

FABIO JUNIOR PEREIRA GONÇALVES

**ANÁLISE DO IMPACTO DA ADIÇÃO DE POSTOS DE CARREGAMENTO
PARA CARROS ELÉTRICOS EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE
ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de Conclusão de Curso
apresentado ao Curso de Engenharia
Elétrica do Instituto Federal de Minas
Gerais como requisito para obtenção do
Título de Bacharel em Engenharia
Elétrica.

Avaliado em: 11 de junho de 2026.

Nota: 90 pontos

BANCA EXAMINADORA

Documento assinado digitalmente
 **RENAN SOUZA MOURA**
Data: 12/06/2026 08:08:49-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. Renan Souza Moura (Orientador)

Documento assinado digitalmente
 **STEFANY EVELYN DIAS RODRIGUES**
Data: 15/06/2026 09:28:57-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Engenheira eletricista Stéfany Evelyn Dias Rodrigues

Documento assinado digitalmente
 **MARCUS VINICIUS DE PAIVA**
Data: 15/06/2026 15:37:34-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Me. Marcus Vinícius de Paiva

INSTITUTO FEDERAL DE EDUCAÇÃO CIÊNCIA E TECNOLOGIA DE MINAS GERAIS -
CAMPUS FORMIGA
BACHARELADO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Fabio Junior Pereira Gonçalves

**ANÁLISE DO IMPACTO DA ADIÇÃO DE POSTOS DE CARREGAMENTO PARA
CARROS ELÉTRICOS EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Formiga

2026

FABIO JUNIOR PEREIRA GONÇALVES

**ANÁLISE DO IMPACTO DA ADIÇÃO DE POSTOS DE CARREGAMENTO PARA
CARROS ELÉTRICOS EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
ao Curso Bacharelado em Engenharia
Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais
- *Campus* Formiga para obtenção do grau de
bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

Formiga

2026

G635a Gonçalves, Fábio Júnior Pereira
Análise do impacto da adição de postos de carregamento para carros elétricos
em sistema de distribuição de energia elétrica / Fábio Júnior Pereira Gonçalves –
Formiga : IFMG, 2026.
62 p. :il. color.

Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura
Trabalho de Conclusão de Curso (Bacharelado em Engenharia Elétrica) –
Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de Minas Gerais – *Campus*
Formiga.

1. Sistema de distribuição. 2. Fator de potência 3. Veículo Elétrico. 4. Carga
ZIP. 5. Geração distribuída. I. Moura, Renan Souza. II. Título.

CDD 621.319

Fabio Junior Pereira Gonçalves

**ANÁLISE DO IMPACTO DA ADIÇÃO DE POSTOS DE CARREGAMENTO PARA
CARROS ELÉTRICOS EM SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA**

Trabalho de conclusão de curso apresentado
ao Curso Bacharelado em Engenharia
Elétrica do Instituto Federal de Minas Gerais
- *Campus* Formiga para obtenção do grau de
bacharel em Engenharia Elétrica.
Orientador: Prof. Dr. Renan Souza Moura

Aprovado em: ____/____/____ pela banca examinadora:

Prof. Dr. Renan Souza Moura (Orientador)

Prof. Marcus Vinícius de Paiva

ENG. Stefany Evelyn Dias Rodrigues

Dedicatória.

AGRADECIMENTOS

Agradeço, com profundo carinho, a toda a minha família, em especial aos meus pais, por acreditarem em mim e por todo o incentivo constante ao longo da realização deste trabalho. O apoio, a compreensão e a confiança de vocês foram fundamentais para que eu pudesse seguir em frente e alcançar este objetivo.

Expresso também minha sincera gratidão ao meu orientador, pela orientação, paciência e valiosas contribuições durante todo o processo. Estendo ainda meus agradecimentos a todos que, de alguma forma, colaboraram para a concretização deste trabalho, seja com apoio acadêmico, incentivo ou palavras de encorajamento.

“Não se trata de bater duro, se trata de o
quanto você aguenta apanhar e seguir em
frente.”

Rocky Balboa

RESUMO

Este trabalho apresenta a análise do desempenho de um sistema elétrico de distribuição modelo IEEE 4 Barras Balanced DY diante da inserção da carga do tipo veículo elétrico. A metodologia de trabalho foi baseada em simulações computacionais. Inicialmente, o sistema foi avaliado em sua condição original, identificando baixo fator de potência e tensões críticas no barramento N4. Para corrigir essas limitações, foi inserido um banco de capacitores trifásico de 100 kvar, o que resultou em melhoria significativa do perfil de tensão e correção do fator de potência global para valores próximos da unidade, estabelecendo assim o caso base do estudo. Na sequência, foi simulada a inserção de uma carga ZIP representando o comportamento típico de um veículo elétrico. Os resultados mostraram queda crítica de tensão em uma das fases do barramento N4 (0,822 pu), sobretensão em outras fases (até 1,185 pu), aumento da demanda reativa, elevação dos valores de correntes e agravamento dos índices de desbalanceamento ($\%I2/I1 = 12,8\%$ e $\%I0/I1 = 5,1\%$). Assim, a inserção da carga ZIP representando o veículo elétrico impôs novas condições operativas ao sistema. Para mitigar esses efeitos, foi adotada como solução a utilização da geração distribuída (GD), por meio da inserção de uma fonte de potência constante equivalente a uma unidade fotovoltaica. Os resultados da simulação mostraram que essa estratégia foi eficaz em determinados aspectos. O perfil de tensão mínima no barramento N4 foi elevado para 0,921 pu, reduzindo o risco de subtensão observado anteriormente (0,822 pu). Além disso, o fator de potência global e local foi corrigido para valores próximos ao limite regulatório de 0,92, com destaque para o transformador T1 e a linha LINE2, ambos operando em torno de 0,9234. Conclui-se que a integração de veículos elétricos em sistemas de distribuição exige planejamento cuidadoso e estratégias adicionais de mitigação, como reforço da rede, controle de tensão e gerenciamento inteligente de carga. O estudo demonstra a importância de simulações para antecipar os impactos dessas novas demandas e subsidiar decisões técnicas que assegurem a operação segura e eficiente do sistema elétrico.

Palavras-chave: Sistema de Distribuição. Fator de Potência. Veículo Elétrico. Carga ZIP.

ABSTRACT

This paper presents an analysis of the performance of an IEEE 4-bus balanced D-Y electrical distribution system following the addition of an electric vehicle load. The methodology was based on computer simulations. Initially, the system was evaluated in its original condition, revealing a low power factor and critical voltages on bus N4. To address these limitations, a 100 kvar three-phase capacitor bank was installed, resulting in a significant improvement in the voltage profile and correction of the overall power factor to values close to unity, thereby establishing the base case for the study. Next, the insertion of a ZIP load representing the typical behavior of an electric vehicle was simulated. The results showed a critical voltage drop in one of the phases of bus N4 (0.822 pu), overvoltage in other phases (up to 1.185 pu), increased reactive demand, elevated current values, and worsening imbalance indices ($\%I_2/I_1 = 12.8\%$ and $\%I_0/I_1 = 5.1\%$). Thus, the insertion of the ZIP load representing the electric vehicle imposed new operating conditions on the system. To mitigate these effects, distributed generation (DG) was adopted as a solution by incorporating a constant power source equivalent to a photovoltaic unit. The simulation results showed that this strategy was effective in certain respects. The minimum voltage profile on bus N4 was raised to 0.921 pu, reducing the risk of undervoltage previously observed (0.822 pu). In addition, the overall and local power factor was corrected to values close to the regulatory limit of 0.92, notably for transformer T1 and line LINE2, both operating around 0.9234. It is concluded that the integration of electric vehicles into distribution systems requires careful planning and additional mitigation strategies, such as grid reinforcement, voltage control, and smart load management. The study demonstrates the importance of simulations to anticipate the impacts of these new demands and inform technical decisions that ensure the safe and efficient operation of the electrical system.

Keywords: Distribution System. Power Factor. Electric Vehicle. ZIP Load.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Barra Simples	17
Figura 2: Rede de distribuição aérea	17
Figura 3: Efeito fotoelétrico	19
Figura 4: Curva QV	24
Figura 5: Código da rede de linhas de distribuição	28
Figura 6: Representação unifilar do sistema de distribuição IEEE 4-Bus Balanced D-Y	29
Figura 7: Inserção do modelo ZIP no OpenDSS utilizando os modelos 1, 2 e 5, conforme a caracterização de cargas estabelecida pelo software	32
Figura 8: Inserção de uma fonte de geração distribuída (GD1)	33
Figura 9: Inserção de uma fonte de geração distribuída (GD2)	34
Figura 10: Inserção de uma fonte de geração distribuída (GD3)	35
Figura 11: Simulação sem carga	39
Figura 12: Fluxo de potência – Caso Base	40
Figura 13: Correntes dos elementos do circuito – Caso Base	42
Figura 14: Tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e nó – Caso Base	43
Figura 15: Relatório de sobrecarga do elemento de fornecimento de energia – Caso Base	44
Figura 16: Fluxo de potência – Veículo Elétrico	45
Figura 17: Correntes dos elementos do circuito – Veículo Elétrico	47
Figura 18: Tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e nó – Veículo Elétrico	49
Figura 19: Relatório de sobrecarga do elemento de fornecimento de energia – Veículo Elétrico	50
Figura 20: Fluxo de potência – Veículo Elétrico com Geração Distribuída	51
Figura 21: Correntes dos elementos do circuito – Veículo Elétrico com Geração Distribuída	53
Figura 22: Tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e nó.....	55

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica

BEVs – Veículos Elétricos a Bateria

BESS – *Battery Energy Storage Systems*

GD – Geração Distribuída

IEA – Agência Internacional de Energia

OpenDSS – *Open Distribution System Simulator*

SEP – Sistema Elétrico de Potência

VEs – Veículos Elétricos

SUMÁRIO

1.INTRODUÇÃO	12
1.1 Motivação	14
1.2 Hipóteses	15
1.3 Objetivos	15
2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA.....	16
2.1 Sistemas de Distribuição	16
2.2 Geração distribuída	17
2.3 OpenDSS.....	20
2.4 Carros Elétricos	25
3. METODOLOGIA.....	27
4. RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	37
5. CONCLUSÕES	41
6.TRABALHOS FUTUROS	42
ANEXO I	43
ANEXO II.....	49
ANEXO III	55
REFERÊNCIAS.....	61

1.INTRODUÇÃO

A crescente preocupação com a sustentabilidade ambiental e a necessidade de mitigar os efeitos das mudanças climáticas têm impulsionado alterações significativas no setor de energia elétrica. O aumento da demanda por eletricidade, impulsionado pelo crescimento populacional, pela urbanização e pela eletrificação de setores como transporte e aquecimento, exigiu adaptações contínuas na infraestrutura dos sistemas de distribuição de energia. Esses sistemas, que conectam às subestações aos consumidores finais, desempenham um papel crucial na entrega de energia com qualidade e segurança (EPE, 2022).

Historicamente, os sistemas de distribuição foram projetados para operar de forma unidirecional, transportando energia elétrica das grandes usinas geradoras até os consumidores finais. Esse modelo tradicional, baseado em uma geração centralizada, apresentava uma previsibilidade relativa quanto ao fluxo de energia e às cargas conectadas. No entanto, nas últimas décadas, o setor elétrico tem vivenciado uma profunda transformação, marcada pela integração de novas tecnologias que alteram significativamente o comportamento e a dinâmica das redes de distribuição.

Entre as principais inovações tecnológicas incorporadas à rede de distribuição, destaca-se a geração distribuída, que envolve a produção descentralizada de energia elétrica, próxima ao ponto de consumo. Fontes renováveis, como energia solar fotovoltaica e energia eólica, lideram essa transformação. Os sistemas fotovoltaicos, impulsionados por avanços na eficiência dos painéis solares e pela redução nos custos de instalação, tornaram-se comuns em residências e empreendimentos comerciais. Já as turbinas eólicas, embora menos frequentes em áreas urbanas, são utilizadas em regiões com alta disponibilidade de ventos, como é o caso da região nordeste do Brasil, contribuindo para a diversificação da matriz energética. Essa inserção de geração distribuída altera o fluxo tradicional de energia, podendo gerar fluxos reversos e desafiando o equilíbrio de tensão, a coordenação de proteção e a estabilidade da rede (SANTOS; LIMA, 2022).

Outra inovação relevante é o uso de sistemas de armazenamento de energia em baterias, conhecidos como *Battery Energy Storage Systems (BESS)*. Tais sistemas ganham destaque no setor elétrico brasileiro, especialmente em projetos de geração renovável, como usinas eólicas e fotovoltaicas. Esses sistemas permitem armazenar a energia gerada em momentos de baixa demanda ou alta produção, para que possa ser utilizada posteriormente em períodos de maior necessidade. Essa capacidade de armazenamento contribui para aumentar a eficiência e a

estabilidade da rede elétrica, além de otimizar a operação das usinas (HJALMARSSON, 2021).

Embora os sistemas de armazenamento de energia em baterias (BESS) tragam diversos benefícios para o sistema elétrico, sua integração na rede de distribuição também pode gerar desafios significativos. Um dos principais malefícios está relacionado ao aumento da complexidade no gerenciamento da rede, especialmente no que diz respeito à estabilidade e ao controle de tensão. O BESS pode causar flutuações nos níveis de tensão devido à sua capacidade de injetar ou absorver grandes quantidades de energia em curtos períodos. Esse comportamento pode gerar desequilíbrios no sistema, especialmente em redes de distribuição já saturadas ou que não foram projetadas para lidar com fluxos bidirecionais de energia. Como resultado, podem ocorrer desvios de tensão que afetam a qualidade do fornecimento de energia, impactando tanto os consumidores quanto os equipamentos conectados à rede (MAHMUD; HOSSAIN; POTA, 2022).

Paralelamente, as redes elétricas inteligentes, ou *smart grids*, representam uma modernização das redes de distribuição, integrando tecnologias de comunicação e automação para monitoramento e operação em tempo real. Os medidores inteligentes permitem a coleta remota de dados de consumo e qualidade da energia, proporcionando maior transparência aos consumidores e facilitando a gestão da demanda pelas concessionárias.

Por fim, uma das inovações mais impactantes é a popularização dos veículos elétricos (VEs), que em sua grande maioria exigem uma infraestrutura de recarga. O mercado global de VEs tem crescido de forma acelerada. Segundo a Agência Internacional de Energia (IEA), em 2022, foram vendidas mais de 10 milhões de unidades de veículos elétricos, representando um aumento superior a 60% em relação ao ano anterior. No Brasil, o número de veículos elétricos e híbridos em circulação superou 200 mil unidades em 2023, com um crescimento médio anual superior a 40% nos últimos quatro anos. Esse crescimento reflete não apenas avanços tecnológicos, como o aumento da autonomia das baterias e da eficiência dos motores elétricos, mas também políticas públicas de incentivo e maior conscientização ambiental.

No entanto, a integração de estações de recarga para VEs traz desafios significativos para os sistemas de distribuição. A recarga simultânea em horários de pico pode sobrecarregar os alimentadores, elevar as perdas técnicas e provocar flutuações nos níveis de tensão, comprometendo tanto a estabilidade quanto a qualidade do fornecimento de energia. Outros problemas incluem o aumento das correntes reativas, que reduzem o fator de potência e sobrecarregam transformadores, além do aumento das perdas elétricas, reduzindo a eficiência do

sistema (NUNES; FARIA; VALE, 2023).

Nesse contexto, o cálculo do fluxo de potência surge como uma ferramenta essencial para o planejamento e a operação dos sistemas de distribuição. Essa análise permite simular diferentes cenários de carregamento, avaliar a capacidade de hospedagem de novas cargas, identificar pontos vulneráveis e propor estratégias de mitigação. Este trabalho tem como objetivo analisar o impacto da adição de postos de carregamento para veículos elétricos no sistema de distribuição, utilizando o *software OpenDSS* para simular diferentes cenários e identificar os principais pontos críticos da rede. As análises realizadas visam contribuir para o desenvolvimento de estratégias que garantam a integração segura e eficiente dessa nova demanda, garantindo a estabilidade e a confiabilidade do sistema elétrico de distribuição.

1.1 Motivação

A crescente adoção de veículos elétricos representa um avanço significativo na direção de um futuro mais sustentável e ecologicamente responsável. Com o aumento das preocupações relacionadas às mudanças climáticas e à poluição do ar, muitos países estão incentivando uma transição para formas de transporte mais limpas, resultando em um crescimento exponencial no número de veículos elétricos em circulação. No entanto, essa transformação traz desafios complexos para os sistemas de distribuição de energia elétrica, que precisam se adaptar rapidamente a novas demandas de carga (CHENG; LIU, 2021).

A finalidade para este trabalho reside na necessidade imposta pelo mercado de carros elétricos de se compreender como a inclusão de pontos de recarga para veículos elétricos impacta a infraestrutura elétrica existente. Embora o aumento dessas estações de recarga seja essencial para facilitar a utilização de veículos elétricos, sua adição pode provocar efeitos adversos, como sobrecargas em alimentadores e oscilações de tensão, comprometendo a qualidade do fornecimento de energia. Portanto, uma análise detalhada é necessária para identificar e mitigar esses impactos, garantindo que o sistema de distribuição possa operar de maneira eficiente e segura.

