendências futuras de aumento da quantidade de VEs. Três métodos de gerenciamento de carga foram adotados: carregamento descontrolado, um método voltado para a menor perda do sistema e outro para o menor custo possível. O estudo descobriu que o ano de 2025 será crítico devido à demanda de pico de potência para o carregamento não controlado. Além disso, o método voltado para o menor custo gerou maiores aumentos na demanda de pico.

No artigo [6] é mostrado que o carregamento inteligente e a tecnologia V2G podem ser utilizados para reduzir a demanda de pico.

No artigo [4] é apresentada a demanda de pico para o carregamento descontrolado e para a estratégia com tarifa “time-of-use” (TOU). Tarifa “time-of-use” (TOU) é empregado para incentivar os proprietários dos VEs a carregarem durante os horários fora de pico, quando é oferecido um preço de eletricidade mais barato. Foi considerando níveis de penetração de 10%, 20% e 30% de VEs. Com o carregamento descontrolado, observou-se um aumento nas demandas de pico de 5,8%, 11,7% e 17,5% respectivamente. Por outro lado, com a estratégia TOU, esses aumentos foram de apenas 2,4%, 4,8% e 15,23%. A estratégia TOU resultou em um menor aumento na demanda de pico em comparação com o carregamento descontrolado.

Os autores de [10] simularam a penetração de VEs em quatro redes de distribuição com características distintas. Uma rede urbana europeia típica, uma rede em um bairro densamente povoado, uma rede rural europeia típica e uma rede baseada na cidade de Islamabad. A introdução de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) resultou em uma atenuação nas demandas de pico ativas e reativas no geral para essas redes com VEs. Para a rede rural com grande potencial solar, essa atenuação foi de 40% para ambos os tipos de demanda. Para a rede suburbana europeia típica, as reduções foram de 10-20%.

No artigo [11] foi constatada uma diminuição na demanda de pico devido a integração de BESS (Sistema de Armazenamento de Energia em Bateria) com VEs e GDFV.

Conforme demonstrado, o carregamento dos VEs na rede resulta em um aumento na demanda de pico. Esse aumento pode ser ampliado se o método de gerenciamento de carga for descontrolado ou se for focado na minimização dos custos de energia para o usuário durante o carregamento. No entanto, algumas estratégias podem ser implementadas para mitigar a demanda de pico, tais como carregamento inteligente e V2G, estratégia TOU, adoção de GDFV e uso de BESS.

3.2 QUALIDADE DE TENSÃO

Para avaliar os impactos dos VEs na qualidade de tensão da rede de distribuição, foram considerados dois parâmetros nos estudos: subtensão e desequilíbrio de tensão. Abaixo, ambos são definidos e apresentados os limites conforme as normas mais utilizadas nos estudos.

A EN 50160 determina os limites de tensão aceitáveis em redes de distribuição BT. Ela exige que 95% e 100% dos intervalos de 10 minutos durante uma semana estejam dentro das variações de $\pm 10\%$ ou $+10\%/-15\%$ da tensão nominal, respectivamente [12].

Quando as tensões trifásicas tiverem magnitudes diferentes e estiverem com deslocamento de fase diferentes de 120° , então a tensão trifásica é chamada de desbalanceada [13].

Os limites de desequilíbrio de tensão, conforme a IEC 61000-4-30, não devem ultrapassar 2% para 95% de todas as durações de 10 minutos [14].

Os autores de [12] simularam quatro cenários de inserção de VEs em três redes de distribuição BT de Frederiksberg (Dinamarca). Esses cenários determinaram a quantidade de carregamentos realizados e tempo de duração de carregamento. Os quatro cenários foram: carregamento descontrolado, tarifa TOU, carregamento com custo minimizado e carregamento com custo minimizado sincronizado. Em duas redes de distribuição BT ocorreu a violação do limite de tensão de -15%. No entanto, todas as redes de distribuição BT dos cenários estudados permaneceram dentro dos limites estabelecidos na EN 50160 para subtensão devido aos 10 minutos exigidos.

No artigo [15] é demonstrado que as três fases têm maiores chances de apresentar subtensão (fase para o neutro) nos terminais mais distantes da subestação. Para o caso dos carregadores monofásicos, houve quedas de tensão a partir de 50% de penetração de VEs, mas estas ficaram no limite da norma EN 50160. A distribuição desbalanceada de VEs com carregadores monofásicos gerou desequilíbrio de tensão na rede.

