

MINISTÉRIO DA EDUCAÇÃO
UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ENGENHARIA DE ENERGIA

**IMPACTOS DA CONEXÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
EM UMA REDE DE BAIXA TENSÃO**

por

EVELISE DE GODOY ANTUNES

Monografia apresentada à Comissão de Graduação do Curso de Engenharia de Energia da Escola de Engenharia da Universidade Federal do Rio Grande do Sul, como parte dos requisitos para a obtenção do diploma de Bacharela em Engenharia de Energia.

Porto Alegre, dezembro 2019



UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
ESCOLA DE ENGENHARIA
ENGENHARIA DE ENERGIA

**IMPACTOS DA CONEXÃO DE VEÍCULOS
ELÉTRICOS E SISTEMAS FOTOVOLTAICOS
EM UMA REDE DE BAIXA TENSÃO**

por

EVELISE DE GODOY ANTUNES

ESTA MONOGRAFIA FOI JULGADA ADEQUADA COMO PARTE DOS
REQUISITOS PARA A OBTENÇÃO DO TÍTULO DE
BACHARELA EM ENGENHARIA DE ENERGIA
APROVADA EM SUA FORMA FINAL PELA BANCA EXAMINADORA.

Prof. Dra. Letícia Jenisch Rodrigues
Coordenadora do curso de Engenharia de Energia

Orientador: Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Roberto Chouhy Leborgne, UFRGS
Doutor pela Chalmers University of Technology – Gothemburgo, Suécia

Prof. Dr. Sérgio Luís Haffner, UFRGS
Doutor pela Universidade Estadual de Campinas – Campinas, Brasil

Me. Taís Tavares de Oliveira, Doutoranda PPGEE/UFRGS
Mestre pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil

Porto Alegre, 11 de dezembro de 2019.

CIP – CATALOGAÇÃO NA PUBLICAÇÃO

de Godoy Antunes, Evelise

Impactos da conexão de veículos elétricos e sistemas fotovoltaicos em uma rede de baixa tensão / Evelise de Godoy Antunes. – Porto Alegre: Escola de Engenharia da UFRGS, 2019.

24 f.: il.

Projeto de Graduação – Universidade Federal do Rio Grande do Sul. Engenharia de Energia, Porto Alegre, BR-RS, 2019. Orientador: Roberto Chouhy Leborgne.

1. Veículos Elétricos. 2. Energia Solar Fotovoltaica. 3. Redes de Baixa Tensão. 4. Qualidade de Energia Elétrica. I. Chouhy Leborgne, Roberto. II. Título.

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho aos meus pais, Tania e Gilberto, por todo apoio prestado e garantia de tudo que fosse necessário para que eu pudesse me dedicar exclusivamente aos estudos, e também à minha vó Dercila, uma das mulheres mais fortes que eu conheço e que serve de inspiração para que eu possa enfrentar toda e qualquer dificuldade que surgir em meu caminho.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente aos meus pais, que sempre estiveram ao meu lado, principalmente nos momentos mais difíceis, com as palavras certas nos momentos certos. À toda a minha família, que proporcionou um ambiente agradável para que eu pudesse ser a pessoa que sou hoje.

À todos meus amigos, especialmente os que eu conheci na Engenharia de Energia, por entender e compartilhar os momentos de dificuldade enfrentados no decorrer do curso. Em especial à Maíra, o melhor presente da UFRGS. Obrigada por sua amizade sincera.

À Universidade Federal do Rio Grande do Sul, por fornecer ensino público de qualidade. Aos meus professores e professoras, que compartilharam seus conhecimentos e possibilitaram meu crescimento acadêmico, especialmente meu orientador, Roberto Chouhy Leborgne.

À Taís, por ter acompanhado minha iniciação na pesquisa científica, assim como os outros membros do LASEP.

Ao meu parceiro de vida, Rafael Accácio, que acreditou que eu era capaz quando nem eu mesma acreditava. Obrigada por ter sido minha família durante um dos anos mais difíceis da minha vida e estar ao meu lado independente de qualquer oceano entre nós.