Além disso, a busca por soluções que otimizem a integração de veículos elétricos à rede elétrica é um tema de grande relevância para os gestores do setor elétrico. Com a realização deste estudo, pretende-se não apenas contribuir para o entendimento das interações entre novas

cargas e sistemas de distribuição, mas também fornecer informações que podem ser utilizadas por companhias distribuidoras de energia na formulação de políticas e estratégias de expansão da infraestrutura elétrica.

1.2 Hipóteses

A inserção de cargas de veículos elétricos em pontos estratégicos da rede de distribuição tem uma interferência significativa em parâmetros elétricos, como tensão e corrente, especialmente em áreas já vulneráveis do sistema. Uma análise das simulações poderá indicar que a presença dessas novas cargas pode levar à ocorrência de sobretensões nos barramentos e sobrecargas nos alimentadores, superando os limites operacionais estabelecidos. Além disso, será possível identificar os pontos críticos que limitam a capacidade de hospedagem das novas cargas, apontando a necessidade de instruções para garantir a estabilidade e confiabilidade do sistema. Com essas análises, podemos identificar um dos principais aspectos que limita o crescimento do mercado de carros elétricos no país.

1.3 Objetivos

Este trabalho tem como objetivo principal analisar o impacto da inserção de cargas de veículos elétricos em pontos vulneráveis do sistema de distribuição de energia. Para isso, serão realizados dois cenários de simulação utilizando o *software OpenDSS*. No primeiro cenário, o sistema será simulado em sua configuração original, enquanto no segundo cenário serão inseridas cargas adicionais, representando pontos de recarga de veículos elétricos e geração distribuída.

2. FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

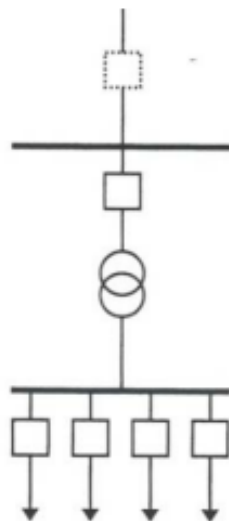
2.1 Sistemas de Distribuição

O sistema de distribuição de energia elétrica tem como principal função transportar a energia das subestações de transmissão até os consumidores finais, garantindo um fornecimento seguro, contínuo e eficiente. Nesse contexto, as subestações de distribuição desempenham um papel fundamental ao transformar a tensão de subtransmissão, geralmente elevada, para níveis adequados à distribuição primária, como 13,8 kV, conforme as características da área atendida. Essas subestações são projetadas considerando aspectos como densidade populacional e potência instalada, a fim de atender às demandas específicas de cada região (SOUZA, 2020).

O arranjo das subestações de distribuição é planejado para atender critérios técnicos e econômicos, envolvendo dispositivos de proteção (como disjuntores e relés de proteção), transformadores de corrente e potencial responsáveis pelo sistema de medição, chaves seccionadoras, reguladores de tensão, transformadores abaixadores e barramentos. A disposição desses equipamentos visa melhorar a segurança, facilitar a manutenção, permitir flexibilidade operacional e expansões futuras, sendo definida com base em metodologias de planejamento que consideram aspectos como gestão ativa da rede e resposta da demanda, fundamentais para garantir a eficiência e a confiabilidade do sistema (KOUTSOUKIS; GEORGILAKIS, 2022).

Existem diferentes tipos de arranjos para subestações, cada um adequado a uma realidade operacional específica. Dentre esses arranjos, podemos citar alguns dos principais modelos, como o conjunto de barra simples com circuito de abastecimento que é usado em áreas de baixa densidade de carga devido ao seu baixo custo de instalação e manutenção, conforme a Figura 1. Após a etapa de transformação realizada nas subestações de distribuição, a energia elétrica é conduzida pelas redes de distribuição primária até os transformadores de distribuição, como o apresentado na Figura 2. Esses equipamentos, geralmente instalados em postes, têm a função de reduzir a tensão da rede primária (por exemplo, 13,8 kV) para níveis adequados ao consumo final, como 127/220 V.

Figura 1: Barra Simples



Fonte: (Apostila_SDEE, 2019, p. 4)

Figura 2: Rede de distribuição aérea



Fonte: NORMAS, s/d

2.2 Geração distribuída

A implementação da Geração Distribuída (GD) proporciona benefícios saudáveis à sociedade, uma vez que utiliza fontes renováveis para a produção de energia elétrica (EPE-ABCD

Energia, 2018). Além das vantagens ambientais, o Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 2031 projeta investimentos de aproximadamente R\$ 3,2 trilhões entre 2022 e 2031. Esses recursos contribuem para equilibrar o crescimento econômico e a ampliação da oferta de energia, destacando os benefícios socioeconômicos associados à GD (EPE, 2021).

Desde sua introdução, a Geração Distribuída no Brasil passou por diversas evoluções regulatórias que moldaram sua implementação, tanto nacional quanto regionalmente, definindo boas práticas para consumidores e distribuidoras. Em janeiro de 2022, foi sancionada a Lei nº 14.300, conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída no Brasil. Essa legislação estabelece regras para o Sistema de Compensação de Energia Elétrica, institui o Programa de Energia Renovável e revisa normas previamente utilizadas sobre o tema (LEI 14.300/2022).

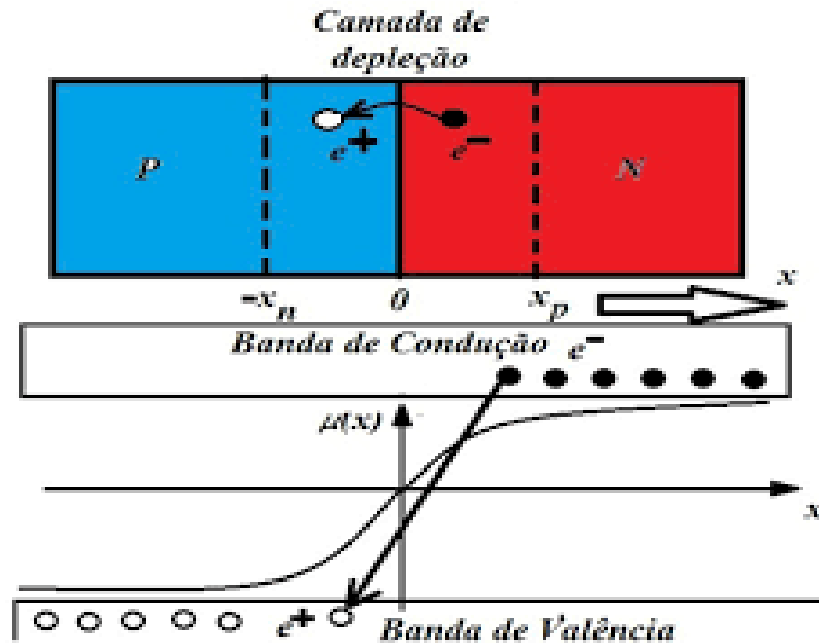
A Geração Distribuída, especialmente a partir da energia fotovoltaica, tem forte presença em Minas Gerais. O processo de geração de energia elétrica por meio de placas fotovoltaicas baseia-se no efeito fotovoltaico, em que a luz solar, ao incidir sobre materiais semicondutores, como o silício, promove a movimentação de elétrons, gerando corrente elétrica contínua. Cada placa fotovoltaica é composta por várias células fotovoltaicas, que possuem uma propriedade dedicada de dois materiais semicondutores dopados: um tipo "P" (rico em lacunas) e outro tipo "N" (rico em elétrons). Como apresentado na Figura 3, os fótons provenientes da luz solar atingem a superfície das células, parte de sua energia é absorvida, promovendo os elétrons da camada de valência para a camada de condução. Essa transmissão de elétrons gera uma diferença de potencial entre as camadas P e N, resultando em uma corrente elétrica contínua ao conectar um circuito externo. (LIMA et al., 2020).

Por fim, é utilizado um inversor de frequência para converter corrente contínua (CC) gerada por módulos fotovoltaicos em corrente alternada (CA), compatível com sistemas elétricos em geral. Além disso, controladores de carga e sistemas de armazenamento, como baterias, a exemplo do sistema BESS (*Battery Energy Storage System*), podem ser usadas para gerenciar o fluxo de energia e armazená-la para uso posterior. (SILVA; PEREIRA, 2020)

Quando a energia elétrica gerada pela Microgeração Distribuída não é consumida, ela é injetada novamente na Rede de Distribuição. No entanto, é importante ressaltar que a expansão descontrolada da Geração Distribuída (GD) pode gerar impactos negativos no Sistema Elétrico de Potência (SEP). Segundo Giuliani (2018), a bidirecionalidade do fluxo de potência modificado pela GD pode comprometer o funcionamento adequado dos sistemas de proteção, resultando na

perda de coordenação e seletividade, fatores críticos para a confiabilidade do SEP.

Figura 3: Efeito fotoelétrico



Fonte: (al., 2020)

Brito et al. (2019) também aponta que esse fluxo bidirecional, tanto de potência ativa quanto de corrente de curto-circuito, pode provocar efeitos atípicos em redes tradicionais, como sobretensões nos alimentadores, afetando a estabilidade do sistema.

A crescente expansão da geração distribuída (GD), especialmente de origem solar fotovoltaica, tem provocado situações de excesso de energia em determinados períodos do dia, como nos horários de menor consumo. Esse fenômeno, já identificado pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), exige medidas emergenciais para evitar a sobrecarga da rede e preservar sua estabilidade (PODER 360, 2025).

Entretanto, esse excesso de geração pode ser convertido em uma oportunidade estratégica quando vinculado ao suprimento de novas cargas, como os carregadores de veículos elétricos. A coincidência entre os horários de maior produção fotovoltaica e a possibilidade de recarga diurna dos veículos cria um cenário favorável para o aproveitamento da energia excedente. Dessa forma, a GD pode atuar como elemento de suporte, reduzindo a necessidade de desligamento de usinas e contribuindo para o equilíbrio do sistema. A ABRADÉE (Associação

Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica) tem destacado que o excesso de geração pode trazer impactos diretos às distribuidoras, uma vez que sobre oferta de energia em determinados horários gera desafios operacionais e regulatórios, exigindo maior coordenação entre os agentes do setor. A entidade reforça que a integração de novas fontes deve ser acompanhada de mecanismos de controle e planejamento, de modo a evitar que a confiabilidade do Sistema Elétrico de Potência (SEP) seja comprometida (ABRADEE, 2025).

Esse contexto reforça a necessidade de que as distribuidoras e os operadores do sistema adotem estratégias de mitigação, como o uso de sistemas de armazenamento, a diversificação da matriz energética e o gerenciamento inteligente da demanda. Além disso, evidencia-se a importância de políticas regulatórias que orientem a integração segura das fontes renováveis, evitando que o excesso de geração comprometa a qualidade e a estabilidade do fornecimento de energia elétrica.

2.3 OpenDSS

O *OpenDSS (Open Distribution System Simulator)* é um *software* de simulação desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute (EPRI)* que se destaca na modelagem e análise de sistemas de distribuição de energia elétrica. De código aberto, essa ferramenta é amplamente utilizada para realizar estudos como fluxo de potência, análise de qualidade de energia, simulação de geração distribuída e avaliação de novas cargas no sistema, como postos de carregamento para veículos elétricos (EPRI, 2023).

O funcionamento do *OpenDSS* baseia-se na definição de modelos por meio de scripts. Os usuários configuram o sistema elétrico com detalhes, incluindo elementos como barramentos, linhas, transformadores, cargas e geradores. Após a definição, o *software* realiza cálculos precisos que permitem avaliar o comportamento da rede sob diferentes condições operacionais. Entre os principais diferenciais do *OpenDSS* está sua capacidade de simular situações dinâmicas e de longo prazo, analisando perfis de carga e geração ao longo de períodos como horas, dias ou até anos. Isso é especialmente relevante em estudos de integração de tecnologias emergentes que apresentam padrões de comportamento variáveis, como veículos elétricos e sistemas fotovoltaicos (ROGERS et al., 2022).

No *OpenDSS*, as cargas elétricas podem ser representadas de diferentes formas, permitindo uma modelagem mais precisa do comportamento dos dispositivos conectados ao

sistema de distribuição. Entre os principais tipos de cargas disponíveis no *software*, destacam-se as cargas de impedância constante, potência constante e corrente constante.

As cargas de impedância constante são aquelas em que a potência consumida varia com o quadrado da tensão aplicada. Esse tipo de carga segue a relação matemática em que a potência é proporcional à tensão ao quadrado e inversamente proporcional à impedância. Esse modelo é frequentemente utilizado para representar equipamentos cuja resistência e reatância permanecem inalteradas durante a operação, como certos tipos de motores elétricos e circuitos de iluminação. Como a potência consumida aumenta ou diminui dependendo das variações de tensão, esse modelo é útil para avaliar o impacto de oscilações na rede.

Já as cargas de potência constante mantêm o consumo de potência ativa e reativa fixo, independentemente da variação da tensão do sistema. Nesses casos, uma redução na tensão de alimentação faz com que a corrente aumente proporcionalmente para manter a potência inalterada. Esse tipo de modelagem é frequentemente aplicado a equipamentos eletrônicos, motores controlados por inversores e sistemas de aquecimento, pois esses dispositivos tendem a manter um consumo fixo de potência, mesmo diante de variações na tensão da rede.

Durante seu funcionamento, os carregadores de veículos elétricos apresentam um comportamento de carga variável ao longo da sessão de recarga. Inicialmente, ocorre uma etapa de comunicação entre o veículo e o carregador, na qual são definidos os parâmetros de operação e os limites de potência. Em seguida, inicia-se o processo de carregamento propriamente dito, cuja potência demandada é controlada pelo Sistema de Gerenciamento da Bateria (*Battery Management System* – BMS).

À medida que a bateria se aproxima de sua capacidade máxima, o sistema de gerenciamento do veículo reduz gradualmente a corrente de carregamento para preservar a vida útil da bateria. Esse processo, conhecido como *tapering*, resulta em uma diminuição progressiva da potência demandada pelo carregador. Por fim, ao término da recarga ou na desconexão do veículo, a demanda de potência é interrompida.

Dessa forma, a demanda elétrica do carregador varia ao longo do tempo em função do estado de carga da bateria (*State of Charge* – SOC). Durante a maior parte da recarga, especialmente em níveis intermediários de SOC, a potência pode permanecer próxima ao valor nominal do carregador, justificando sua representação como carga de potência constante em análises. Entretanto, nas etapas finais do carregamento, a potência diminui progressivamente

devido à atuação do BMS, até que a recarga seja concluída e a demanda seja interrompida na desconexão do veículo.

Por fim, as cargas de corrente constante são aquelas em que a corrente elétrica permanece fixa, independentemente das oscilações na tensão do sistema. Esse modelo é menos comum, mas pode ser aplicado em circuitos eletrônicos específicos ou em dispositivos que operam com controle direto de corrente. Em situações em que a corrente precisa ser rigidamente controlada para evitar sobrecargas ou variações inesperadas na rede elétrica, essa modelagem pode ser útil para simular equipamentos que mantêm corrente fixa durante a operação (GARCÍA; MARTÍNEZ, 2021).

No *OpenDSS*, os veículos elétricos podem ser representados como cargas do tipo potência constante, é importante destacar que o presente estudo foi desenvolvido por meio de análises de fluxo de potência em regime permanente. Dessa forma, a carga do veículo elétrico foi considerada constante durante cada simulação, não sendo representadas as variações temporais associadas ao processo real de carregamento. Na prática, o carregamento de veículos elétricos é controlado pelo sistema de gerenciamento da bateria (BMS) e normalmente segue a estratégia CC-CV (Corrente Constante – Tensão Constante), fazendo com que a potência demandada varie ao longo do tempo. Apesar dessa simplificação, a abordagem adotada é amplamente utilizada em estudos iniciais de planejamento por permitir avaliar os impactos elétricos da inserção dessas cargas de forma objetiva e com menor complexidade computacional.

Além disso, em situações em que os carregadores possuem sistemas de controle mais sofisticados, a modelagem pode considerar a carga como corrente constante, caso o carregador regule sua operação para manter uma corrente fixa durante o processo. Essa característica é observada principalmente na fase inicial do carregamento de baterias, quando a corrente de entrada se mantém estável antes da transição para um regime de tensão constante.

Outra abordagem possível no *OpenDSS* é a modelagem dos carregadores de veículos elétricos como impedância constante, embora essa configuração seja menos comum na prática. Esse modelo pode ser útil em simulações que buscam avaliar impactos em cenários de variação brusca de tensão, uma vez que, nesse caso, a potência consumida pelo carregador seria diretamente afetada pela tensão da rede. (MOHAMMAD; ZAMORA; LIE, 2020).

A representação adequada das cargas elétricas é essencial para a precisão dos estudos de fluxo de potência em sistemas de distribuição. Embora tradicionalmente assumo o modelo de

potência constante (PQ), essa abordagem pode não refletir corretamente o comportamento dinâmico das cargas frente às variações de tensão.