O artigo [16] mostra que quanto maior a potência do carregador, maior é a chance de ocorrer violações de subtensão.

No artigo [14] os consumidores localizados mais próximos das barras permaneceram dentro dos limites de magnitude de tensão da EN-50160. No entanto, os consumidores situados mais distantes da barra sofreram com piores níveis de tensão. Para o cenário mais crítico, uma das fases ultrapassou os limites da norma para 10% de penetração de VEs, independente da potência dos carregadores. O desequilíbrio de tensão nos nós mais próximos da barra permaneceu dentro do limite da IEC 61000-4-30 para penetrações de 25% e 40% de VEs. No entanto, para distâncias maiores, o desequilíbrio de tensão violou o padrão mesmo para 10% de penetração de VEs.

O estudo [11] analisou os impactos da adoção de VEs e energia fotovoltaica na rede BT da Irlanda do Norte para 2030. Além disso, foi incorporado BESS, um sistema de armazenamento de energia de bateria comunitário, para lidar com alguns impactos na rede. Os nós mais distantes do barramento do transformador sofrerão as violações de tensão mais severas. Os VEs provocarão maior impacto no desequilíbrio de tensão em comparação com a energia fotovoltaica. O BESS conseguirá resolver as violações de desequilíbrio de tensão e subtensão.

Os autores de [17] observaram um aumento na probabilidade dos nós sofrerem com subtensão com o aumento da penetração de VEs. No sistema de distribuição primária, a probabilidade foi de 0,0011 com 60% de penetração de VEs para 0,0098 com 80% de penetração. Já nos nós do sistema de distribuição secundário, essa probabilidade foi ainda maior, atingindo 0,101 com 80% de penetração de VEs, devido à ausência de dispositivos de regulação de tensão. Com a penetração de 80% de energia fotovoltaica e com 80% de penetração de VEs na rede secundária de distribuição, a probabilidade caiu para 0,066. Com a introdução do sistema de armazenamento de energia doméstico (HBES), diminuiu ainda mais a probabilidade de subtensão para ambos os sistemas de distribuição. Para o caso de 80% de

energia fotovoltaica, com 80% de penetração de VEs e o HBES, a probabilidade foi de 0,0014 para 0,008. O desequilíbrio de tensão aumentou conforme a penetração de VEs. No entanto, com a geração fotovoltaica, houve uma diminuição no desequilíbrio. O desequilíbrio aumentou com o carregamento do HBES, mas diminuiu com o descarregamento.

O aumento da penetração de VEs aumenta a probabilidade da ocorrência de subtensão. Isso também ocorre para potências de carregamento maiores. Sendo que a rede secundária está mais sujeita a ser afetada. Além disso, as violações de tensão e desequilíbrio de tensão são piores para os consumidores situados distantes das barras de alimentação. No entanto, a introdução de GDFV e BESS contribui para a mitigação desses efeitos.

3.3 HARMÔNICAS

As formas de ondas espectrais indesejáveis de uma forma de onda periódica distorcida são chamadas de harmônicas. A frequência dessas ondas são múltiplos inteiros da frequência fundamental [18].

Os autores de [19] mediram a emissão de corrente harmônica para os carregadores dos VEs. Para isso, foram aplicadas diferentes distorções de tensão, com magnitudes de tensão e ângulos de fase variados, utilizando no MATLAB. Os resultados para penetração de 50 VEs foram obtidos utilizando o método de Monte Carlo durante 100 dias. A magnitude da corrente harmônica variou devido à forma de onda e magnitude da tensão aplicada. Conclui-se que a tensão da fonte impacta na emissão de harmônica pelos carregadores dos VEs. Essa tensão pode ser afetada por outras cargas não lineares.

3.4 SOBRECARGA DE TRANSFORMADORES E CABOS

No artigo [15] observou-se o aumento linear na carga de transformadores e cabos com o aumento do nível de penetração de VEs. Esse aumento ocorreu tanto para carregadores monofásicos quanto trifásicos. Com os carregadores monofásicos foi observado um aumento significativo na carga dos transformadores e cabos. No entanto, nenhum dos componentes atingiu 100% de carga.