DE GODOY ANTUNES, Evelise. **Impactos da conexão de veículos elétricos e sistemas fotovoltaicos em uma rede de baixa tensão**. 2019. 24 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019

RESUMO

Com o crescimento da utilização de geração distribuída, principalmente causado pelo incentivo ao uso de energia solar fotovoltaica (SFV), e o crescimento da eletrificação dos meios de transporte, como veículos elétricos (VEs), o estudo dos efeitos causados pela adoção dessas tecnologias é uma tendência. A utilização simultânea de geração fotovoltaica distribuída e o carregamento de veículos elétricos tem apresentado benefícios para a rede de distribuição. Tendo isso em vista, este trabalho avalia cenários com horário de carregamento do VE simultâneo ao período de maior geração fotovoltaica e coincidente com o horário de ponta, considerando 20% e 30% de penetração de VE e SFV respectivamente, e cenários com uma penetração alta, de 60% de VE e 90% de SFV. Foram calculados os indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 , de acordo com os regulamentos do Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) e analisada a tensão em regime permanente. O modelo de rede escolhido para análise foi o de baixa tensão do Benchmark C6.04 do CIGRE e a simulação será realizada com programa OpenDSS integrado pela interface COM no Matlab. Os cenários com carregamento de VE à tarde não apresentaram tensões fora da faixa adequada em nenhum momento ou nó. Nos cenários com carregamento de VE à noite, alguns pontos de conexão de carga apresentaram tensões dentro da faixa precária, principalmente os nós mais afastados do transformador. Os casos com inserção de VE na rede, apresentaram redução de DTT nos nós R1 e R11, e DTT_i em todos os nós da rede de baixa tensão, em relação ao caso Base. Os cenários com maiores distorções harmônicas de tensão foram os com alta penetração. Mesmo assim, os limites do PRODIST não foram atingidos.

PALAVRAS-CHAVE: Veículos Elétricos, Energia Solar Fotovoltaica, Redes de Baixa Tensão, Qualidade de Energia Elétrica

DE GODOY ANTUNES, Evelise. **Impactos da conexão de veículos elétricos e sistemas fotovoltaicos em uma rede de baixa tensão**. 2019. 24 folhas. Monografia (Trabalho de Conclusão do Curso em Engenharia de Energia) - Escola de Engenharia, Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Porto Alegre, 2019

ABSTRACT

This work aims to study the impacts of photovoltaic systems (PV) and electric vehicles (EV) connection in low voltage networks, since the growth of these technologies are happening, caused by the transport electrification and governmental incentive policies. Previous studies show that the simultaneous photovoltaic generation and electric vehicles charging can bring benefits to the distribution network. In this line, the purpose of this work is to find the best time to charge the electric vehicle in a low voltage network with decentralized photovoltaic generation for the consumer and for the distribution network. In this work, it was considered two levels of penetration, low (20% of EV and 30% of PV) and high (60% of EV and 90% of PV), and two period of electric vehicle charging, during the day and in the beginning of the night, constituting four scenarios. The indicators calculated to compare the simulations were DTT, DTT_i e DTT_3 , following the regulations of Módulo 8 of Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) and were also analyzed the steady state voltage. The model choose was the low voltage model presented in the CIGRE Benchmark C6.04 and the simulation will be done with the open source software OpenDSS integrated with COM interface in Matlab. The scenarios with EV charging during the day did not show voltages outside the proper range. Some nodes of the system presented voltages in the precarious range, especially the ones at the end of the feeder. The cases with EV connection presented DTT reduction in the R1 and R11 nodes, and DTT_i reduction in all nodes, regarding the Base case. The scenarios with the greatest harmonic distortions were the ones with high level of penetration. Nevertheless the PRODIST limits were not reached.