A caracterização das cargas elétricas em estudos de fluxo de potência é um dos aspectos mais relevantes para garantir a precisão das análises. Embora o modelo de potência constante seja amplamente utilizado, ele apresenta limitações, pois não representa adequadamente a resposta das cargas às variações de tensão no sistema de distribuição.

Nesse contexto, destaca-se o modelo ZIP, que descreve a potência consumida em função da tensão elétrica por meio da combinação de três componentes: impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P). Esse modelo oferece maior realismo, pois reflete a natureza mista das cargas encontradas em sistemas elétricos.

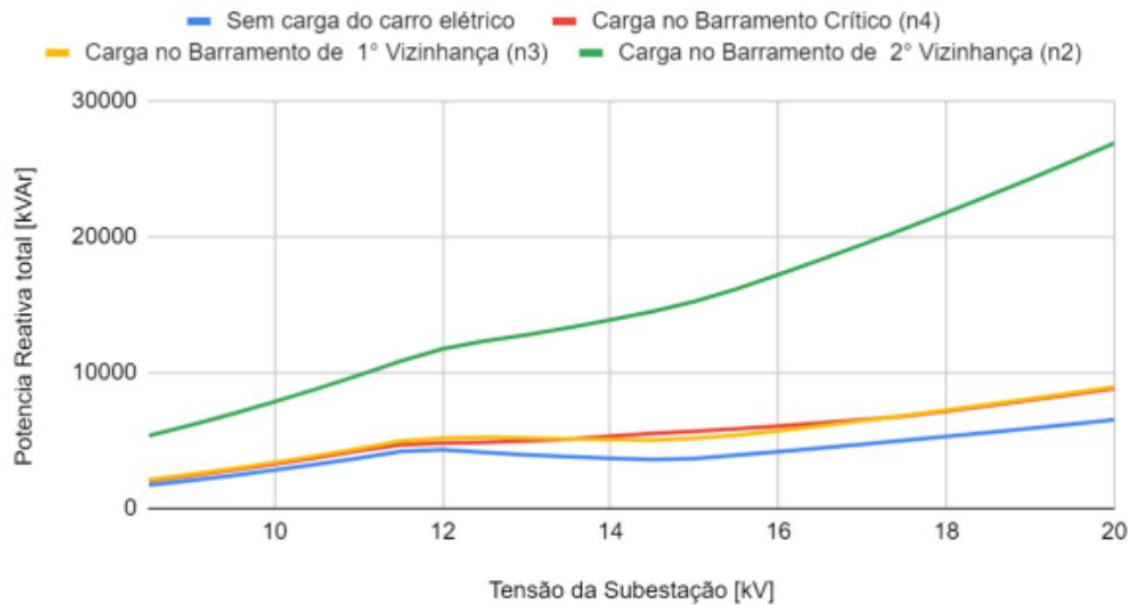
Haidar (2015) apresenta uma modelagem de carga de veículos elétricos multi etapa e variante temporal baseada em ZIP, aplicada ao sistema IEEE 69-bus, obtendo maior precisão na representação dos perfis de tensão e das perdas em comparação ao modelo de potência constante. Nesse sentido, a adoção de modelos dependentes da tensão, como o modelo ZIP empírico, fornece resultados mais condizentes com o comportamento real dos carregadores.

Esse modelo é amplamente empregado em simulações de regime permanente, pois permite representar de forma mais fiel o comportamento dinâmico das cargas frente a variações de tensão. Em sistemas de distribuição, onde as oscilações de tensão são mais significativas, o modelo ZIP se mostra particularmente útil para estudos de planejamento, operação e avaliação de impactos causados pela inserção de novas cargas, como os postos de recarga de veículos elétricos. (EPRI, 2023)

Um exemplo prático de aplicação do modelo ZIP pode ser apresentado no projeto de pesquisa desenvolvido no IFMG – *Campus Formiga*, que analisa o impacto da inserção de tomadas para veículos elétricos em sistemas de distribuição utilizando o *software OpenDSS*. Nesse estudo, a carga da tomada foi modelada como uma composição mista, formada por parcelas de potência constante, corrente constante e impedância constante, e foi utilizada a curva QV como figura de mérito para avaliar os efeitos da inserção dessas cargas no sistema (FONSECA; GONÇALVES, 2017) (Figura 4).

Figura 4: Curva (QV)

4Bus-DY-Bal



Fonte: (FONSECA & GONÇALVES, 2017)

No *OpenDSS*, as cargas são declaradas por meio de comandos específicos que definem seus parâmetros elétricos e o modelo de comportamento frente à tensão. Para representar uma carga ZIP, é necessário declarar separadamente cada componente, além de utilizar o atributo *model*, que indica o tipo de carga.

Essa estrutura modular permite ajustar com precisão o perfil da carga simulada, refletindo sua resposta real às variações de tensão. A flexibilidade do *software* em aceitar múltiplas declarações de carga no mesmo barramento é fundamental para representar cargas compostas, como as de veículos elétricos, que não seguem um único padrão de comportamento.

A ferramenta permite ainda simular diferentes perfis de carregamento ao longo do tempo, possibilitando a análise da simultaneidade de recargas e seu impacto na demanda total do sistema. Com isso, é possível avaliar cenários em que múltiplos veículos elétricos são carregados simultaneamente em um mesmo alimentador, auxiliando no planejamento da rede de distribuição

para garantir que os níveis de tensão e capacidade dos transformadores sejam adequados para suportar essa nova demanda crescente.

Dessa forma, a modelagem de veículos elétricos no *OpenDSS* possibilita uma análise detalhada dos efeitos da penetração dessas novas cargas no sistema de distribuição, contribuindo para um planejamento mais eficiente e permitindo a implementação de estratégias para minimizar impactos negativos, como o uso de gerenciamento de demanda e técnicas de mitigação de quedas de tensão (MORSTYN; MCCULLOCH, 2021).

2.4 Carros Elétricos

Os veículos elétricos (VEs) representam uma revolução na mobilidade, trazendo benefícios ambientais e econômicos significativos. Diferentemente dos veículos movidos a combustíveis fósseis, os VEs utilizam motores elétricos alimentados por baterias recarregáveis, eliminando a necessidade de combustão interna e reduzindo drasticamente as emissões de gases poluentes. Seu funcionamento é baseado na conversão de energia elétrica armazenada nas baterias em energia mecânica, utilizando inversores para controlar a potência entregue ao motor. Diferentemente dos motores convencionais, os motores elétricos possuem eficiência energética muito superior, aproveitando cerca de 70% da energia das baterias, enquanto os motores a combustão interna utilizam apenas 20% da energia contida no combustível fóssil (FONTAÍNHAS, 2013).

Uma das principais vantagens dos VEs está relacionada à sustentabilidade, pois reduz significativamente a emissão de poluentes para a atmosféricas. Além disso, sua eficiência energética contribui para menor consumo de energia em comparação aos veículos movidos a combustíveis fósseis. Além disso, os VEs necessitam menos de manutenção, pois os motores elétricos possuem menos peças móveis, logo não necessitam de óleo para realizar a lubrificação da maioria dos componentes, dessa forma reduzindo seus custos operacionais. Outro fator positivo é a maior eficiência energética, pois os motores elétricos aproveitam melhor a energia armazenada, minimizando os desperdícios (NATURE, 2025).

No entanto, os VEs ainda apresentam desafios a serem superados, como a autonomia limitada das baterias, a necessidade de infraestrutura de recarga mais ampla e o alto custo inicial dos veículos. No Brasil, a matriz elétrica é composta por cerca de 85% de fontes renováveis, tornando o país um ambiente propício à expansão da mobilidade elétrica, apesar dos desafios

logísticos e estruturais (SEBRAE, 2024).

Os carregadores de veículos elétricos são divididos em diferentes categorias, dependendo da velocidade de carregamento e do tipo de conexão. Existem carregadores de corrente alternada (CA), que são mais comuns para uso residencial, e os carregadores de corrente contínua (CC), utilizados principalmente em redes de carregamento rápido. Esses dispositivos impactam diretamente o desempenho e a integração dos VEs na rede elétrica, exigindo para avaliar seus estudos no sistema de distribuição (SILVA, 2023). Ressaltando que o objetivo deste trabalho não foi analisar um modelo específico de veículo elétrico ou fabricante de carregador, mas sim avaliar os impactos da inserção de uma carga representativa de recarga de veículos elétricos em sistemas de distribuição. Dessa forma, a carga ZIP adotada representa o comportamento médio de um carregador comercial de veículos elétricos, sendo utilizada como elemento de estudo para avaliar seus efeitos sobre os parâmetros elétricos da rede.

Os modelos de veículos elétricos podem ser classificados em duas categorias principais: os 100% elétricos (Veículos Elétricos a Bateria – BEVs) e os híbridos (Veículos Elétricos Híbridos – HEVs). Os BEVs utilizam apenas baterias recarregáveis, enquanto os HEVs combinam um motor elétrico com um motor a combustão, podendo utilizar combustíveis como gasolina, diesel ou etanol. No Brasil, já existem modelos híbridos que operam com etanol, aumentando a sustentabilidade e melhorando ainda mais as emissões de carbono (FINOM, 2023).

O tempo de retorno do investimento de um veículo elétrico em relação a um veículo a combustão depende de vários fatores, incluindo custo inicial, economia de combustível, manutenção e incentivos fiscais. Estudos demonstram que, apesar do custo mais elevado, os VEs podem atingir um retorno financeiro mais rápido devido à menor necessidade de manutenção e ao menor custo por milhão de rodado inicial em comparação aos veículos a combustão interna (SANTOS; ALMEIDA, 2023).

Para analisar o impacto da inserção de veículos elétricos na rede elétrica, utiliza-se o *software OpenDSS*, uma ferramenta de simulação que permite modelar cargas elétricas e estudar seu comportamento no sistema de distribuição. O *OpenDSS* possibilita a simulação de diferentes cenários de carregamento, auxiliando na identificação de impactos como quedas de tensão, sobrecargas e perdas técnicas na rede. Assim, ele se torna essencial para a avaliação da previsão da infraestrutura de carregamento e da estabilidade do sistema elétrico com a crescente eletrificação do setor de transportes (REIS, 2023).

3. METODOLOGIA

A metodologia adotada neste trabalho baseia-se em simulações computacionais realizadas no *software OpenDSS (Open Distribution System Simulator)*. Todas as simulações foram conduzidas considerando os limites operacionais recomendados, como tensões mínimas e máximas por unidade (pu), correntes nominais dos condutores e transformadores, além dos índices de desbalanceamento de tensão (ELECTRIC POWER RESEARCH INSTITUTE, 2023).

A escolha do sistema IEEE 4-Bus *Balanced D-Y* deve-se à sua ampla utilização como sistema de referência em estudos acadêmicos e validação de metodologias relacionadas à análise de sistemas de distribuição. Por apresentar uma topologia simples e bem documentada, o sistema permite identificar de forma clara os impactos causados pela inserção de novas cargas, como os veículos elétricos, sem a influência de variáveis adicionais presentes em redes de maior porte.

A modelagem do caso teste IEEE 4-*bus* inicia com uma tensão base de 12,47 kV, alimentado por uma fonte considerada como barramento infinito. A rede é composta por duas linhas de distribuição, um transformador trifásico de conexão Delta–Y aterrado e um conjunto de cargas balanceadas e desbalanceadas, demonstrado no código na Figura 5 e no diagrama da Figura 6.

Figura 5: Código da rede de linhas de distribuição.

```

clear
Set DefaultBaseFrequency=60

! IEEE 4-bus test case  D-Y Stepdown Balanced
! Based on script developed by Alan Dunn and Steve Spatling

new circuit.4busDYBal basekV=12.47 phases=3
! **** HAVE TO STIFFEN THE SOURCE UP A LITTLE; THE TEST CASE ASSUMES AN INFINITE BUS
~ mvasc3=200000 200000

set earthmodel=carson

! **** DEFINE WIRE DATA
new wiredata.conductor Runits=mi Rac=0.306 GMRunits=ft GMRac=0.0244 Radunits=in Diam=0.721 normamps=530
new wiredata.neutral Runits=mi Rac=0.592 GMRunits=ft GMRac=0.00814 Radunits=in Diam=0.563 normamps=340

! **** DEFINE LINE GEOMETRY; REDUCE OUT THE NEUTRAL
new linegeometry.4wire nconds=4 nphases=3 reduce=yes
~ cond=1 wire=conductor units=ft x=-4 h=28
~ cond=2 wire=conductor units=ft x=-1.5 h=28
~ cond=3 wire=conductor units=ft x=3 h=28
~ cond=4 wire=neutral units=ft x=0 h=24

! **** 12.47 KV LINE
new line.line1 geometry=4wire length=2000 units=ft bus1=sourcebus bus2=n2

! **** 3-PHASE STEP-DOWN TRANSFORMER 12.47/4.16 KV Delta-Ygrd
new transformer.t1 xhl=6
~ wdg=1 bus=n2 conn=delta kV=12.47 kVA=6000 %r=0.5
~ wdg=2 bus=n3 conn=wye kV=4.16 kVA=6000 %r=0.5

! **** 4.16 KV LINE
new line.line2 bus1=n3 bus2=n4 geometry=4wire length=2500 units=ft

! **** WYE-CONNECTED 4.16 KV LOAD
new load.load1 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1
new load.load2 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=7400 pf=0.87 model=2
new load.load3 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.88 model=5
!new load.load4 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1
!new load.load5 phases=1 bus1=n4.1.2 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1

! **** HAVE TO ALLOW P, Q TO REMAIN CONSTANT TO ABOUT .79 PU -- THIS IS ASSUMED IN TEST CASE
! **** DEFAULT IN DSS IS .95, BELOW WHICH IT REVERTS TO LINEAR MODEL
~ vminpu=0.75 ! model will remain const p,q down to 0.75 pu voltage

New Capacitor.cap1 phases=3 bus1=n4 Kvar=100 kv= 0.22
!New Capacitor.cap2 phases=3 bus1=n4 bus2=n4.4.4.4 Kvar=500 kv= 0.22
!New Capacitor.cap3 phases=1 bus1=n4 bus2=n4.0 Kvar=500 kv= 0.127

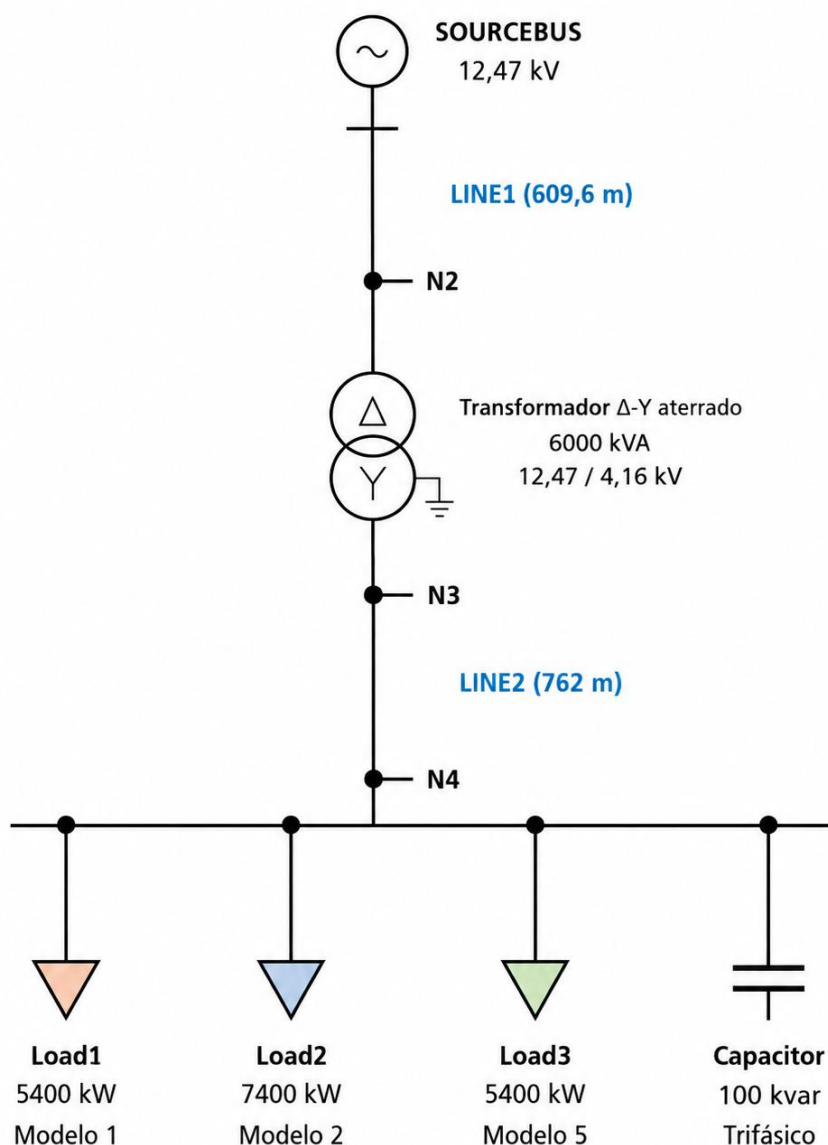
set voltagebases=[12.47, 4.16]
calc voltagebases ! **** let DSS compute voltage bases
solve

! Various reports ...
//Show Voltage LL Nodes
//show voltages LN Nodes
//show currents resid=yes elements ! this shows sum of phase currents
//Show Powers kva Elements

```

Fonte: Autoria Própria (2026).