No cenário sem VEs do estudo [17], não há sobrecarga nos transformadores. No entanto, conforme aumenta o nível de penetração de VEs, as horas que os transformadores sofrem sobrecarga aumentam. Com 70% e 80% de penetração, os transformadores sofrem sobrecarga das 11h até às 23h, enquanto com 60% apenas das 13h até as 22h.

No estudo feito por [16], o aumento da potência do carregador resultou no menor número de VEs suportados na rede. Isso se deve ao aumento das violações de sobrecarga do condutor e a sobrecarga do transformador. O carregador de maior potência gerou mais violações nos critérios avaliados. A maior parte dos circuitos secundários dos transformadores conseguiram alojar os VEs com carregadores de potência 3,6 kW. No entanto, para os carregadores de 7 kW, a sobrecarga de condutores e dos transformadores são fatores restritivos. A metodologia considerou que os carregamentos ocorrem no horário de maior carga do sistema de distribuição, resultando em uma maior violação dos critérios de sobrecarga do transformador e do condutor.

No artigo [12] a sobrecarga dos transformadores variou de acordo com as redes analisadas. De forma geral, a estratégia TOU e a minimização de custo ajudam o transformador e os cabos. No entanto, a estratégia de carregamento com custo minimizado sincronizado teve mais impactos na sobrecarga dos transformadores. Em uma das redes, essa estratégia levou a sobrecargas regulares de mais de 150% durante o horário de pico. Quanto à sobrecarga dos cabos, com a estratégia de carregamento com custo minimizado sincronizado, 30%-40% dos cabos podem enfrentar mais de 150% de carga.

No artigo [19] foi simulada a rede de distribuição da Finlândia durante alguns dias de inverno. Devido a isso, foi levada em consideração a carga gerada pelo aquecimento. Quando se usou a estratégia TOU, os preços menores incentivaram tanto o carregamento dos VEs quanto o aquecimento. Isso é notado pela comparação da carga de pico do transformador entre a estratégia descontrolada e estratégia TOU. Na primeira o valor foi de 89%, já no segundo foi de 96%. Isso ocorre porque o aquecimento também aproveita as tarifas mais baratas.

No artigo [9] prevê-se que, em 2031, a capacidade instalada do transformador se tornará problemática caso os carregamentos de VEs continuem descontrolados. A estratégia de gerenciamento de carga reduzirá as cargas médias dos transformadores.

Os autores de [11] perceberam uma violação de sobrecarga dos cabos após 43,4% da adesão de VEs e geração fotovoltaica em uma rede residencial BT na Irlanda do Norte. Abaixo desse percentual a sobrecarga dos cabos ocorreu apenas para uma única fase de um dos barramentos, sendo que este já estava muito carregado pela demanda normal. Os VEs foram os maiores responsáveis pela sobrecarga nos cabos e transformadores. Com a implementação do sistema de armazenamento a carga do cabo durante o pico foi regulado em 12%.

Observou-se que com o aumento da penetração de VEs resultou em um aumento na carga dos cabos e transformadores, podendo gerar a sobrecarga desses componentes. Além disso, o aumento da potência dos carregadores também contribui para esse aumento. A estratégia de carregamento descontrolado tem um grande impacto na sobrecarga de ambos os componentes. Por outro lado, uma estratégia de controle de carregamento TOU pode mitigar a sobrecarga do transformador e cabos. No entanto, pode causar um aumento na carga do transformador, se outras cargas na rede forem manejadas para os horários de carregamento do VEs.

4 CONCLUSÃO

Este trabalho explicou os tipos de VEs existentes, seus padrões de carregamento e tipos de gerenciamento de carregamento. Foram apresentados artigos que estudaram sobre os impactos dos VEs na qualidade de tensão, harmônicas, sobrecarga em cabos e transformadores e na demanda de pico de uma rede de distribuição elétrica. Em seguida, os resultados de cada artigo foram comparados.

Os estudos evidenciaram que o carregamento descontrolado de VEs resulta em piores efeitos na qualidade de tensão, harmônicas, sobrecarga em cabos e transformadores e na demanda de pico das redes de distribuição.

Porém, a severidade desses impactos variou entre os estudos devido as diversas incertezas nos parâmetros utilizados na modelagem dos estudos, como por exemplo, modelos de VEs, padrões de carregamento e gerenciamento de carregamento. Essa variação ocorreu no impacto do carregamento de VEs, como no estado do sistema de distribuição, capacidade da bateria do VE, estado de carga da bateria do VE, horário e local de carregamento, potência nominal do carregador de VE e nível de penetração de VEs.