KEYWORDS: Electric Vehicles, Photovoltaic System, Low Voltage Network

SUMÁRIO

LISTA DE ILUSTRAÇÕES	ix
LISTA DE TABELAS	x
1 INTRODUÇÃO	1
2 FUNDAMENAÇÃO TEÓRICA	3
2.1 Sistema Fotovoltaico	3
2.2 Carregamento de Veículos Elétricos	3
2.3 Variação da Tensão em Regime Permanente	4
2.3.1 Limites	4
2.4 Distorções Harmônicas	4
2.4.1 Indicadores e Limites	5
3 METODOLOGIA E MODELAGEM	7
3.1 Modelo de sistema de distribuição primária (MT)	8
3.2 Modelo de transformador	9
3.3 Modelo de linha	9
3.4 Modelos de cargas	9
3.4.1 Cargas residenciais	9
3.4.2 Sistema fotovoltaico	9
3.4.3 Carregamento de veículos elétricos	9
3.5 Fluxo de potência e harmônicas	9
4 ESTUDO DE CASO	11
4.1 Rede de baixa tensão	11
4.2 Cargas residenciais	12
4.3 Geração fotovoltaica	13
4.4 Carregamento de veículos elétricos	14
4.5 Cenários	15
4.6 Softwares utilizados	15
5 RESULTADOS	16
5.1 Cenário 1: baixa penetração com carregamento de VE à noite	16
5.2 Cenário 2: alta penetração com carregamento de VE à noite	17
5.3 Cenário 3: baixa penetração com carregamento de VE à tarde	19
5.4 Cenário 4: alta penetração com carregamento de VE à tarde	20
6 CONCLUSÃO	22
REFERÊNCIAS	23

LISTA DE ILUSTRAÇÕES

1	Diagrama de blocos de sistema fotovoltaico.	3
2	Fluxograma da metodologia utilizada.	7
3	Circuito equivalente de Thévenin.	8
4	Modelo de carga no modo harmônico.	10
5	Sistema de baixa tensão do Benchmark C6.04 do CIGRE.	11
6	Curva de carga residencial horária.	12
7	Curva horária de geração fotovoltaica.	13
8	Curvas diurna e noturna de carregamento de veículo elétrico.	14
9	Perfil diário de DTT no Cenário 1	16
10	Perfil diário de DTT no Cenário 2	18
11	Perfil diário de DTT no Cenário 3	19
12	Perfil diário de DTT no Cenário 4	21

LISTA DE TABELAS

1	Faixas aplicadas às tensões nominais inferiores a 1 kV.	4
2	Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) para tensões nominais inferiores a 1 kV.	6
3	Dados do sistema de baixa tensão do Benchmark C6.04 do CIGRE.	11
4	Potências nominais do Benchmark C6.04 do CIGRE.	12
5	Espectro harmônico residencial.	13
6	Espectro harmônico para geração fotovoltaica.	14
7	Espectro harmônico de veículos elétricos.	15
8	Potências inseridas para cada nível de penetração penetração.	15
9	Indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 95% do Cenário 1	17
10	Tensões mínimas em regime permanente no Cenário 1	17
11	Indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 95% do Cenário 2	18
12	Tensões mínimas em regime permanente no Cenário 2	19
13	Indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 95% do Cenário 3	20
14	Tensões mínimas em regime permanente no Cenário 3	20
15	Indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 95% do Cenário 4	21
16	Tensões mínimas em regime permanente no Cenário 4	21

1 INTRODUÇÃO

Tem-se observado um crescimento da utilização de geração distribuída (GD) ao longo dos últimos anos, sendo os sistemas fotovoltaicos (SFV) os principais responsáveis por esse aumento, com 76.779 unidades geradoras, que possuem uma potência instalada de 795.954,44 kW (ANEEL, 2018a). Impulsionado pela descarbonização do transporte, houve um crescimento mundial da frota de veículos elétricos (VE), que foi de 55% no primeiro semestre de 2018 (IZO, 2018). Seguindo essa tendência mundial, veículos elétricos já são considerados relevantes dentro da área de recursos energéticos distribuídos. Segundo o Plano Decenal de Expansão de Energia 2026 da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), as taxas de adoção dessas tecnologias são fatores indispensáveis no planejamento da expansão da demanda de energia elétrica, porém existem muitas incertezas associadas (EPE, 2017). Em 2018, foi lançado, por meio de decreto, o programa Rota 2030 - Mobilidade e Logística, que incentiva o uso de veículos elétricos por meio da redução do Imposto sobre Produtos Industrializados (IPI) (G1, 2018). Incentivos como esse podem contribuir para a redução do custo dos veículos elétricos e, assim, aumentar a frota brasileira.