Figura 6: Representação unifilar do sistema de distribuição IEEE 4-Bus Balanced D-Y.



Fonte: Autoria Própria (2026).

A primeira linha conecta o barramento de suprimento (*sourcebus*) ao barramento n2, com extensão de 609,6 metros e tensão nominal de 12,47 kV. Em seguida, o transformador trifásico de 6000 kVA estabelece a ligação entre os barramentos n2 e n3, realizando a transformação de 12,47 kV para 4,16 kV. A segunda linha, de 762 metros, conecta o barramento n3 ao barramento n4, onde se encontram as cargas e dispositivos de compensação.

No barramento n4 foram inseridas três cargas trifásicas que compõem o núcleo de consumo do caso base IEEE 4-bus. Cada uma delas foi descrita no código por meio da instrução *new load*, seguida de parâmetros que definem suas características elétricas e de modelagem.

A primeira carga, denominada *Load1*, é especificada como trifásica (*phases=3*), conectada ao barramento n4 (*bus1=n4*) e ligada em configuração (*conn=weye*). Sua tensão nominal é de 4,16 kV (*kV=4.16*), com potência ativa de 5400 kW (*kW=5400*) e fator de potência de 0,9 (*pf=0.9*). O parâmetro *model=1* indica que se trata de uma carga de potência constante.

A segunda carga, *Load2*, também é trifásica e conectada em estrela ao barramento n4, com tensão nominal de 4,16 kV. Sua potência ativa é de 7400 kW, o maior valor entre as cargas do sistema, e o fator de potência é de 0,87 indutivo. O parâmetro *model=2* indica que se trata de uma carga com resistência constante.

A terceira carga, *Load3*, também trifásica e conectada em estrela ao barramento n4, possui tensão nominal de 4,16 kV, potência ativa de 5400 kW e fator de potência de 0,88. O parâmetro *model=5* define que se trata de uma carga de corrente constante.

Na modelagem do sistema foram utilizados os valores oferecidos no caso base do IEEE 4-bus, que permaneceram constantes em todas as simulações realizadas. Os condutores foram definidos com parâmetros elétricos detalhados, incluindo resistência, diâmetro e raio médio geométrico (GMR), conforme especificado no caso de teste. O transformador trifásico foi configurado com resistência série de 0,5% e reatância *highlow* de 6%, exatamente como indicado no modelo IEEE.

A seguir, será apresentado o passo a passo das atividades realizadas para simular o impacto da inserção de estações de carregamento de veículos elétricos em sistemas de distribuição, utilizando o *software OpenDSS*.

Na primeira simulação, denominada caso base, foi utilizado o sistema IEEE 4 Barras *Balanced DY* mostrado na Figura 5 como referência, modelado no *software OpenDSS*. O circuito foi configurado com frequência de 60 Hz e tensão nominal de 12,47 kV na barra de origem. A fonte foi definida como um barramento infinito, por meio do parâmetro *mvasc3 = 200000*, garantindo elevada potência de curto-circuito e estabilidade numérica para os cálculos.

A segunda etapa consistiu em testar a capacidade de carregamento do sistema. Foram criadas cinco versões do circuito, com acréscimos progressivos de potência ativa nas cargas *Load1* a *Load5*, localizadas no barramento n4. Os incrementos foram de 100 kW até 500 kW, mantendo

o fator de potência constante. O objetivo foi identificar o ponto de saturação do sistema antes da ocorrência de violações operacionais. Durante as simulações, foram monitorados a queda de tensão nos barramentos, sobrecarga nas linhas e transformadores e o aumento do desbalanceamento de tensão.

O terceiro passo envolveu a detecção de pontos críticos do sistema de distribuição, ou seja, os trechos da rede mais sensíveis às variações de carga. A partir dos resultados obtidos nas simulações anteriores, foram identificados os barramentos que apresentaram maior propensão a quedas de tensão, sobrecarga nos condutores e aumento significativo do desbalanceamento. Esses pontos críticos foram utilizados como referência para a inserção da carga do veículo elétrico nas etapas seguintes. Para essa identificação, foram adotados critérios técnicos específicos tais como, barramentos com tensão inferior a 0,93 pu, linhas com corrente superior à capacidade nominal e barras com índice de desbalanceamento $\%V2/V1$ acima de 2,5%. A partir desses parâmetros, foi possível mapear os pontos mais vulneráveis do sistema, permitindo uma análise mais precisa dos impactos causados pela inserção de cargas não convencionais.

No quarto passo, foi realizada a inserção do modelo ZIP de carga do veículo elétrico em regiões pertencentes aos pontos críticos identificados. O modelo ZIP foi implementado com três componentes: potência constante ($8,3 + j20,6$ kVA), corrente constante ($9,5 - j40,6$ kVA) e impedância constante ($1,7 + j28,1$ kVA). Cada componente foi inserido separadamente no *OpenDSS* utilizando os modelos 1, 2 e 5, conforme a caracterização de cargas estabelecida pelo *software*, no mesmo barramento. Como mostrado na Figura abaixo 7.

A quinta etapa consistiu na análise do comportamento das tensões e correntes após a inserção da carga ZIP. Os resultados obtidos foram comparados com os valores do caso base, observando-se variações nas tensões por fase (LN e LL), correntes nas linhas e transformadores, e índices de desbalanceamento ($\%V2/V1$ e $\%V0/V1$). Essa análise permitiu avaliar o impacto da carga do veículo elétrico sobre o desempenho do sistema, especialmente em regiões críticas.

Figura 7: Inserção do modelo ZIP no *OpenDSS* utilizando os modelos 1, 2 e 5, conforme a caracterização de cargas estabelecida pelo *software*.

```

clear
Set DefaultBaseFrequency=60

! IEEE 4-bus test case D-Y Stepdown Balanced
! Based on script developed by Alan Dunn and Steve Sparling

new circuit 4busDYBal basekV=12.47 phases=3
! **** HAVE TO STIFFEN THE SOURCE UP A LITTLE; THE TEST CASE ASSUMES AN INFINITE BUS
~ mvasc3=200000 200000

set earthmodel=carson

! **** DEFINE WIRE DATA
new wiredata.conductor Runits=mi Rac=0.306 GMRunits=ft GMRac=0.0244 Radunits=in Diam=0.721 normamps=530
new wiredata.neutral Runits=mi Rac=0.592 GMRunits=ft GMRac=0.00814 Radunits=in Diam=0.563 normamps=340

! **** DEFINE LINE GEOMETRY: REDUCE OUT THE NEUTRAL
new linegeometry 4wire nconds=4 nphases=3 reduce=yes
~ cond=1 wire=conductor units=ft x=4 h=28
~ cond=2 wire=conductor units=ft x=1.5 h=28
~ cond=3 wire=conductor units=ft x=3 h=28
~ cond=4 wire=neutral units=ft x=0 h=24

! **** 12.47 KV LINE
new line.line1 geometry=4wire length=2000 units=ft bus1=sourcebus bus2=n2

! **** 3-PHASE STEP-DOWN TRANSFORMER 12.47/4.16 KV Delta-Ygrd
new transformer.t1 xhl=6
~ wdg=1 bus=n2 conn=delta kV=12.47 kVA=6000 %r=0.5
~ wdg=2 bus=n3 conn=wye kV=4.16 kVA=6000 %r=0.5

! **** 4.16 KV LINE
new line.line2 bus1=n3 bus2=n4 geometry=4wire length=2500 units=ft

! **** WYE-CONNECTED 4.16 KV LOAD
new load.load1 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1

new load.load2 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=7400 pf=0.87 model=2

new load.load3 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.88 model=5

!new load.load4 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1

!new load.load5 phases=1 bus1=n4.1.2 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1

new load.SP kv=0.240 kw=8.3 kvar=20.6 model=1 phases=1 bus1=n4

new load.SZ kv=0.240 kw=1.7 kvar=28.1 model=2 phases=1 bus1=n4

new load.SI kv=0.240 kw=9.5 kvar=40.6 model=5 phases=1 bus1=n4

! **** HAVE TO ALLOW P, Q TO REMAIN CONSTANT TO ABOUT .79 PU -- THIS IS ASSUMED IN TEST CASE
! **** DEFAULT IN DSS IS .95, BELOW WHICH IT REVERTS TO LINEAR MODEL
~ vminpu=0.75 ! model will remain const p,q down to 0.75 pu voltage

New Capacitor.cap1 phases=3 bus1=n4 Kvar=100 kv= 0.22
!New Capacitor.cap2 phases=3 bus1=n4 bus2=n4.4.4 Kvar=500 kv= 0.22
!New Capacitor.cap3 phases=1 bus1=n4 bus2=n4.0 Kvar=1500 kv= 0.127

set voltagebases=[12.47, 4.16]
calc voltagebases ! **** let DSS compute voltage bases
solve

! Various reports ...
! Show Voltage LL Nodes
show voltages LN Nodes
show currents resid=yes elements ! this shows sum of phase currents
Show Powers kva Elements
Show Overloads

```

Fonte: Autoria Própria (2026).

A sexta e última etapa da metodologia consistiu na inserção de uma fonte de geração distribuída (GD) de potência constante, equivalente a uma unidade fotovoltaica, conectada ao barramento N3. Diferentemente das etapas anteriores, nesta fase foram definidos três cenários distintos para avaliar o impacto da GD sobre o desempenho do sistema.

Esses três cenários foram simulados de forma independente, mantendo a topologia do sistema e a mesma carga ZIP representando o veículo elétrico. A variação entre eles decorreu da forma como a fonte de geração distribuída e o banco de capacitores foram parametrizados, de

modo a alterar o perfil de tensão observado nos barramentos e manter os valores de potência da unidade fotovoltaica na faixa de minigeração. Como segue destacado nas Figuras 8,9 e 10.

Figura 8: Inserção de uma fonte de geração distribuída (GD1)

```
clear
Set DefaultBaseFrequency=60

! IEEE 4-bus test case - D-Y Stepdown Balanced
! Based on script developed by Alan Dunn and Steve Sparling

new circuit.4busDYBal basekV=12.47 phases=3
! **** HAVE TO STIFFEN THE SOURCE UP A LITTLE; THE TEST CASE ASSUMES AN INFINITE BUS
" mvasc3=200000 200000

set earthmodel=carson

! **** DEFINE WIRE DATA
new wiredata.conductor flunits=mi Rac=0.306 GMRunits=ft GMRac=0.0244 Radunits=in Diam=0.721 normamps=530
new wiredata.neutral flunits=mi Rac=0.592 GMRunits=ft GMRac=0.00814 Radunits=in Diam=0.563 normamps=340

! **** DEFINE LINE GEOMETRY; REDUCE OUT THE NEUTRAL
new linegeometry.4wire nconds=4 nphases=3 reduce=yes
" cond=1 wire=conductor units=ft x=4 h=28
" cond=2 wire=conductor units=ft x=1.5 h=28
" cond=3 wire=conductor units=ft x=3 h=28
" cond=4 wire=neutral units=ft x=0 h=24

! **** 12.47 KV LINE
new line.line1 geometry=4wire length=2000 units=ft bus1=sourcebus bus2=n2

! **** 3-PHASE STEP-DOWN TRANSFORMER 12.47/4.16 KV Delta-Ygrd
new transformer.t1 xh=0
" wdg=1 bus=n2 conn=delta kV=12.47 kVA=6000 Zr=0.5
" wdg=2 bus=n3 conn=wye kV=4.16 kVA=6000 Zr=0.5

! **** 4.16 KV LINE
new line.line2 bus1=n3 bus2=n4 geometry=4wire length=2500 units=ft

! **** WYE-CONNECTED 4.16 KV LOAD
new load.load1 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1
new load.load2 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=7400 pf=0.87 model=2
new load.load3 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.88 model=5
new load.load4 phases=3 bus1=n3 conn=wye kV=4.16 kW=-2188 pf=0.9 model=1
Inew load.load5 phases=1 bus1=n4.1.2 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1
new load.SP kv=0.240 kw=8.3 kvar=20.6 model=1 phases=1 bus1=n4
new load.SZ kv=0.240 kw=1.7 kvar=28.1 model=2 phases=1 bus1=n4
new load.SI kv=0.240 kw=9.5 kvar=40.6 model=5 phases=1 bus1=n4

! **** HAVE TO ALLOW P, Q TO REMAIN CONSTANT TO ABOUT .79 PU - THIS IS ASSUMED IN TEST CASE
! **** DEFAULT IN DSS IS .35, BELOW WHICH IT REVERTS TO LINEAR MODEL
" vminpu=0.75 ! model will remain const p,q down to 0.75 pu voltage

New Capacitor.cap1 phases=3 bus1=n4 Kvar=60 kv= 0.22
Inew Capacitor.cap2 phases=3 bus1=n4 bus2=n4.4.4 Kvar=500 kv= 0.22
Inew Capacitor.cap3 phases=1 bus1=n4 bus2=n4.0 Kvar=1500 kv= 0.127

set voltagebases={12.47, 4.16}
calc voltagebases ! **** let DSS compute voltage bases
solve

! Various reports
! Show Voltage LL Nodes
show voltages LN Nodes
show currents icord=yes elements ! this shows sum of phase currents
Show Powers kva Elements
Show Overloads
```

Fonte: Autoria Própria (2026).

No Cenário GD1, foi considerada a inserção de uma fonte de geração distribuída com potência ativa de 2188 kW e um banco de capacitores trifásico de 60 kvar, ambos conectados ao barramento N4. Essa configuração buscou avaliar o impacto combinado da geração distribuída e da compensação reativa sobre o desempenho do sistema.

Os resultados mostraram que o valor máximo de tensão em pu foi de aproximadamente 0,9999, praticamente igual a 1. O valor mínimo de tensão registrado foi de 0,744 pu, evidenciando que, embora a GD tenha contribuído para elevar o perfil de tensão, ainda persistem pontos críticos de subtensão em determinadas fases. No caso do cenário GD1 + VE, observou-se uma redução significativa das perdas ativas totais para 4,378 MW (23,93%) e das perdas reativas para 11,335

Mvar, além de uma melhora no desbalanceamento de sequência negativa, que caiu para 6,9%. Contudo, o desbalanceamento de sequência zero apresentou leve aumento, atingindo 5,3%, o que indica que, apesar dos avanços, ainda há necessidade de estratégias adicionais de compensação para maior estabilidade do sistema. .

Figura 9: Inserção de uma fonte de geração distribuída (GD2)

```
clear
Set DefaultBaseFrequency=60

! IEEE 4-bus test case - D-Y Stepdown Balanced
! Based on script developed by Alan Dunn and Steve Sparling

new circuit.4busDYBal basekV=12.47 phases=3
! **** HAVE TO STIFFEN THE SOURCE UP A LITTLE; THE TEST CASE ASSUMES AN INFINITE BUS
! mvasc3=200000 200000

set earthmodel=carson

! **** DEFINE WIRE DATA
new wiredata.conductor Runits=mi Rac=0.306 GMRunits=ft GMRac=0.0244 Radunits=in Diam=0.721 normamps=530
new wiredata.neutral Runits=mi Rac=0.592 GMRunits=ft GMRac=0.00814 Radunits=in Diam=0.563 normamps=340

! **** DEFINE LINE GEOMETRY; REDUCE OUT THE NEUTRAL
new linegeometry.4wire nconds=4 nphases=3 reduce=yes
! cond-1 wire=conductor units=ft s=4 h=28
! cond-2 wire=conductor units=ft s=1.5 h=28
! cond-3 wire=conductor units=ft s=3 h=28
! cond-4 wire=neutral units=ft s=0 h=24

! **** 12.47 KV LINE
new line.line1 geometry=4wire length=2000 units=ft bus1=sourcebus bus2=n2
! **** 3-PHASE STEP-DOWN TRANSFORMER 12.47/4.16 KV Delta-Ygrd
new transformer.t1 zlk=5
! wdg-1 bus=n2 conn=delta kV=12.47 kVA=6000 Zr=0.5
! wdg-2 bus=n3 conn=wye kV=4.16 kVA=6000 Zr=0.5

! **** 4.16 KV LINE
new line.line2 bus1=n3 bus2=n4 geometry=4wire length=2500 units=ft

! **** WYE-CONNECTED 4.16 KV LOAD
new load.load1 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1
new load.load2 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=7400 pf=0.87 model=2
new load.load3 phases=3 bus1=n4 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.88 model=5
new load.load4 phases=3 bus1=n3 conn=wye kV=4.16 kW=2190 pf=0.9 model=1
! new load.load5 phases=1 bus1=n4.1.2 conn=wye kV=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1
new load.SP kv=0.240 kw=8.3 kvar=20.6 model=1 phases=1 bus1=n4

new load.SZ kv=0.240 kw=1.7 kvar=28.1 model=2 phases=1 bus1=n4

new load.SI kv=0.240 kw=9.5 kvar=40.6 model=5 phases=1 bus1=n4

! **** HAVE TO ALLOW P, Q TO REMAIN CONSTANT TO ABOUT .79 PU -- THIS IS ASSUMED IN TEST CASE
! **** DEFAULT IN DSS IS .95, BELOW WHICH IT REVERTS TO LINEAR MODEL
! vmpu=0.75 ! model will remain const p,q down to 0.75 pu voltage

New Capacitor.cap1 phases=3 bus1=n4 Kvar=61 kv=0.22
! New Capacitor.cap2 phases=3 bus1=n4 bus2=n4.4.4 Kvar=500 kv=0.22
! New Capacitor.cap3 phases=1 bus1=n4 bus2=n4.0 Kvar=1500 kv=0.127

set voltagebases=[12.47, 4.16]
calc voltagebases ! **** let DSS compute voltage bases
solve

! Various reports ...
! Show Voltage LL Nodes
show voltage LN Nodes
show currents resid=yes elements ! this shows sum of phase currents
Show Powers kva Elements
Show Overloads
```

Fonte: Autoria Própria (2026).