Esses estudos também evidenciaram que é possível mitigar esses impactos por meio de métodos como carregamento controlado, GDFV integrada na rede e a implementação de sistemas de armazenamento de baterias, proporcionando benefícios para a rede de distribuição. Porém, esses métodos podem gerar outros impactos indesejados na rede se não forem bem gerenciados, como observado para estratégia TOU que pode alterar o horário de carregamento dos VEs para o de utilização de outras cargas.

REFERÊNCIAS

- [1] LÓPEZ-SÁNCHEZ, José Ángel et al. Limitations of urban infrastructure for the large-scale implementation of electric mobility. A case study. **Sustainability**, v. 12, n. 10, p. 4253, 2020.
- [2] NOGUEIRA, Teresa et al. The impacts of battery electric vehicles on the power grid: A monte carlo method approach. **Energies**, v. 14, n. 23, p. 8102, 2021.
- [3] DAS, Himadry Shekhar et al. Electric vehicles standards, charging infrastructure, and impact on grid integration: A technological review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 120, p. 109618, 2020.
- [4] JARUWATANACHAI, Pramote; SUKAMONGKOL, Yod; SAMANCHUEN, Taweesak. Predicting and Managing EV Charging Demand on Electrical Grids: A Simulation-Based Approach. **Energies**, v. 16, n. 8, p. 3562, 2023.
- [5] SIRISUMRANNUKUL, Somporn et al. Charging Management of Electric Vehicles on Loading Capability of Distribution System Equipment, Voltage Quality, and Energy Loss by Monte Carlo Simulation and Linear Programming. **International Transactions on Electrical Energy Systems**, v. 2023, 2023.
- [6] TIRUNAGARI, Sridevi; GU, Mingchen; MEEGAHAPOLA, Lasantha. Reaping the benefits of smart electric vehicle charging and vehicle-to-grid technologies: Regulatory, policy and technical aspects. **IEEE Access**, 2022.
- [7] FRICK, Natalie Mims et al. **Peak demand impacts from electricity efficiency programs**. 2019.
- [8] STIASNY, Jochen et al. Sensitivity analysis of electric vehicle impact on low-voltage distribution grids. **Electric Power Systems Research**, v. 191, p. 106696, 2021.
- [9] TOPEL, Monika; GRUNDIUS, Josefine. Load Management Strategies to Increase Electric Vehicle Penetration—Case Study on a Local Distribution Network in Stockholm. **Energies**, v. 13, n. 18, p. 4809, 2020.
- [10] HAIDER, Sajjad; SCHEGNER, Peter. Simulating the impacts of uncontrolled electric vehicle charging in low voltage grids. **Energies**, v. 14, n. 8, p. 2330, 2021.
- [11] MOHAMED, Ahmed A. Raouf et al. Impact of the deployment of solar photovoltaic and electrical vehicle on the low voltage unbalanced networks and the role of battery energy storage systems. **Journal of Energy Storage**, v. 42, p. 102975, 2021.
- [12] UNTERLUGGAUER, Tim et al. Impact of cost-based smart electric vehicle charging on urban low voltage power distribution networks. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, p. 101085, 2023.
- [13] CHEN, Tsai-Hsiang et al. Case studies of the impact of voltage imbalance on power distribution systems and equipment. In: **WSEAS International Conference. Proceedings. Mathematics and Computers in Science and Engineering**. World Scientific and Engineering Academy and Society, 2009.
- [14] HABIB, Salman et al. Risk evaluation of distribution networks considering residential load forecasting with stochastic modeling of electric vehicles. **Energy Technology**, v. 7, n. 7, p. 1900191, 2019.
- [15] CALEARO, Lisa et al. Grid loading due to EV charging profiles based on pseudo-real driving pattern and user behavior. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. 5, n. 3, p. 683-694, 2019.
- [16] CARMELITO, Bruno Eduardo; FILHO, José Maria de Carvalho. Hosting Capacity of Electric Vehicles on LV/MV Distribution Grids—A New Methodology Assessment. **Energies**, v. 16, n. 3, p. 1509, 2023.