Segundo (GABDULLIN; AZZOPARDI, 2018), o crescimento de conexões de GD provenientes de sistemas fotovoltaicos pode trazer problemas para as concessionárias, principalmente por causa da variação de tensão na vizinhança próxima desses pontos de conexão, em redes de baixa tensão, tanto residenciais quanto comerciais. Isto ocorre porque o pico de geração costuma ocorrer em momentos que a carga é baixa. Utilizando o software OpenDSS, ele percebeu que o uso combinado de SFV e carregamento de VE's pode, em alguns casos, mitigar a variação de tensão, causada pela alta penetração de SFV, em alimentadores considerados curtos (GABDULLIN; AZZOPARDI, 2018).

(MARRA et al., 2013) também avaliou o uso de VE's como forma de mitigar a variação de tensão causada pela alta penetração de geração a partir de SFV, porém considerando que o perfil de consumo é somente residencial. Em seu estudo, o carregamento não controlado de VE's em períodos de alta geração SFV contribuiu para uma melhora do perfil de tensão e, se o carregamento for controlado, tem o benefício de estimular o consumo local, o que diminui a necessidade de reforço da rede.

(TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015) também analisa o comportamento da tensão com a utilização simultânea de VE e FV e concluíram que a combinação certa da penetração de cada um no sistema elétrico pode beneficiá-lo. Ainda acrescentou no estudo a avaliação das distorção harmônica total de tensão (DTT). Em alguns casos a DTT diminuiu e em outros aumentou, sendo afetada pelas fases dos espectros harmônicos dos VE's ou FV. (CEYLAN et al., 2017) também discorre sobre como a penetração de VE e FV altera a distorção de tensão e ressalta que devido aos diferentes perfis harmônicos deles, o uso coordenado pode ser uma solução para evitar o aumento da distorção na rede.

(OLIVEIRA, 2019) pesquisou os efeitos da inserção de SFV e VE em uma rede de baixa tensão com o carregamento dos VE sendo realizado durante o horário de ponta ou de madrugada. Durante a madrugada, período com baixa carga, os níveis de tensão apresentaram melhores resultados do que no caso com carregamento no horário de ponta, assim como o valor de DTT. Percebeu-se também que o nível de penetração de SFV e VE altera as distorções harmônicas resultantes, podendo diminuí-las em relação a um caso base.

Tendo em vista a importância do estudo da inserção de recursos energéticos com epicentro próximo ao consumidor e que a utilização simultânea de SFV e carregamento de VE's pode trazer benefícios para a rede, este trabalho avalia alguns impactos causados em uma rede de baixa tensão. Como premissa, as cargas não podem ser controladas, somente o período de carregamento dos VE's que varia. Os impactos foram avaliados utilizando indicadores de qualidade de energia elétrica do Módulo 8 do Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) (ANEEL, 2018b), sendo eles: nível de tensão de regime permanente e indicadores de distorções harmônicas, distorção harmônica total de tensão (DTT), distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (DTT_i) e distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 (DTT_3).

Os impactos são analisados em uma rede de distribuição de baixa tensão, para compreender os efeitos que ocorrem perto dos pontos de conexão da carga, em relação à variação de tensão e distorções harmônicas. As potências de curto circuito trifásico e monofásico foram diminuídas pela metade em relação às utilizadas por (OLIVEIRA, 2019), com o objetivo de aumentar a impedância do sistema de distribuição primária e verificar se isto resulta em um aumento dos indicadores de distorção harmônica de tensão. São simulados quatro cenários:

1. Cenário 1: baixa penetração com carregamento de VE à noite;
2. Cenário 2: alta penetração com carregamento de VE à noite;
3. Cenário 3: baixa penetração com carregamento de VE à tarde;
4. Cenário 4: alta penetração com carregamento de VE à tarde.

Cada cenário apresenta quatro casos: base, SFV, VE, SFV e VE. Uma descrição mais detalhada das penetrações utilizadas e horários de carregamento de VE são apresentadas na Seção 4.5. Esses cenários e casos foram construídos de forma que se possa ter uma referência para comparação de resultados e observar os efeitos causados pelos sistemas fotovoltaicos e pelos veículos elétricos com diferentes penetrações e diferentes horários de carregamento dos VE's. Será possível analisar também se há influência do horário de carregamento dos VE's nos indicadores considerados.