No Cenário GD2, foi considerada a inserção de uma fonte de geração distribuída com potência ativa de 2190 kW e um banco de capacitores trifásico de 61 kvar, ambos conectados ao barramento N4. Essa configuração buscou avaliar o impacto da GD em uma condição de operação em que o valor máximo de tensão em pu ultrapassou ligeiramente o limite ideal de 1,0.

Os resultados mostraram que o valor máximo de tensão atingiu 1,0145 pu, caracterizando uma situação de sobretensão leve, enquanto o valor mínimo registrado foi de 0,748 pu, próximo ao observado no Cenário GD1. Em termos de perdas, o sistema apresentou 4,501 MW de perdas ativas, correspondendo a 24,21% da potência total, e 11,666 Mvar de perdas reativas.

Figura 10: Inserção de uma fonte de geração distribuída (GD3)

```
clear
Set DefaultBaseFrequency=60

! IEEE 4-bus test case D-Y Stepped Balanced
! Based on script developed by Alan Dunn and Steve Sparling

new circuit 4busDYBal basekv=12.47 phases=3
! **** HAVE TO STIFFEN THE SOURCE UP A LITTLE; THE TEST CASE ASSUMES AN INFINITE BUS
~ mvasc3=200000 200000

set earthmodel=carson

! **** DEFINE WIRE DATA
new wiredata conductor flunits=mi Rac=0.306 GMRunits=ft GMRac=0.0244 Radunits=in Diam=0.721 normamps=530
new wiredata neutral flunits=mi Rac=0.592 GMRunits=ft GMRac=0.00814 Radunits=in Diam=0.563 normamps=340

! **** DEFINE LINE GEOMETRY; REDUCE OUT THE NEUTRAL
new linegeometry 4wire nconductors=4 nphases=3 reduce=yes
~ cond=1 wire=conductor units=ft x=4 h=28
~ cond=2 wire=conductor units=ft x=1.5 h=28
~ cond=3 wire=conductor units=ft x=3 h=28
~ cond=4 wire=neutral units=ft x=0 h=24

! **** 12.47 KV LINE
new line.line1 geometry=4wire length=2000 units=ft bus1=sourcebus bus2=n2

! **** 3-PHASE STEP-DOWN TRANSFORMER 12.47/4.16 KV Delta-Ygrd
new transformer.t1 xhl=6
~ wdg=1 bus=n2 conn=delta kv=12.47 kva=6000 z=0.5
~ wdg=2 bus=n3 conn=wye kv=4.16 kva=6000 z=0.5

! **** 4.16 KV LINE
new line.line2 bus1=n3 bus2=n4 geometry=4wire length=2500 units=ft

! **** WYE-CONNECTED 4.16 KV LOAD
new load.load1 phases=3 bus1=n4 conn=wye kv=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1
new load.load2 phases=3 bus1=n4 conn=wye kv=4.16 kW=7400 pf=0.87 model=2
new load.load3 phases=3 bus1=n4 conn=wye kv=4.16 kW=5400 pf=0.88 model=5
new load.load4 phases=3 bus1=n3 conn=wye kv=4.16 kW=2240 pf=0.9 model=1
! new load.load5 phases=1 bus1=n4.1.2 conn=wye kv=4.16 kW=5400 pf=0.9 model=1
new load.SP kv=0.240 kw=8.3 kvar=20.6 model=1 phases=1 bus1=n4

new load.SZ kv=0.240 kw=1.7 kvar=28.1 model=2 phases=1 bus1=n4

new load.SI kv=0.240 kw=9.5 kvar=40.6 model=5 phases=1 bus1=n4

! **** HAVE TO ALLOW P, Q TO REMAIN CONSTANT TO ABOUT .79 PU -- THIS IS ASSUMED IN TEST CASE
! **** DEFAULT IN DSS IS .95, BELOW WHICH IT REVERTS TO LINEAR MODEL
~ vminpu=0.75 ! model will remain const p,q down to 0.75 pu voltage

New Capacitor.cap1 phases=3 bus1=n4 kv=71 kvar=71 kv=0.22
! New Capacitor.cap2 phases=3 bus1=n4 bus2=n4 4.4.4 Kvar=500 kv=0.22
! New Capacitor.cap3 phases=1 bus1=n4 bus2=n4.0 Kvar=1500 kv=0.127

set voltagebases={12.47, 4.16}
calc voltagebases ! **** let DSS compute voltage bases
solve

! Various reports:
! Show Voltage LL Nodes
show voltages LN Nodes
show currents resid=per elements ! this shows sum of phase currents
Show Powers kva Elements
Show Overloads
```

Fonte: Autoria Própria (2026).

No Cenário GD3, foi considerada a inserção de uma fonte de geração distribuída com potência ativa de 2240 kW e um banco de capacitores trifásico de 71 kvar, ambos conectados ao barramento N4. Essa configuração buscou avaliar os efeitos da GD em uma condição de operação em que o valor máximo de tensão em pu ultrapassou de forma mais significativa o limite ideal de 1,0. Os resultados mostraram que o valor máximo de tensão atingiu 1,0999 pu, caracterizando uma situação de sobretensão acentuada, em termos de perdas, o sistema apresentou **5,991 MW** de perdas ativas, correspondendo a **27,5%** da potência total, e **15,639 Mvar** de perdas reativas.

Com base no exposto, foi possível analisar de forma comparativa três cenários distintos de inserção da geração distribuída (GD) associada a bancos de capacitores, cada um

configurado para produzir diferentes condições de tensão máxima em pu. Embora os níveis de tensão tenham se mantido próximos entre os cenários, os resultados mostraram variações significativas nas perdas totais do sistema, tanto em potência ativa quanto reativa.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Os resultados das simulações realizadas neste estudo encontram-se apresentados no ANEXO I, onde são detalhados os dados obtidos, as condições de análise e os parâmetros considerados.

A simulação do sistema IEEE 4 Barras *Balanced* DY, operando apenas com as cargas originais, evidenciou inicialmente um fator de potência global bastante baixo, em torno de 0,66, resultado do elevado consumo de potência reativa pelas cargas conectadas ao barramento N4. Para corrigir essa condição e aproximar os resultados da realidade prática, foi inserido um banco de capacitores trifásico de 100 kvar no barramento N4. Essa medida forneceu potência reativa localmente, reduzindo a demanda de reativos da fonte e melhorando o fator de potência global do sistema.

Nesta etapa, o sistema foi simulado com a inserção de um banco de capacitores trifásico de 100 kvar no barramento N4. O banco de capacitores trifásico de 100 kvar foi definido a partir de simulações sucessivas realizadas no OpenDSS. O objetivo foi obter uma condição operacional que apresentasse melhoria significativa do fator de potência e do perfil de tensão do sistema, sem provocar sobretensões nos barramentos. Os resultados mostram que o perfil de tensões se manteve estável em todos os barramentos, com valores próximos de 1,0 pu. O barramento N4, que anteriormente apresentava tensões críticas, passou a operar entre 0,979 e 1,163 pu, indicando melhora significativa.

No fluxo de potência, a fonte forneceu cerca de 34,6 MW + j3,1 Mvar, com fator de potência global de 0,996, ou seja, praticamente unitário. O capacitor injetou aproximadamente 43 Mvar no barramento N4, reduzindo a necessidade de potência reativa da fonte. As perdas totais do circuito foram de 13,1 MW + j34,9 Mvar, ainda elevadas, mas com maior eficiência na utilização da potência ativa.

As correntes permaneceram altas, especialmente no barramento N4, com valores entre 4,3 kA e 5,1 kA, refletindo o carregamento pesado do sistema. Os índices de desbalanceamento ficaram em torno de 8,3%, mostrando que o desequilíbrio entre fases continua presente, mas não foi agravado pela compensação.

Em síntese, a inserção do capacitor no barramento N4 foi eficaz para corrigir o fator de potência e melhorar o perfil de tensão, estabelecendo um caso base mais robusto. Esse

procedimento foi realizado justamente para que, na próxima etapa, seja possível avaliar com maior clareza os impactos da inserção da carga de veículo elétrico sobre o sistema.

A inserção da carga ZIP provocou mudanças significativas no comportamento do sistema. Os valores de tensão mostraram que o barramento N4 passou a operar em condições críticas, com uma das fases apresentando tensão de 0,822 pu, caracterizando subtensão, enquanto outras ultrapassaram 1,1 pu, atingindo até 1,185 pu. Esse contraste evidencia um desequilíbrio acentuado entre as fases, comprometendo a qualidade da energia fornecida e podendo causar problemas operacionais em equipamentos conectados à rede. Comparando-se os resultados com os limites operacionais estabelecidos pelo PRODIST da ANEEL, verifica-se que valores de tensão inferiores a 0,92 pu são considerados inadequados para operação normal. Dessa forma, a tensão mínima observada de 0,822 pu no barramento N4 caracteriza uma violação dos limites regulatórios, evidenciando que a inserção de cargas associadas a veículos elétricos pode comprometer a qualidade do fornecimento de energia quando não acompanhada de medidas adequadas de mitigação.

No fluxo de potência, observou-se que o fator de potência global da fonte reduziu-se para 0,991, valor ainda próximo da unidade, mas inferior ao caso base. O impacto mais relevante ocorreu localmente na linha LINE2, responsável por alimentar o barramento N4, apresentou fator de potência de apenas 0,59, resultado da elevada absorção de potência reativa pela carga ZIP. Mesmo com a injeção de aproximadamente 39 Mvar pelo capacitor, o sistema não conseguiu compensar totalmente a nova demanda. Além disso, as perdas totais do circuito permaneceram altas, em torno de $12,3 \text{ MW} + j32,8 \text{ Mvar}$, com maior participação das perdas reativas.

As correntes também confirmaram o esforço adicional imposto ao sistema. No barramento N4, os valores chegaram a 5,2 kA, enquanto no transformador e na linha LINE2 as correntes se mantiveram elevadas, refletindo o aumento da potência fornecida às cargas. Na fonte, as correntes variaram entre 1,4 kA e 1,7 kA por fase, indicando que o sistema precisou atender a uma demanda mais pesada e com maior defasagem entre tensão e corrente.

Os índices de desbalanceamento mostraram agravamento claro. A sequência negativa ($\%I_2/I_1$) aumentou de 8,3% no caso base para 12,8%, e a sequência zero ($\%I_0/I_1$) atingiu 5,1% na linha LINE2. Esses valores confirmam que a carga ZIP intensificou o desequilíbrio entre as fases, tornando o sistema mais vulnerável a distorções e falhas.

Na última simulação realizada, além da carga ZIP representando o veículo elétrico, foi

adicionada uma fonte de potência constante, equivalente a uma unidade de geração distribuída com três parametrizações diferentes (GD1, GD2 e GD3).

A análise comparativa dos três cenários de inserção da geração distribuída (GD) associada a bancos de capacitores evidenciou diferenças significativas no desempenho do sistema, especialmente em relação às perdas totais. Embora os níveis de tensão tenham se mantido próximos entre os cenários, os resultados mostraram que a parametrização da GD exerce influência direta sobre a eficiência energética da rede.

O Cenário GD1, com 2188 kW de potência ativa da GD e 60 kvar de compensação reativa, destacou-se por apresentar as menores perdas: 4,378 MW de perdas ativas (23,93%) e 11,335 Mvar de perdas reativas. Esse desempenho demonstra que a configuração mais moderada da GD1, combinada com a compensação reativa adequada, resultou em maior eficiência energética e melhor equilíbrio operacional, sem provocar condições críticas de sobretensão.

Nos cenários seguintes, GD2 e GD3, o aumento da potência da GD e do banco de capacitores levou a condições de sobretensão mais acentuadas e perdas superiores. O GD2 apresentou perdas de 4,502 MW (24,21%) e 11,666 Mvar, enquanto o GD3 registrou os valores mais elevados, com 5,991 MW (27,5%) de perdas ativas e 15,639 Mvar de perdas reativas. Apesar de manterem o sistema estável, esses cenários evidenciam que o excesso de geração distribuída, sem controle refinado de tensão e reativos, pode comprometer a eficiência do sistema.

Assim, a comparação consolidada entre os três cenários reforça que o GD1 representa a configuração mais vantajosa, por alcançar o melhor equilíbrio entre perfil de tensão e eficiência energética.

Os resultados da simulação do Cenário GD1 mostraram que no barramento N4 foram registradas tensões próximas ao limite superior, como na fase 3 do mesmo barramento, que atingiu 0,9999 pu, indicando operação próxima ao ideal. Por outro lado, também apresentou tensão mínima de 0,744 pu na fase 1 (1,787 kV), valor inferior ao limite regulatório de 0,92 pu, mas superior ao observado no cenário anterior com apenas o veículo elétrico.

Em relação ao fator de potência, os valores globais confirmaram a eficácia da estratégia. O sistema operou com fator de potência próximo de 0,9969 no barramento de origem, enquanto elementos críticos como o transformador T1 e a linha LINE2 apresentaram valores médios em torno de 0,99, atendendo ao objetivo de se aproximar do limite de 0,92 estabelecido como referência. Esse resultado representa uma melhora significativa em relação ao cenário

anterior, no qual o fator de potência local chegou a apenas 0,59 na linha LINE2.

As correntes nos elementos principais permaneceram elevadas. Na linha LINE2, os valores atingiram aproximadamente 3,0 kA na fase 3, 2,8 kA na fase 2 e 2,6 kA na fase 1. Embora o sistema tenha operado dentro dos limites emergenciais, esses números demonstram que o esforço da rede continua elevado, mesmo com a inserção da GD e do banco de capacitores.

As perdas totais do circuito foram de aproximadamente 4,378 MW + j11,335 Mvar, correspondendo a 23,93% da potência ativa total. Esses valores são inferiores aos observados no cenário anterior sem GD, indicando que a fonte fotovoltaica contribuiu para reduzir o esforço energético da rede e redistribuir a potência reativa entre os elementos do sistema.

Por fim, os índices de desbalanceamento permaneceram altos. Na linha LINE2, o valor de sequência negativa foi de 6,9% ($\%I_2/I_1$) e o de sequência zero foi de 5,3% ($\%I_0/I_1$), próximos aos observados no cenário anterior. Esses resultados mostram que, embora o fator de potência tenha sido corrigido e as perdas reduzidas, o desbalanceamento entre fases continua sendo um desafio relevante.

Em síntese, a inserção da fonte fotovoltaica no Cenário GD1 foi eficaz para elevar o fator de potência global para valores próximos ao ideal de 0,92 e melhorar a tensão mínima no barramento N4. Entretanto, os problemas de correntes elevadas e desbalanceamento persistem, evidenciando que a simples adição de geração distribuída não é suficiente para estabilizar completamente o sistema. Estratégias complementares, como controle de tensão, compensação reativa dinâmica e gerenciamento inteligente de carga, tornam-se necessárias para garantir a operação segura e eficiente diante da integração simultânea de veículos elétricos e fontes renováveis.

5. CONCLUSÕES

O estudo realizado permitiu avaliar o desempenho de um sistema elétrico de distribuição modelo IEEE 4 Barras *Balanced* D-Y diante de diferentes condições de operação. Inicialmente, verificou-se que o sistema apresentava baixo fator de potência e tensões críticas no barramento N4. A inserção de um banco de capacitores trifásico mostrou-se eficaz para corrigir o fator de potência global e melhorar o perfil de tensão, estabelecendo um caso base mais robusto para análises posteriores.

Na sequência, foi simulada a inserção de uma carga ZIP representando o comportamento de um veículo elétrico. Os resultados evidenciaram impactos significativos: queda crítica de tensão em uma das fases do barramento N4, aumento da demanda reativa, maior esforço nas correntes e agravamento dos índices de desbalanceamento. Esses efeitos demonstram que, embora a compensação reativa tenha melhorado o caso base, a presença da carga de veículo elétrico impôs novas condições de estresse ao sistema, tornando-o mais vulnerável.