- [17] ASSOLAMI, Yasser O.; GAOUDA, Ahmed; EL-SHATSHAT, Ramadan. Impact on voltage quality and transformer aging of residential prosumer ownership of plug-in electric vehicles: Assessment and solutions. **IEEE Transactions on Transportation Electrification**, v. 8, n. 1, p. 492-509, 2021.
- [18] SINGH, Girish Kumar. Power system harmonics research: a survey. **European Transactions on Electrical Power**, v. 19, n. 2, p. 151-172, 2009.
- [19] IQBAL, Muhammad Naveed et al. Estimation of harmonic emission of electric vehicles and their impact on low voltage residential network. **Sustainability**, v. 13, n. 15, p. 8551, 2021.
- [20] STORTI GAJANI, Giancarlo; BASCETTA, Luca; GRUOSSO, Giambattista. Data-driven approach to model electrical vehicle charging profile for simulation of grid integration scenarios. **IET Electrical Systems in Transportation**, v. 9, n. 4, p. 168-175, 2019.
- [21] BARBOSA, Tiago et al. Use of EV hosting capacity for management of low-voltage distribution systems. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 13, p. 2620-2629, 2020.
- [22] ZAIDI, Arsalan; SUNDERLAND, Keith; CONLON, Michael. Impact assessment of high-power domestic EV charging proliferation of a distribution network. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 14, n. 24, p. 5918-5926, 2020.
- [23] PLAGOWSKI, Patrick et al. Impact of electric vehicle charging—An agent-based approach. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 15, n. 18, p. 2605-2617, 2021.
- [24] ALQUTHAMI, Thamer et al. Investigating the impact of electric vehicles demand on the distribution network. **Energies**, v. 15, n. 3, p. 1180, 2022.
- [25] AMIN, Adil et al. A Two-Stage Multi-Agent EV Charging Coordination Scheme for Maximizing Grid Performance and Customer Satisfaction. **Sensors**, v. 23, n. 6, p. 2925, 2023.
- [26] ZHENG, Yanchong et al. A systematic methodology for mid-and-long term electric vehicle charging load forecasting: The case study of Shenzhen, China. **Sustainable Cities and Society**, v. 56, p. 102084, 2020.
- [27] CHENG, Shan et al. Charging load prediction and distribution network reliability evaluation considering electric vehicles' spatial-temporal transfer randomness. **IEEE access**, v. 8, p. 124084-124096, 2020.
- [28] CROZIER, Constance; MORSTYN, Thomas; MCCULLOCH, Malcolm. The opportunity for smart charging to mitigate the impact of electric vehicles on transmission and distribution systems. **Applied Energy**, v. 268, p. 114973, 2020.
- [29] YU, Yunhe et al. Data-driven study of low voltage distribution grid behaviour with increasing electric vehicle penetration. **IEEE Access**, v. 10, p. 6053-6070, 2022.
- [30] MANCINI, Enrico et al. Assessment of the impact of electric vehicles on the design and effectiveness of electric distribution grid with distributed generation. **Applied Sciences**, v. 10, n. 15, p. 5125, 2020.
- [31] HABIB, Salman et al. A framework for stochastic estimation of electric vehicle charging behavior for risk assessment of distribution networks. **Frontiers in Energy**, v. 14, p. 298-317, 2020.
- [32] OBEIDAT, Mohammad A. et al. Effect of electric vehicles charging loads on realistic residential distribution system in Aqaba-Jordan. **World Electric Vehicle Journal**, v. 12, n. 4, p. 218, 2021.

- [33] UNTERLUGGAUER, Tim et al. Impact of Electric Vehicle Charging Synchronization on the Urban Medium Voltage Power Distribution Network of Frederiksberg. **World Electric Vehicle Journal**, v. 13, n. 10, p. 182, 2022.
- [34] CORIA, Gustavo Ezequiel; PENIZZOTTO, Franco; ROMERO, Andres. Probabilistic analysis of impacts on distribution networks due to the connection of diverse models of plug-in electric vehicles. **IEEE Latin America Transactions**, v. 18, n. 12, p. 2063-2072, 2020.

AGRADECIMENTOS

A Deus, pelas nossas vidas, e por nos ajudar a ultrapassar todos os obstáculos encontrados ao longo do curso. Aos nossos familiares, que nos incentivaram em momentos difíceis e compreenderam nossas ausências para a dedicação deste trabalho. Aos professores, pelos ensinamentos para nos tornar profissionais melhores e pelas correções que nos ajudaram a entender os nossos erros.