Para se aproximar mais da realidade do Brasil, que não possui regulamentação sobre a injeção da energia armazenada nas baterias dos veículos elétricos, foi considerado que os veículos são somente consumidores de energia da rede de distribuição.

O modelo de rede escolhido para análise foi o de baixa tensão do Benchmark C6.04 do Conselho Internacional de Grandes Sistemas Elétricos (CIGRÉ - *Conseil International des Grands Réseaux Électriques*) (FORCE, 2014). Por ser um modelo menor, permite uma avaliação mais detalhada do fluxo de potência. O modelo sofrerá alguns ajustes, relativos à inserção de painéis fotovoltaicos e veículos elétricos. Para realizar a simulação, será utilizado o programa *Open Distribution System Simulator* (OpenDSS) pela interface COM no *MATrix LABORatory* (MATLAB).

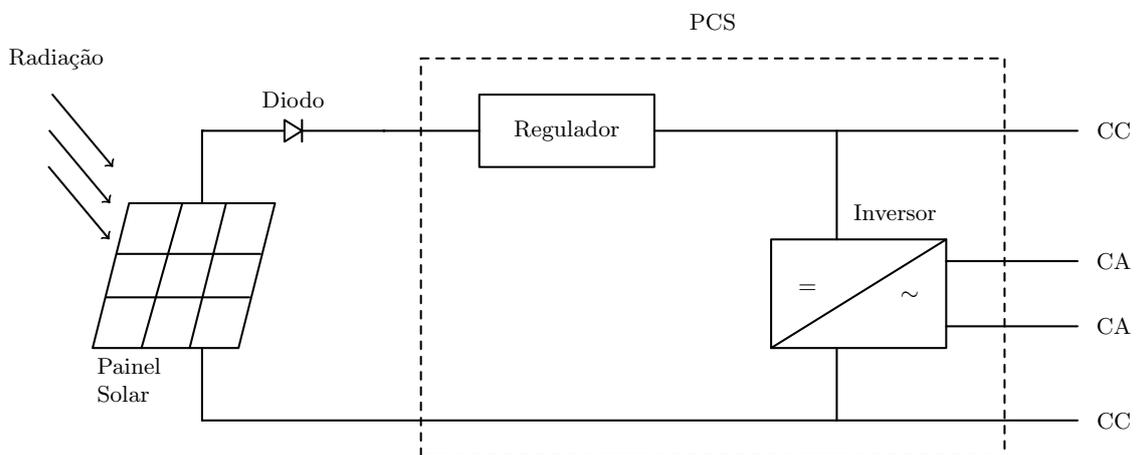
2 FUNDAMENAÇÃO TEÓRICA

2.1 Sistema Fotovoltaico

Um sistema fotovoltaico é um conjunto de módulos fotovoltaicos e outros equipamentos que servem para proteção do sistema, conversão de corrente contínua em alternada e armazenamento de energia. Esses sistemas podem ser autônomos ou conectados à rede elétrica. Os sistemas autônomos não possuem nenhum tipo de conexão à rede elétrica de distribuição, sendo geralmente adotada uma configuração com armazenamento.

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica geralmente não possuem armazenamento, pois toda potência gerada é entregue à rede de distribuição a qual está conectado de forma instantânea. A Figura 1 apresenta um esquema com a representação dos principais equipamentos utilizados neste tipo de configuração.

Figura 1: Diagrama de blocos de sistema fotovoltaico.



Fonte: Adaptada de (REIS, 2011)

O módulo fotovoltaico é uma associação de células fotovoltaicas que são responsáveis pela geração de energia elétrica devido ao efeito fotovoltaico. Os diodos servem como dispositivos de proteção dos módulos, porque evitam a circulação de corrente reversa. O subsistema condicionador de potência (PCS) controla o acionamento/desligamento e o ponto de operação do sistema fotovoltaico, efetuar a proteção do sistema fotovoltaico e controlar a conversão de corrente contínua em alternada. Um dos equipamentos mais importantes do PCS é o inversor, que é o dispositivo que realiza a conversão de corrente propriamente dita (REIS, 2011).

2.2 Carregamento de Veículos Elétricos

A curva de carregamento de um veículo elétrico não é constante e ela varia conforme o tipo de bateria utilizada e o estado de carga (SOC - *State Of Charge*) da mesma. Esse carregamento pode ser aproximado por patamares, como comumente se faz com curvas de carga. Os dois tipos de bateria mais utilizados em VE são a de chumbo-ácido e de íons de lítio.