Por fim, foi realizada a terceira simulação, na qual se adicionou uma fonte de potência constante equivalente a uma unidade fotovoltaica, em conjunto com a carga de veículo elétrico. Os resultados mostraram melhora no perfil de tensão mínima, que passou para 0,744 pu na fase 1 do barramento N4, reduzindo o risco de subtensão em relação ao cenário anterior. Além disso, o fator de potência global foi corrigido para valores próximos de 0,9969, com destaque para elementos críticos como o transformador T1 e a linha LINE2, ambos operando em torno de 0,99. As perdas totais do circuito foram de aproximadamente 4,378 MW + j11,335 Mvar, inferiores às observadas no cenário sem GD, evidenciando maior eficiência energética. Entretanto, os índices de desbalanceamento permaneceram elevados, com valores de 6,9% para %I2/I1 e 5,3% para %I0/I1, demonstrando que o problema de desequilíbrio entre fases ainda persiste.

Dessa forma, conclui-se que a integração de veículos elétricos e fontes de geração distribuída em sistemas de distribuição exige planejamento cuidadoso e estratégias adicionais de mitigação, como reforço da rede, controle de tensão, compensação reativa dinâmica e gerenciamento inteligente de carga.

Embora o sistema IEEE 4-Bus represente uma rede simplificada, os fenômenos observados neste trabalho também podem ocorrer em sistemas de distribuição de maior porte. A inserção de cargas associadas a veículos elétricos tende a provocar aumento das correntes, maior demanda de potência reativa, alterações nos níveis de tensão e crescimento das perdas elétricas, independentemente do tamanho da rede. Entretanto, a magnitude desses impactos depende das características específicas de cada sistema, tais como topologia, carregamento dos alimentadores, localização das cargas e presença de dispositivos de compensação. Assim, os resultados obtidos neste estudo devem ser interpretados como uma análise representativa dos efeitos da inserção de veículos elétricos, podendo servir como base para investigações futuras em sistemas mais complexos.

6. TRABALHOS FUTUROS

Os resultados obtidos neste trabalho indicam que a inserção de veículos elétricos em sistemas de distribuição pode provocar desequilíbrios de tensão, aumento da demanda reativa e sobrecarga em elementos da rede.

As análises realizadas mostraram que o barramento N4 passou a operar em condições críticas após a inserção da carga representativa de veículo elétrico, evidenciando limitações na capacidade de acomodação de novos carregadores sem a adoção de medidas adicionais de compensação ou reforço da rede. Embora não tenha sido realizado um estudo específico de capacidade de hospedagem, os resultados sugerem que a expansão da infraestrutura de recarga deve ser acompanhada por avaliações técnicas detalhadas.

Nesse contexto, estudos futuros podem empregar análises incrementais de carga para determinar quantitativamente o número máximo de carregadores que o sistema pode suportar antes da violação dos limites operacionais, bem como investigar estratégias para mitigar os impactos causados pela crescente inserção de veículos elétricos.

Uma primeira linha de investigação consiste em aprofundar a modelagem de diferentes perfis de carregamento de veículos elétricos, considerando cenários com múltiplos usuários

conectados simultaneamente ou em horários distintos. Essa abordagem permitiria avaliar o impacto da simultaneidade de carga e identificar estratégias de mitigação.

Outra possibilidade é a integração de fontes renováveis distribuídas, como geração fotovoltaica ou eólica, para verificar se sua presença pode contribuir para reduzir os efeitos negativos ou, em alguns casos, agravá-los. Da mesma forma, estudos sobre estratégias avançadas de compensação reativa, utilizando dispositivos como STATCOMs ou bancos de capacitores controlados, poderiam oferecer soluções mais eficazes para manter o perfil de tensão e reduzir desequilíbrios.

Também se destacam como relevantes os estudos de confiabilidade e qualidade da energia, com foco em indicadores como duração e frequência de interrupções, distorções harmônicas e variações de tensão em cenários com alta presença de veículos elétricos. Além disso, o planejamento de expansão da rede, com propostas de reforço de infraestrutura e alternativas operacionais, torna-se essencial para garantir a segurança e eficiência do sistema.

ANEXO I

A Figura 11 apresenta os resultados das simulações realizadas na ausência da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico, evidenciando o comportamento do sistema sem a influência desse novo elemento de demanda. Observa-se, por meio do relatório de sobrecarga do elemento de fornecimento de energia, as condições operacionais da rede, permitindo identificar os níveis de carregamento e possíveis limitações do sistema em seu estado base.

Figura 11: Simulação ausência de carga

Power Delivery Element Overload Report

SYMMETRICAL COMPONENT CURRENTS BY CIRCUIT ELEMENT

Element				Term	I1	IOver	%Normal	%Emerg	I2	%I2/I1	I0	%I0/I1
"Line.LINE1"	1	1609.5	1212.72	328.8	219.2	133.3	8.3	0.0	0.0			
"Transformer.T1"	1	1609.5	1437.15	570.3	418.2	133.3	8.3	0.0	0.0			
"Line.LINE2"	1	4824.5	4580.65	964.3	642.8	399.5	8.3	103.5	2.1			

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 9 apresenta o fluxo de potência do elemento do circuito analisado, evidenciando a distribuição de energia elétrica ao longo da rede em condições operacionais específicas. Por meio dessa representação, é possível observar os níveis de potência ativa e reativa que circulam no sistema, bem como identificar o sentido do fluxo e possíveis pontos de maior carregamento.

Figura 12: Fluxo de potência

CIRCUIT ELEMENT POWER FLOW

(Power Flow into element from indicated Bus)

Power Delivery Elements

Bus	Phase	kW	+j	kvar	kVA	PF
ELEMENT = "Vsource.SOURCE"						
SOURCEBUS	1	-11123.4	+j	-165.7	11124.7	0.9999
SOURCEBUS	2	-12497.8	+j	-1099.4	12546.1	0.9962
SOURCEBUS	3	-11001.7	+j	-1823.1	11151.7	0.9865
TERMINAL TOTAL		-.34623.0	+j	-3088.2	34760.4	0.9960
SOURCEBUS	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
SOURCEBUS	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
SOURCEBUS	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
ELEMENT = "Line.LINE1"						
SOURCEBUS	1	11123.4	+j	165.7	11124.7	0.9999
SOURCEBUS	2	12497.8	+j	1099.4	12546.1	0.9962
SOURCEBUS	3	11001.7	+j	1823.1	11151.7	0.9865
TERMINAL TOTAL		34623.0	+j	3088.2	34760.4	0.9960
N2	1	-10751.3	+j	392.1	10758.5	-0.9993
N2	2	-12207.4	+j	-427.5	12214.9	0.9994
N2	3	-10757.1	+j	-1223.6	10826.4	0.9936
TERMINAL TOTAL		-.33715.8	+j	-1259.0	33739.3	0.9993
ELEMENT = "Transformer.T1"						
N2	1	10751.3	+j	-392.1	10758.5	-0.9993
N2	2	12207.4	+j	427.5	12214.9	0.9994
N2	3	10757.1	+j	1223.6	10826.4	0.9936
N2	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		33715.8	+j	1259.0	33739.3	0.9993
N3	1	-9522.1	+j	2917.8	9959.1	-0.9561
N3	2	-11039.1	+j	4538.0	11935.4	-0.9249
N3	3	-11125.9	+j	3457.8	11650.8	-0.9549
N3	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		-.31687.0	+j	10913.7	33513.8	-0.9455
ELEMENT = "Line.LINE2"						
N3	1	9522.1	+j	-2917.8	9959.1	-0.9561
N3	2	11039.1	+j	-4538.0	11935.4	-0.9249
N3	3	11125.9	+j	-3457.8	11650.8	-0.9549
TERMINAL TOTAL		31687.0	+j	-10913.7	33513.8	-0.9455
N4	1	-5929.0	+j	8269.2	10175.1	-0.5827
N4	2	-7685.7	+j	11639.8	13948.3	-0.5510
N4	3	-7868.6	+j	11916.8	14280.2	-0.5510
TERMINAL TOTAL		-.21483.3	+j	31825.7	38398.1	-0.5595
ELEMENT = "Capacitor.CAP1"						
N4	1	-0.0	+j	-11433.5	11433.5	0.0000
N4	2	0.0	+j	-15756.5	15756.5	1.0000
N4	3	0.0	+j	-16131.4	16131.4	1.0000
TERMINAL TOTAL		-0.0	+j	-43321.3	43321.3	0.0000
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		0.0	+j	0.0	0.0	1.0000

Power Conversion Elements

Bus	Phase	kW	+j	kvar	kVA	PF
ELEMENT = "Load.LOAD1"						
N4	1	1799.9	+j	871.8	1999.9	0.9000
N4	2	2158.4	+j	1045.4	2398.3	0.9000
N4	3	2209.8	+j	1070.2	2455.3	0.9000
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		. 6168.1	+j	2987.4	6853.4	0.9000
ELEMENT = "Load.LOAD2"						
N4	1	2366.4	+j	1341.2	2720.0	0.8700
N4	2	3261.0	+j	1848.1	3748.3	0.8700
N4	3	3338.6	+j	1892.0	3837.4	0.8700
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		. 8966.0	+j	5081.3	10305.8	0.8700
ELEMENT = "Load.LOAD3"						
N4	1	1763.0	+j	951.6	2003.4	0.8800
N4	2	2266.4	+j	1223.2	2575.4	0.8800
N4	3	2320.3	+j	1252.3	2636.6	0.8800
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		. 6349.6	+j	3427.2	7215.4	0.8800
Total Circuit Losses = 13139.7 +j 34914.0						

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 10 apresenta as correntes dos elementos do circuito, evidenciando os níveis de corrente elétrica que circulam em cada componente da rede analisada. Por meio dessa representação, é possível identificar a distribuição das correntes, bem como verificar possíveis pontos de sobrecarga ou operação próxima aos limites admissíveis.

Figura 13: Correntes dos elementos do circuito

(Currents into element from indicated bus)

Power Delivery Elements

Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
ELEMENT = "Vsource.SOURCE"						
SOURCEBUS	1	1545.3 / _	179.1 =	-1545.1	+j	23.271
SOURCEBUS	2	1742.7 / _	55.0 =	1000.5	+j	1426.9
SOURCEBUS	3	1549.1 / _	-69.4 =	544.57	+j	-1450.2

SOURCEBUS	0	1545.3 / _	-0.9 =	1545.1	+j	-23.271
SOURCEBUS	0	1742.7 / _	-125.0 =	-1000.5	+j	-1426.9
SOURCEBUS	0	1549.1 / _	110.6 =	-544.57	+j	1450.2
ELEMENT = "Line.LINE1"						
SOURCEBUS	1	1545.3 / _	-0.9 =	1545.1	+j	-23.271
SOURCEBUS	2	1742.7 / _	-125.0 =	-1000.5	+j	-1426.9
SOURCEBUS	3	1549.1 / _	110.6 =	-544.57	+j	1450.2
SOURCEBUS	Resid	0.0013155 / _	13.1 =	0.0012811	+j	0.00029889

N2	1	1545.3 / _	179.1 =	-1545.1	+j	23.29
N2	2	1742.7 / _	55.0 =	1000.5	+j	1426.9
N2	3	1549.1 / _	-69.4 =	544.55	+j	-1450.2
N2	Resid	6.3918E-007 / _	103.2 =	-1.4601E-007	+j	6.2228E-007
ELEMENT = "Transformer.T1"						
N2	1	1545.3 / _	-0.9 =	1545.1	+j	-23.29
N2	2	1742.7 / _	-125.0 =	-1000.5	+j	-1426.9
N2	3	1549.1 / _	110.6 =	-544.55	+j	1450.2
N2	0	0 / _	0.0 =	0	+j	0
N2	Resid	6.3919E-007 / _	-76.8 =	1.4601E-007	+j	-6.2228E-007

N3	1	4325.4 / _	145.2 =	-3550.7	+j	2470.1
N3	2	5050.9 / _	27.7 =	4471.3	+j	2349.2
N3	3	5110.6 / _	-98.1 =	-723.42	+j	-5059.2
N3	0	310.48 / _	129.4 =	-197.19	+j	239.82
N3	Resid	9.4428E-006 / _	120.0 =	-4.7166E-006	+j	8.1805E-006
ELEMENT = "Line.LINE2"						
N3	1	4325.4 / _	-34.8 =	3550.7	+j	-2470.1
N3	2	5050.9 / _	-152.3 =	-4471.3	+j	-2349.2
N3	3	5110.6 / _	81.9 =	723.42	+j	5059.2
N3	Resid	310.48 / _	-50.6 =	197.19	+j	-239.82

N4	1	4325.4 / _	145.2 =	-3550.7	+j	2470.1
N4	2	5050.9 / _	27.7 =	4471.3	+j	2349.2
N4	3	5110.6 / _	-98.1 =	-723.42	+j	-5059.2
N4	Resid	310.48 / _	129.4 =	-197.19	+j	239.82
ELEMENT = "Capacitor.CAP1"						
N4	1	4860.3 / _	0.8 =	4859.8	+j	69.134
N4	2	5705.7 / _	-118.8 =	-2752.7	+j	-4997.7
N4	3	5773.2 / _	115.3 =	-2467.1	+j	5219.5
N4	Resid	462.85 / _	-38.9 =	360.02	+j	-290.88

N4	0	4860.3 / _	-179.2 =	-4859.8	+j	-69.134
N4	0	5705.7 / _	61.2 =	2752.7	+j	4997.7
N4	0	5773.2 / _	-64.7 =	2467.1	+j	-5219.5
N4	Resid	462.85 / _	141.1 =	-360.02	+j	290.88
=====						

Power Conversion Elements

Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
ELEMENT = "Load.LOAD1"						
N4	1	850.15 / _	-115.0 =	-359.68 +j		-770.32
N4	2	868.45 / _	125.3 =	-501.99 +j		708.67
N4	3	878.7 / _	-0.5 =	878.66 +j		-8.3177
N4	0	72.002 / _	103.7 =	-16.999 +j		69.967
ELEMENT = "Load.LOAD2"						
N4	1	1156.3 / _	-118.7 =	-555.77 +j		-1013.9
N4	2	1357.3 / _	121.6 =	-711.48 +j		1155.9
N4	3	1373.4 / _	-4.2 =	1369.6 +j		-101.58
N4	0	110.03 / _	-158.5 =	-102.35 +j		-40.383
ELEMENT = "Load.LOAD3"						
N4	1	851.64 / _	-117.5 =	-393.83 +j		-755.11
N4	2	932.6 / _	122.8 =	-505.15 +j		783.94
N4	3	943.61 / _	-3.1 =	942.26 +j		-50.34
N4	0	48.337 / _	153.6 =	-43.288 +j		21.51

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 11 apresenta as tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e por nó do sistema, permitindo uma análise detalhada dos níveis de tensão ao longo da rede elétrica.

Figura 14: Tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e nó

LINE-GROUND and LINE-LINE VOLTAGES BY BUS & NODE									
Bus	Node	VLN (kV)	Angle	pu	Base kV	Node-Node	VLL (kV)	Angle	pu
SOURCEBUS	1	7,1992 / _	0,0	0,99996	12,470	1-2	12,469 / _	30,0	0,99995
-	2	7,1991 / _	-120,0	0,99994	12,470	2-3	12,469 / _	-90,0	0,99993
-	3	7,1991 / _	120,0	0,99993	12,470	3-1	12,469 / _	150,0	0,99995
N2	1	6,9623 / _	-3,0	0,96704	12,470	1-2	12,104 / _	27,1	0,97069
-	2	7,0091 / _	-123,0	0,97354	12,470	2-3	12,116 / _	-93,0	0,97165
-	3	6,9891 / _	117,1	0,97076	12,470	3-1	12,084 / _	147,0	0,96901
N3	1	2,3025 / _	-51,9	0,95865	4,160	1-2	4,0957 / _	-22,8	0,98454
-	2	2,363 / _	-174,6	0,98387	4,160	2-3	4,0365 / _	-145,6	0,97032
-	3	2,2797 / _	64,6	0,94918	4,160	3-1	3,8956 / _	96,5	0,93645
N4	1	2,3524 / _	-89,2	0,97944	4,160	1-2	4,426 / _	-56,4	1,0639
-	2	2,7615 / _	151,2	1,1498	4,160	2-3	4,947 / _	178,4	1,1892
-	3	2,7942 / _	25,3	1,1634	4,160	3-1	4,3347 / _	54,9	1,042

Fonte: Autoria Própria (2026).

ANEXO II

São apresentadas as simulações realizadas com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico, evidenciando o comportamento do sistema elétrico diante da inserção dessa nova demanda. Os resultados permitem analisar os impactos no carregamento da rede, nas tensões e nas correntes dos elementos do circuito, possibilitando uma comparação com o cenário sem a presença dessa carga. A figura 12 demonstra o relatório de sobrecarga do elemento de fornecimento de energia.