A bateria de íons de lítio necessita de um carregamento com potência constante durante quase todo o tempo. Somente quando o SOC está próximo de 90% que o nível de potência diminui (COLLIN et al., 2011). Neste trabalho é utilizada uma curva de carregamento baseada neste comportamento e ela é apresentada na Seção 4.4.

2.3 Variação da Tensão em Regime Permanente

Quando ocorre uma variação de tensão que dura mais de 1 minuto, ela é classificada como Variação da Tensão em Regime Permanente. Essas variações são causadas pela variação de carga no sistema e são classificadas como sobretensões e subtensões (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 1996).

As sobretensões são causadas quando há desligamento de cargas, acionamento de bancos de capacitores ou aumento da geração de energia. Ocorre subtensão quando aumenta a inserção de carga ou são desligados bancos de capacitores, por exemplo, o que aumenta a impedância do sistema.

2.3.1 Limites

O Módulo 8 do PRODIST estabelece os limites referentes à qualidade de energia de sistemas de distribuição do Brasil. A tensão em regime permanente pode ser classificada em três faixas: adequada, precária e crítica. A Tabela 1 apresenta os limites dessas faixa para sistemas com tensão nominal inferior a 1 kV.

Tabela 1: Faixas aplicadas às tensões nominais inferiores a 1 kV.

Tensão de atendimento	Faixa de Variação da Tensão em Regime Permanente (V_{rms})
Adequada	$0,92 pu \leq V_{rms} \leq 1,05 pu$ $0,87 pu \leq V_{rms} < 0,92 pu$
Precária	ou $1,05 pu < V_{rms} \leq 1,06 pu$
Crítica	$V_{rms} < 0,87 pu$ ou $V_{rms} > 1,06 pu$

Fonte: adaptado de (ANEEL, 2018b)

2.4 Distorções Harmônicas

Distorções harmônicas são causadas por cargas não lineares presentes nos sistemas de transmissão e distribuição. Geralmente essas cargas são modeladas como diversas fontes de corrente, uma para cada ordem harmônica. Quando a corrente com distorção harmônica é injetada no sistema e passa por uma impedância, causa uma queda de tensão referente a cada ordem harmônica. A soma destas quedas de tensão resulta na forma de onda de tensão com distorções harmônicas (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 1996).

Como visto nas seções anteriores, os circuitos internos dos sistemas fotovoltaicos e dos veículos elétricos são alimentados com corrente contínua. Porém a rede na qual eles são conectados foi "consagrada" com transmissão em corrente alternada. Portanto, para realizar a conexão com a rede é necessária uma interface de conversão, que em ambos casos é construída com equipamentos de eletrônica de potência. No caso dos sistemas fotovoltaicos são utilizados conversores CC/CA, chamados de inversores, para converter a potência gerada e conectar-se à rede. No caso do carregamento de veículos elétricos é necessário fazer a conversão de CA para CC e são utilizados retificadores no sistema de carregamento dos VEs.

Inversores e retificadores são componentes não lineares, porque a corrente não é linear em relação à tensão, o que causa distorções harmônicas (DUGAN; MCGRANAGHAN; BEATY, 1996). Como as distorções harmônicas causadas na rede se tornaram uma preocupação

dos atores do sistema elétrico de potência, foram sendo criadas tecnologias de conversão que injetassem menos harmônicas, como por exemplo Modulação por Largura de Pulso (PWM - Pulse Width Modulation) que constrói uma curva com a forma mais próxima de uma senoide.

2.4.1 Indicadores e Limites

Segundo o PRODIST (ANEEL, 2018b), as distorções harmônicas de tensão podem ser avaliadas pelos indicadores DTT, DTT_p , DTT_i e DTT_3 .

- a) *Distorção harmônica individual de tensão de ordem h (DIT_h)*: é definida como a razão percentual entre a tensão harmônica de ordem h (V_h) e a tensão fundamental (V_1), sendo escrita como

$$DIT_h = \frac{V_h}{V_1} 100[\%]. \quad (1)$$

- b) *Distorção harmônica total de tensão (DTT)*: é definido por

$$DTT = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hmax} V_h^2}}{V_1} 100[\%], \quad (2)$$

onde $hmax$ é a máxima ordem harmônica, V_h é a tensão harmônica de ordem h , sendo h todas as ordens harmônicas de 2 até $hmax$, e V_1 é a tensão fundamental.

- c) *Distorção harmônica total de tensão para as componentes pares não múltiplas de 3 (DTT_p)*: é obtido de forma similar ao DTT, porém somente são consideradas no somatório as ordens harmônicas múltiplas de 3, e é dado por

$$DTT_p = \frac{\sqrt{\sum_{h=2}^{hp} V_h^2}}{V_1} 100[\%], \quad (3)$$

onde hp é a máxima ordem harmônica par não múltipla de 3 e h são todas ordens harmônicas pares não múltiplas de 3 até hp .

- d) *Distorção harmônica total de tensão para as componentes ímpares não múltiplas de 3 (DTT_i)*: é obtido de forma similar ao DTT, porém somente são consideradas no somatório as ordens harmônicas múltiplas de 3, e é dado por

$$DTT_i = \frac{\sqrt{\sum_{h=5}^{hi} V_h^2}}{V_1} 100[\%], \quad (4)$$

onde hi é a máxima ordem harmônica ímpar não múltipla de 3 e h são todas ordens harmônicas ímpares não múltiplas de 3 até hi .

- e) *Distorção harmônica total de tensão para as componentes múltiplas de 3 (DTT_3)*: é obtido de forma similar ao DTT, porém somente são consideradas no somatório as ordens harmônicas múltiplas de 3, e é dado por

$$DTT_3 = \frac{\sqrt{\sum_{h=3}^{h3} V_h^2}}{V_1} 100[\%], \quad (5)$$

onde $h3$ é a máxima ordem harmônica múltipla de 3 e h são todas ordens harmônicas múltiplas de 3 até $h3$.

Os limites das distorções harmônicas totais são estabelecidos no Módulo 8 do PRO-DIST (ANEEL, 2018b) e variam conforme o nível de tensão. Os limites para o nível de tensão utilizado neste trabalho, inferior a 1000 V, são apresentados na Tabela 2. Como no caso de tensão em regime permanente, para avaliar se as distorções harmônicas estão dentro dos limites são necessárias 1008 leituras válidas e os valores dos indicadores 95% representam o valor máximo que ocorreu em 95% das leituras realizadas.

Tabela 2: Limites das distorções harmônicas totais (em % da tensão fundamental) para tensões nominais inferiores a 1 kV.