Figura 15: Relatório de sobrecarga do elemento de fornecimento de energia

Power Delivery Element Overload Report

SYMMETRICAL COMPONENT CURRENTS BY CIRCUIT ELEMENT

Element	Term	I1	IOver	%Normal	%Emerg	I2	%I2/I1	I0	%I0/I1
"Line.LINE1"	1	1544.8	1200.62	326.5	217.7	197.0	12.8	0.0	0.0
"Transformer.T1"	1	1544.8	1425.05	566.3	415.3	197.0	12.8	0.0	0.0
"Line.LINE2"	1	4630.7	4676.67	982.4	654.9	590.4	12.8	235.9	5.1

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 16 apresenta o fluxo de potência do elemento do circuito considerando o cenário com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico.

Figura 16: Fluxo de potência

CIRCUIT ELEMENT POWER FLOW

(Power Flow into element from indicated Bus)

Power Delivery Elements

Bus	Phase	kW	+j	kvar	kVA	PF
ELEMENT = "Vsource.SOURCE"						
SOURCEBUS	1	-10057.4	+j	-433.0	10066.7	0.9991
SOURCEBUS	2	-12405.5	+j	-1152.3	12458.9	0.9957
SOURCEBUS	3	-10607.8	+j	-2826.5	10977.9	0.9663
TERMINAL TOTAL		-.33070.7	+j	-4411.7	33363.7	0.9912
SOURCEBUS	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
SOURCEBUS	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
SOURCEBUS	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		.	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000
ELEMENT = "Line.LINE1"						
SOURCEBUS	1	10057.4	+j	433.0	10066.7	0.9991
SOURCEBUS	2	12405.5	+j	1152.3	12458.9	0.9957
SOURCEBUS	3	10607.8	+j	2826.5	10977.9	0.9663
TERMINAL TOTAL		. 33070.7	+j	4411.7	33363.7	0.9912
N2	1	-9743.5	+j	20.3	9743.5	-1.0000
N2	2	-12114.5	+j	-484.3	12124.1	0.9992
N2	3	-10369.2	+j	-2248.7	10610.2	0.9773
TERMINAL TOTAL		-.32227.2	+j	-2712.7	32341.2	0.9965
ELEMENT = "Transformer.T1"						
N2	1	9743.5	+j	-20.3	9743.5	-1.0000
N2	2	12114.5	+j	484.3	12124.1	0.9992
N2	3	10369.2	+j	2248.7	10610.2	0.9773
N2	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		. 32227.2	+j	2712.7	32341.2	0.9965
N3	1	-8417.1	+j	1304.6	8517.6	-0.9882
N3	2	-10673.2	+j	4006.3	11400.3	-0.9362
N3	3	-11246.5	+j	3319.1	11726.0	-0.9591
N3	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		-.30336.8	+j	8630.0	31540.4	-0.9618
ELEMENT = "Line.LINE2"						
N3	1	8417.1	+j	-1304.6	8517.6	-0.9882
N3	2	10673.2	+j	-4006.3	11400.3	-0.9362
N3	3	11246.5	+j	-3319.1	11726.0	-0.9591
TERMINAL TOTAL		. 30336.8	+j	-8630.0	31540.4	-0.9618
N4	1	-5507.3	+j	5241.5	7602.9	-0.7244
N4	2	-7118.7	+j	10781.1	12919.3	-0.5510
N4	3	-8167.1	+j	12368.8	14821.9	-0.5510
TERMINAL TOTAL		-.20793.0	+j	28391.4	35191.2	-0.5909
ELEMENT = "Capacitor.CAP1"						
N4	1	0.0	+j	-8067.1	8067.1	1.0000
N4	2	0.0	+j	-14594.1	14594.1	1.0000
N4	3	0.0	+j	-16743.3	16743.3	-0.0000
TERMINAL TOTAL		.	0.0 +j	-39404.5	39404.5	-0.0000
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		.	0.0 +j	0.0	0.0	1.0000

=====

Power Conversion Elements

Bus	Phase	kW	+j	kvar	kVA	PF
ELEMENT = "Load.LOAD1"						
N4	1	1327.4	+j	642.9	1474.8	0.9000
N4	2	1999.2	+j	968.2	2221.3	0.9000
N4	3	2293.6	+j	1110.8	2548.4	0.9000
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		.	5620.1	+j 2721.9	6244.5	0.9000
ELEMENT = "Load.LOAD2"						
N4	1	1669.6	+j	946.2	1919.1	0.8700
N4	2	3020.4	+j	1711.7	3471.7	0.8700
N4	3	3465.3	+j	1963.7	3983.0	0.8700
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		.	8155.3	+j 4621.7	9373.8	0.8700
ELEMENT = "Load.LOAD3"						
N4	1	1271.5	+j	686.3	1444.8	0.8800
N4	2	2099.1	+j	1133.0	2385.4	0.8800
N4	3	2408.3	+j	1299.8	2736.6	0.8800
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		.	5778.9	+j 3119.0	6566.9	0.8800
ELEMENT = "Load.SP"						
N4	1	510.3	+j	1266.6	1365.5	0.3737
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		.	510.3	+j 1266.6	1365.5	0.3737
ELEMENT = "Load.SZ"						
N4	1	115.2	+j	1904.8	1908.3	0.0604
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		.	115.2	+j 1904.8	1908.3	0.0604
ELEMENT = "Load.SI"						
N4	1	613.3	+j	-2621.1	2691.9	-0.2278
N4	0	0.0	+j	0.0	0.0	1.0000
TERMINAL TOTAL		.	613.3	+j -2621.1	2691.9	-0.2278
Total Circuit Losses = 12277.7 +j 32803.1						

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 17 apresenta as correntes dos elementos do circuito no cenário com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico, evidenciando as alterações nos níveis de corrente em relação à condição sem essa carga.

Figura 17: Correntes dos elementos do circuito

(Currents into element from indicated bus)

Power Delivery Elements

Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
ELEMENT = "Vsource.SOURCE"						
SOURCEBUS	1	1398.3 / _	177.5 =	-1397	+j	60.341
SOURCEBUS	2	1730.6 / _	54.7 =	1000.5	+j	1412.1
SOURCEBUS	3	1524.9 / _	-74.9 =	396.53	+j	-1472.5

SOURCEBUS	0	1398.3 / _	-2.5 =	1397	+j	-60.341
SOURCEBUS	0	1730.6 / _	-125.3 =	-1000.5	+j	-1412.1
SOURCEBUS	0	1524.9 / _	105.1 =	-396.53	+j	1472.5
ELEMENT = "Line.LINE1"						
SOURCEBUS	1	1398.3 / _	-2.5 =	1397	+j	-60.341
SOURCEBUS	2	1730.6 / _	-125.3 =	-1000.5	+j	-1412.1
SOURCEBUS	3	1524.9 / _	105.1 =	-396.53	+j	1472.5
SOURCEBUS	Resid	0.0013157 / _	13.2 =	0.0012809	+j	0.00030041

N2	1	1398.3 / _	177.5 =	-1397	+j	60.36
N2	2	1730.6 / _	54.7 =	1000.5	+j	1412.1
N2	3	1524.9 / _	-74.9 =	396.51	+j	-1472.5
N2	Resid	6.4112E-007 / _	97.3 =	-8.2003E-008	+j	6.3585E-007
ELEMENT = "Transformer.T1"						
N2	1	1398.3 / _	-2.5 =	1397	+j	-60.36
N2	2	1730.6 / _	-125.3 =	-1000.5	+j	-1412.1
N2	3	1524.9 / _	105.1 =	-396.51	+j	1472.5
N2	0	0 / _	0.0 =	0	+j	0
N2	Resid	6.4111E-007 / _	-82.7 =	8.2009E-008	+j	-6.3585E-007

N3	1	3847.6 / _	139.3 =	-2916.6	+j	2509.6
N3	2	4861 / _	26.9 =	4336.6	+j	2196.2
N3	3	5206.7 / _	-99.5 =	-857.88	+j	-5135.5
N3	0	707.62 / _	142.6 =	-562.18	+j	429.75
N3	Resid	2.1522E-005 / _	133.1 =	-1.4717E-005	+j	1.5703E-005
ELEMENT = "Line.LINE2"						
N3	1	3847.6 / _	-40.7 =	2916.6	+j	-2509.6
N3	2	4861 / _	-153.1 =	-4336.6	+j	-2196.2
N3	3	5206.7 / _	80.5 =	857.88	+j	5135.5
N3	Resid	707.62 / _	-37.4 =	562.18	+j	-429.75

N4	1	3847.6 / _	139.3 =	-2916.6	+j	2509.6
N4	2	4861 / _	26.9 =	4336.6	+j	2196.2
N4	3	5206.7 / _	-99.5 =	-857.89	+j	-5135.5
N4	Resid	707.62 / _	142.6 =	-562.18	+j	429.75
ELEMENT = "Capacitor.CAP1"						
N4	1	4082.6 / _	5.7 =	4062.4	+j	405.88
N4	2	5491.2 / _	-119.7 =	-2721	+j	-4769.6
N4	3	5881.6 / _	114.0 =	-2387.9	+j	5375.1
N4	Resid	1455.4 / _	-44.0 =	1046.5	+j	-1011.4

N4	0	4082.6 / _	-174.3 =	-4062.4	+j	-405.88
N4	0	5491.2 / _	60.3 =	2721	+j	4769.6
N4	0	5881.6 / _	-66.0 =	2387.9	+j	-5375.1
N4	Resid	1455.4 / _	136.0 =	-1046.5	+j	1011.4
=====						

Power Conversion Elements

Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
ELEMENT = "Load.LOAD1"						
N4	1	746.39 / _	-110.1 =	-256.95	+j	-700.76
N4	2	835.79 / _	124.5 =	-472.84	+j	689.18
N4	3	895.21 / _	-1.9 =	894.73	+j	-29.479
N4	0	169.97 / _	166.0 =	-164.93	+j	41.065
ELEMENT = "Load.LOAD2"						
N4	1	971.21 / _	-113.8 =	-392.49	+j	-888.37
N4	2	1306.3 / _	120.8 =	-667.97	+j	1122.6
N4	3	1399.2 / _	-5.6 =	1392.5	+j	-136.21
N4	0	346.2 / _	-163.6 =	-332.04	+j	-97.999
ELEMENT = "Load.LOAD3"						
N4	1	731.2 / _	-112.7 =	-281.62	+j	-674.8
N4	2	897.52 / _	121.9 =	-474.79	+j	761.65
N4	3	961.34 / _	-4.4 =	958.5	+j	-73.799
N4	0	202.51 / _	-176.3 =	-202.09	+j	-13.059
ELEMENT = "Load.SP"						
N4	1	691.06 / _	-152.3 =	-612.14	+j	-320.7
N4	0	691.06 / _	27.7 =	612.14	+j	320.7
ELEMENT = "Load.SZ"						
N4	1	965.75 / _	-170.8 =	-953.41	+j	-153.86
N4	0	965.75 / _	9.2 =	953.41	+j	153.86
ELEMENT = "Load.SI"						
N4	1	1362.3 / _	-7.5 =	1350.8	+j	-176.98
N4	0	1362.3 / _	172.5 =	-1350.8	+j	176.98

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 18 apresenta as tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e por nó do sistema no cenário com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico. A partir dessa representação, é possível analisar as variações nos níveis de tensão ao longo da rede, evidenciando possíveis quedas ou desvios em relação aos valores nominais.

Figura 18: Tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e nó

LINE-GROUND and LINE-LINE VOLTAGES BY BUS & NODE									
Bus	Node	VLN (kV)	Angle	pu	Base kV	Node-Node	VLL (kV)	Angle	pu
SOURCEBUS	1	7.1992 / _	0.0	0.99996	12.470	1-2	12.469 / _	30.0	0.99996
-	2	7.1991 / _	-120.0	0.99994	12.470	2-3	12.469 / _	-90.0	0.99992
-	3	7.199 / _	120.0	0.99992	12.470	3-1	12.469 / _	150.0	0.99994
N2	 1	6.9681 / _	-2.6	0.96786	12.470	1-2	12.128 / _	27.3	0.97258
-	2	7.0057 / _	-123.0	0.97307	12.470	2-3	12.072 / _	-93.0	0.96811
-	3	6.9579 / _	117.3	0.96643	12.470	3-1	12.054 / _	147.4	0.96666
N3	 1	2.2137 / _	-49.5	0.9217	4.160	1-2	4.0294 / _	-20.7	0.96861
-	2	2.3452 / _	-173.7	0.97646	4.160	2-3	4.0253 / _	-145.5	0.96762
-	3	2.2521 / _	64.1	0.93769	4.160	3-1	3.7368 / _	97.0	0.89827
N4	 1	1.976 / _	-84.3	0.82272	4.160	1-2	4.1296 / _	-52.7	0.9927
-	2	2.6577 / _	150.3	1.1066	4.160	2-3	4.9127 / _	178.1	1.1809
-	3	2.8467 / _	24.0	1.1853	4.160	3-1	3.9409 / _	52.4	0.94734

Fonte: Aatoria Própria (2026).

ANEXO III

São apresentadas as simulações realizadas com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico, associada a uma fonte de tensão que simula a geração fotovoltaica (GD1). Esse cenário permite analisar o comportamento do sistema elétrico diante da inserção simultânea de uma nova carga e de uma fonte de geração distribuída, evidenciando seus impactos sobre o fluxo de potência, os níveis de tensão e as correntes nos elementos do circuito.

A Figura 19 apresenta o relatório de sobrecarga do elemento de fornecimento de energia no cenário com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico associada à geração fotovoltaica.

Figura 19: Relatório de sobrecarga do elemento de fornecimento de energia

Power Delivery Element Overload Report

SYMMETRICAL COMPONENT CURRENTS BY CIRCUIT ELEMENT

Element	Term	I1	IOver	%Normal	%Emerg	I2	%I2/I1	I0	%I0/I1
"Line.LINE1"	1	849.6	358.61	167.7	111.8	67.0	7.9	0.0	0.0
"Transformer.T1"	1	849.6	583.04	290.8	213.3	67.0	7.9	0.0	0.0
"Line.LINE2"	1	2842.3	2474.91	567.0	378.0	197.5	6.9	151.5	5.3

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 20 apresenta o fluxo de potência do elemento do circuito no cenário com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico associada à geração fotovoltaica.

Figura 20: Fluxo de potência do elemento do circuito

```

CIRCUIT ELEMENT CURRENTS

(Currents into element from indicated bus)

Power Delivery Elements

  Bus      Phase      Magnitude, A      Angle      (Real)  +j  (Imag)

ELEMENT = "Vsource.SOURCE"
SOURCEBUS  1          782.76 /_ 175.2 =      -780 +j      65.633
SOURCEBUS  2          881.16 /_  59.4 =      448.14 +j      758.69
SOURCEBUS  3          888.61 /_ -68.1 =      331.86 +j     -824.32
-----
SOURCEBUS  0          782.76 /_ -4.8 =       780 +j     -65.633
SOURCEBUS  0          881.16 /_ -120.6 =    -448.14 +j     -758.69
SOURCEBUS  0          888.61 /_ 111.9 =    -331.86 +j      824.32

ELEMENT = "Line.LINE1"
SOURCEBUS  1          782.76 /_ -4.8 =       780 +j     -65.633
SOURCEBUS  2          881.16 /_ -120.6 =    -448.14 +j     -758.69
SOURCEBUS  3          888.61 /_ 111.9 =    -331.86 +j      824.32
SOURCEBUS  Resid      0.0013246 /_ 13.2 =  0.0012895 +j  0.00030288
-----
N2          1          782.76 /_ 175.2 =      -780 +j      65.652
N2          2          881.16 /_  59.4 =      448.16 +j      758.68
N2          3          888.62 /_ -68.1 =      331.84 +j     -824.33
N2          Resid      3.729E-007 /_ 105.8 = -1.0155E-007 +j  3.5881E-007

ELEMENT = "Transformer.T1"
N2          1          782.76 /_ -4.8 =       780 +j     -65.652
N2          2          881.16 /_ -120.6 =    -448.16 +j     -758.68
N2          3          888.62 /_ 111.9 =    -331.84 +j      824.33
N2          0           0 /_  0.0 =         0 +j         0
N2          Resid      3.729E-007 /_ -74.2 =  1.0155E-007 +j -3.588E-007
-----
N3          1          2356.3 /_ 138.7 =    -1770.6 +j     1554.6
N3          2          2582.2 /_  28.0 =     2279.1 +j     1213.8
N3          3          2725.7 /_ -91.0 =     -47.684 +j     -2725.3
N3          0          462.86 /_ -174.7 =    -460.85 +j     -43.147
N3          Resid      1.4077E-005 /_ 175.9 = -1.4041E-005 +j  1.0098E-006

ELEMENT = "Line.LINE2"
N3          1          2675.3 /_ -44.6 =     1905.2 +j    -1878.2
N3          2          2869.8 /_ -156.1 =    -2623.2 +j    -1163.8
N3          3          3004.9 /_  84.9 =       266.1 +j     2993.1
N3          Resid      454.54 /_  6.2 =       451.9 +j      48.954
-----
N4          1          2675.3 /_ 135.4 =    -1905.2 +j     1878.2
N4          2          2869.8 /_  23.9 =     2623.2 +j     1163.8
N4          3          3004.9 /_ -95.1 =    -266.11 +j    -2993.1
N4          Resid      454.54 /_ -173.8 =    -451.9 +j     -48.955

ELEMENT = "Capacitor.CAP1"
N4          1          2215.9 /_  25.1 =     2006.6 +j      940.07
N4          2          2779.4 /_ -96.8 =    -326.87 +j    -2760.1
N4          3          2977.4 /_ 142.1 =    -2349.9 +j     1828.3
N4          Resid      670.23 /_ -0.7 =       670.18 +j     -8.2878
-----
N4          0          2215.9 /_ -154.9 =    -2006.6 +j    -940.07
N4          0          2779.4 /_  83.2 =       326.87 +j     2760.1
N4          0          2977.4 /_ -37.9 =     2349.9 +j    -1828.3

```

Power Conversion Elements

Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
ELEMENT = "Load.LOAD1"						
N4	1	666.11 / _	-90.7 =	-8.5826	+j	-666.05
N4	2	859.68 / _	147.4 =	-724.27	+j	463.12
N4	3	832.66 / _	26.3 =	746.64	+j	368.58
N4	0	166.22 / _	-94.8 =	-13.78	+j	-165.65
ELEMENT = "Load.LOAD2"						
N4	1	878.54 / _	-94.4 =	-67.977	+j	-875.9
N4	2	1102 / _	143.7 =	-888.18	+j	652.32
N4	3	1180.6 / _	22.6 =	1090.1	+j	453.19
N4	0	265.83 / _	-120.3 =	-133.96	+j	-229.61
ELEMENT = "Load.LOAD3"						
N4	1	656.92 / _	-93.3 =	-37.288	+j	-655.86
N4	2	836.04 / _	144.9 =	-683.91	+j	480.86
N4	3	851.64 / _	23.8 =	779.47	+j	343.1
N4	0	177.92 / _	-109.1 =	-58.275	+j	-168.11
ELEMENT = "Load.LOAD4"						
N3	1	350.45 / _	112.6 =	-134.56	+j	323.58
N3	2	347.64 / _	-8.3 =	344.04	+j	-49.934
N3	3	345.62 / _	-129.2 =	-218.43	+j	-267.84
N3	0	10.666 / _	-33.0 =	8.9478	+j	-5.8056
ELEMENT = "Load.SP"						
N4	1	625.12 / _	-133.0 =	-425.94	+j	-457.55
N4	0	625.12 / _	47.0 =	425.94	+j	457.55
ELEMENT = "Load.SZ"						
N4	1	873.6 / _	-151.4 =	-767.25	+j	-417.72
N4	0	873.6 / _	28.6 =	767.25	+j	417.72
ELEMENT = "Load.SI"						
N4	1	1232.3 / _	11.9 =	1205.7	+j	254.82
N4	0	1232.3 / _	-168.1 =	-1205.7	+j	-254.82

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 21 apresenta as correntes dos elementos do circuito no cenário com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico associada à geração fotovoltaica.

Figura 21: Correntes dos elementos do circuito

```

(Currents into element from indicated bus)

Power Delivery Elements

  Bus      Phase      Magnitude, A      Angle      (Real)      +j      (Imag)

ELEMENT = "Vsource.SOURCE"
SOURCEBUS  1          782.76 / _      175.2 =      -780 +j      65.633
SOURCEBUS  2          881.16 / _      59.4 =      448.14 +j      758.69
SOURCEBUS  3          888.61 / _     -68.1 =      331.86 +j     -824.32
-----
SOURCEBUS  0          782.76 / _     -4.8 =       780 +j     -65.633
SOURCEBUS  0          881.16 / _    -120.6 =     -448.14 +j     -758.69
SOURCEBUS  0          888.61 / _     111.9 =     -331.86 +j      824.32

ELEMENT = "Line.LINE1"
SOURCEBUS  1          782.76 / _     -4.8 =       780 +j     -65.633
SOURCEBUS  2          881.16 / _    -120.6 =     -448.14 +j     -758.69
SOURCEBUS  3          888.61 / _     111.9 =     -331.86 +j      824.32
SOURCEBUS  Resid      0.0013246 / _     13.2 =     0.0012895 +j  0.00030288
-----
N2          1          782.76 / _      175.2 =      -780 +j      65.652
N2          2          881.16 / _      59.4 =      448.16 +j      758.68
N2          3          888.62 / _     -68.1 =      331.84 +j     -824.33
N2          Resid      3.729E-007 / _     105.8 =     -1.0155E-007 +j  3.5881E-007

ELEMENT = "Transformer.T1"
N2          1          782.76 / _     -4.8 =       780 +j     -65.652
N2          2          881.16 / _    -120.6 =     -448.16 +j     -758.68
N2          3          888.62 / _     111.9 =     -331.84 +j      824.33
N2          0           0 / _           0.0 =           0 +j           0
N2          Resid      3.729E-007 / _    -74.2 =     1.0155E-007 +j -3.588E-007
-----
N3          1          2356.3 / _     138.7 =     -1770.6 +j      1554.6
N3          2          2582.2 / _      28.0 =     2279.1 +j      1213.8
N3          3          2725.7 / _    -91.0 =     -47.684 +j     -2725.3
N3          0          462.86 / _   -174.7 =     -460.85 +j     -43.147
N3          Resid      1.4077E-005 / _     175.9 =     -1.4041E-005 +j  1.0098E-006

ELEMENT = "Line.LINE2"
N3          1          2675.3 / _    -44.6 =     1905.2 +j     -1878.2
N3          2          2869.8 / _   -156.1 =     -2623.2 +j     -1163.8
N3          3          3004.9 / _      84.9 =       266.1 +j      2993.1
N3          Resid      454.54 / _       6.2 =       451.9 +j      48.954
-----
N4          1          2675.3 / _     135.4 =     -1905.2 +j      1878.2
N4          2          2869.8 / _      23.9 =     2623.2 +j      1163.8
N4          3          3004.9 / _    -95.1 =     -266.11 +j     -2993.1
N4          Resid      454.54 / _   -173.8 =     -451.9 +j     -48.955

ELEMENT = "Capacitor.CAP1"
N4          1          2215.9 / _      25.1 =     2006.6 +j      940.07
N4          2          2779.4 / _    -96.8 =     -326.87 +j     -2760.1
N4          3          2977.4 / _     142.1 =     -2349.9 +j      1828.3
N4          Resid      670.23 / _     -0.7 =       670.18 +j     -8.2878
-----
N4          0          2215.9 / _   -154.9 =     -2006.6 +j     -940.07
N4          0          2779.4 / _      83.2 =     326.87 +j      2760.1
N4          0          2977.4 / _    -37.9 =     2349.9 +j     -1828.3
N4          Resid      670.23 / _     179.3 =     -670.18 +j      8.2878

```

Power Conversion Elements

	Bus	Phase	Magnitude, A	Angle	(Real)	+j	(Imag)
ELEMENT = "Load.LOAD1"							
N4		1	666.11 / _	-90.7 =	-8.5826	+j	-666.05
N4		2	859.68 / _	147.4 =	-724.27	+j	463.12
N4		3	832.66 / _	26.3 =	746.64	+j	368.58
N4		0	166.22 / _	-94.8 =	-13.78	+j	-165.65
ELEMENT = "Load.LOAD2"							
N4		1	878.54 / _	-94.4 =	-67.977	+j	-875.9
N4		2	1102 / _	143.7 =	-888.18	+j	652.32
N4		3	1180.6 / _	22.6 =	1090.1	+j	453.19
N4		0	265.83 / _	-120.3 =	-133.96	+j	-229.61
ELEMENT = "Load.LOAD3"							
N4		1	656.92 / _	-93.3 =	-37.288	+j	-655.86
N4		2	836.04 / _	144.9 =	-683.91	+j	480.86
N4		3	851.64 / _	23.8 =	779.47	+j	343.1
N4		0	177.92 / _	-109.1 =	-58.275	+j	-168.11
ELEMENT = "Load.LOAD4"							
N3		1	350.45 / _	112.6 =	-134.56	+j	323.58
N3		2	347.64 / _	-8.3 =	344.04	+j	-49.934
N3		3	345.62 / _	-129.2 =	-218.43	+j	-267.84
N3		0	10.666 / _	-33.0 =	8.9478	+j	-5.8056
ELEMENT = "Load.SP"							
N4		1	625.12 / _	-133.0 =	-425.94	+j	-457.55
N4		0	625.12 / _	47.0 =	425.94	+j	457.55
ELEMENT = "Load.SZ"							
N4		1	873.6 / _	-151.4 =	-767.25	+j	-417.72
N4		0	873.6 / _	28.6 =	767.25	+j	417.72
ELEMENT = "Load.SI"							
N4		1	1232.3 / _	11.9 =	1205.7	+j	254.82
N4		0	1232.3 / _	-168.1 =	-1205.7	+j	-254.82

Fonte: Autoria Própria (2026).

A Figura 22 apresenta as tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e por nó do sistema no cenário com a presença da carga do tipo ZIP referente ao carro elétrico associada à geração fotovoltaica.

Figura 22: Tensões fase-neutro e fase-fase por barramento e nó

LINE-GROUND and LINE-LINE VOLTAGES BY BUS & NODE

Bus	Node	VLN (kV)	Angle	pu	Base kV	Node-Node	VLL (kV)	Angle	pu
SOURCEBUS	1	7.1994 / _	0.0	0.99997	12.470	1-2	12.47 / _	30.0	0.99998
-	2	7.1994 / _	-120.0	0.99998	12.470	2-3	12.47 / _	-90.0	0.99997
-	3	7.1993 / _	120.0	0.99996	12.470	3-1	12.47 / _	150.0	0.99997
N2	 1	7.0614 / _	-1.4	0.98081	12.470	1-2	12.289 / _	28.6	0.98548
-	2	7.1177 / _	-121.6	0.98863	12.470	2-3	12.301 / _	-91.7	0.98643
-	3	7.0796 / _	118.3	0.98333	12.470	3-1	12.231 / _	148.4	0.98087
N3	 1	2.2543 / _	-41.6	0.93861	4.160	1-2	3.9879 / _	-11.5	0.95862
-	2	2.331 / _	-162.4	0.97053	4.160	2-3	4.0683 / _	-132.8	0.97794
-	3	2.3447 / _	76.6	0.97622	4.160	3-1	3.947 / _	106.9	0.9488
N4	 1	1.7875 / _	-64.9	0.74423	4.160	1-2	3.5288 / _	-32.2	0.84826
-	2	2.242 / _	173.2	0.93349	4.160	2-3	4.0451 / _	-156.2	0.97238
-	3	2.4017 / _	52.1	0.99999	4.160	3-1	3.5865 / _	78.5	0.86214

Fonte: Autoria Própria (2026).

REFERÊNCIAS

ABRADEE – Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica. **Posicionamento sobre os desafios da oferta de energia no Brasil**. Brasília, 2025.

AGÊNCIA INTERNACIONAL DE ENERGIA (IEA). **Global EV Outlook 2023: ampliando a transição para a mobilidade elétrica**. Disponível em: <https://www.iea.org>. Acesso em: 25 nov. 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional – PRODIST**. Brasília: ANEEL, 2023. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br>. Acesso em: 24 nov. 2024.

AHMED, Mohamed; KIM, Jae. O papel das redes inteligentes na melhoria da eficiência e confiabilidade energética: um estudo de caso em países em desenvolvimento. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 2022.

CHENG, Lin; LIU, Xia. Impactos do carregamento de veículos elétricos em sistemas de distribuição de energia: uma revisão. **Energy Reports**, v. 7, p. 208-217, 2021. DOI: 10.1016/j.egyr.2021.01.034.

EPRI – Electric Power Research Institute. **OpenDSS – an open-source distribution system simulator**. EPRI Technical Report, 2023. Disponível em: <https://www.epri.com>. Acesso em: 29 jan. 2025.

FINOM. **Veículos elétricos: histórias e seus benefícios**. 2023. Disponível em: <https://www.finom.edu.br>. Acesso em: 30 jan. 2025.

FONTAÍNHAS, Rodrigo Costa. Comparação entre eficiência energética de veículos elétricos e a combustão. **Anais do Congresso Brasileiro de Eficiência Energética**, p. 28-35, 2013.

FONSECA, Gabriel Henrique; GONÇALVES, Bruno Chaves. **Impacto da utilização de carros elétricos em sistemas de distribuição utilizando o software OpenDSS**. Relatório final (PIBIC) – Instituto Federal de Minas Gerais, 2023.

GARCÍA, Roberto; MARTÍNEZ, Daniel. Modelagem matemática e simulação de redes de distribuição usando OpenDSS. **Journal of Electrical Engineering & Technology**, v. 16, p. 415-432, 2021.

HAIDAR, Ahmed. Multistage time-variant electric vehicle load modelling for capturing accurate electric vehicle behaviour and electric vehicle impact on electricity distribution grids. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 9, n. 15, p. 2233–2241, 2015.

KOUTSOUKIS, Nikolaos Charalampos; GEORGILAKIS, Pavlos Stavros. A multistage distribution network planning method considering distributed generation active management and demand response. **IET Renewable Power Generation**, v. 16, n. 1, p. 65–76, 2022.

LIMA, Antônio Augusto et al. Uma revisão dos princípios da conversão fotovoltaica de energia. **Revista Brasileira de Ensino de Física**, v. 42, e20190191, 2020.

MAHMUD, Khandaker; HOSSAIN, Mohammad; POTA, Himanshu Roy. Desafios e soluções para integração de sistemas de armazenamento de energia em baterias em redes de distribuição. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 141, p. 110763, 2022.

MATEUS, José Roberto; SILVA, Thiago Fernandes; PEREIRA, Eduardo. Análise da capacidade de hospedagem de veículos elétricos em redes de distribuição: desafios e estratégias. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, 2022.

MOHAMMAD, Abdullah; ZAMORA, Rodrigo; LIE, Tapan Kumar. Integration of electric vehicles in the distribution network: a review of PV based electric vehicle modelling. **Energies**, v. 13, n. 17, 2020.

MORSTYN, Thomas; MCCULLOCH, Malcolm. Impacto da penetração de veículos elétricos em redes de distribuição e estratégias de mitigação. **Applied Energy**, v. 285, 2021.

NATUREZA. Durabilidade dos veículos elétricos e comparação de quilometragem. **Nature**, v. 596, p. 45-52, 2025. Disponível em: <https://cadenaser.com>. Acesso em: 30 jan. 2025.

NORMAS. As características elétricas dos transformadores para redes aéreas de distribuição. Disponível em: <https://www.normas.com.br/visualizar/artigo-tecnico/5148/as-caracteristicas-eletricas-dos-transformadores-para-redes-aereas-de-distribuicao>

NUNES, Pedro; FARIA, Pedro; VALE, Zita. Impactos da penetração de veículos elétricos nas redes de distribuição: uma revisão abrangente. **Energy Reports**, v. 1, p. 555-571, 2023.

PELEGRI, André Batista; MOURA, Felipe Rodrigues. Impacto da geração distribuída e veículos elétricos no fluxo de potência em sistemas de distribuição. **Revista Brasileira de Energia**, 2022.

PODER360. **Setor elétrico prepara plano emergencial para excesso de energia**. Brasília, 2025. Disponível em: <https://www.poder360.com.br>. Acesso em: 24 nov. 2025.

REIS, Marcos Ferreira. **Análise dos impactos técnicos na inserção de carregadores de veículos elétricos em redes de distribuição utilizando OpenDSS**. Dissertação (Mestrado) – Universidade Federal de Santa Maria, 2023.

ROGERS, Andrew; FERNANDES, Paulo; RAMOS, André. Análise automatizada de redes de distribuição elétrica usando OpenDSS e Python. **IEEE Transactions on Power Systems**, v. 37, p. 145-159, 2022.

SANTOS, André; ALMEIDA, Tiago. Comparações entre eficiência energética de carro elétrico e de combustão. **Revista de Gestão e Mercado**, v. 9, p. 67-85, 2023.

SANTOS, Ricardo; LIMA, Carlos. Geração distribuída e seu impacto na estabilidade de tensão em redes de baixa tensão. **Revista de Engenharia e Ciências Exatas**, v. 2, p. 321-338, 2022.

SEBRAE. **Carros elétricos: desafios e oportunidades no Brasil**. 2024. Disponível em: <https://sebrae.com.br>. Acesso em: 30 jan. 2025.

SILVA, Arthur Oliveira; NEGRETE, Lina Paola García; BRIGATTO, Gelson Antônio Alves. Relevância do modelo de carga ZIP em sistemas de distribuição de energia elétrica. In: **CONGRESSO BRASILEIRO DE AUTOMÁTICA**, 23., 2022, Recife. Anais [...]. Recife: SBA, 2022.

SILVA, João Rodrigues. Impactos técnicos na inserção de carregadores de veículos elétricos plug-in em um alimentador real de distribuição. *Revista Brasileira de Energia*, 2023.

XU, Lei; CHEN, Hao. Modelagem de carga no OpenDSS: características de impedância, corrente e potência constante. **Energy Reports**, v. 6, p. 1295-1305, 2020.