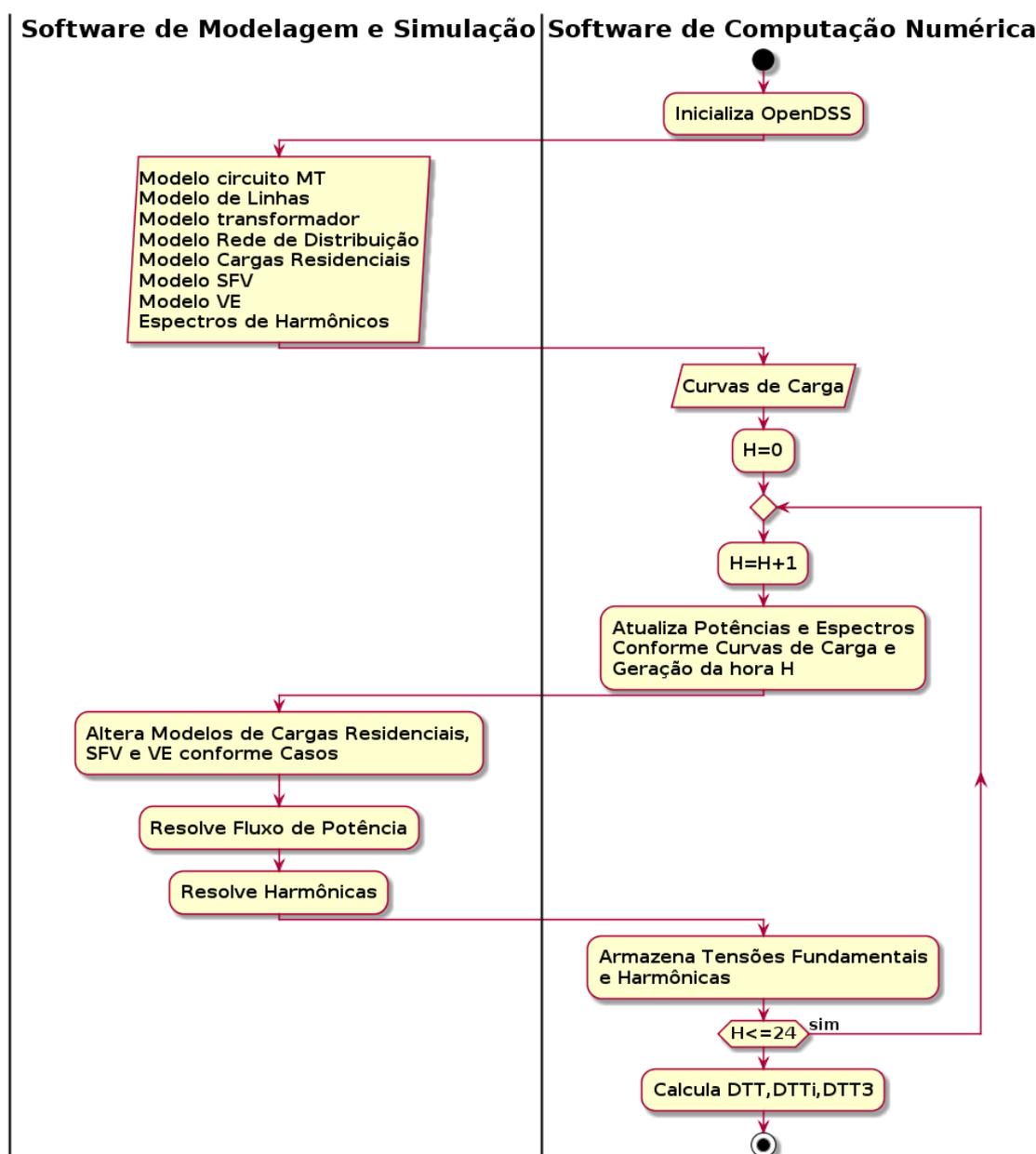
Indicador	Limite
$DTT_{95\%}$	10%
$DTT_p_{95\%}$	2,5%
$DTT_i_{95\%}$	7,5%
$DTT_3_{95\%}$	6,5%

Fonte: Adaptado de (ANEEL, 2018b)

3 METODOLOGIA E MODELAGEM

A metodologia proposta foi construída de modo que fosse possível modelar e simular uma rede de baixa tensão e avaliar os indicadores de distorção harmônica e níveis de tensão. Para isso, foram utilizados dois *softwares*: um de computação numérica e outro de modelagem e simulação de sistemas de distribuição. O software de computação numérica é capaz de controlar o de modelagem e simulação por meio de uma interface COM (*Component Object Model*), possibilitando a manipulação dos dados de entrada e saída da simulação. Isto simplifica os cálculos dos indicadores e a avaliação dos mesmos.

Figura 2: Fluxograma da metodologia utilizada.



Fonte: A AUTORA

A Figura 2 apresenta o fluxograma da metodologia utilizada, com a indicação do *software* responsável pela execução de cada etapa. As entradas no *software* de modelagem e simulação são o modelo de sistema de distribuição primária, das linhas, do transformador MT/BT, da rede de distribuição secundária (BT) e os modelos de cargas residenciais, de SFV e carregamento de VE, os quais são apresentados nas seções a seguir. Nos modelos das cargas (residenciais e VE) e geração (SFV) são inseridos espectros harmônicos característicos para cada tipo.

No *software* de computação numérica são inseridas as curvas de carga, as quais representam a variação horária da potência utilizada ou gerada ao longo de um dia. Estas curvas permitem atualizar os valores de potência e espectro para cada hora do dia e alterar os modelos das cargas residenciais, SFV e VE.

Então, é possível resolver o fluxo de potência para cada hora do dia, assim como obter as tensões harmônicas. Os resultados de tensões fundamentais e harmônicas obtidos são armazenados em uma matriz a cada iteração.

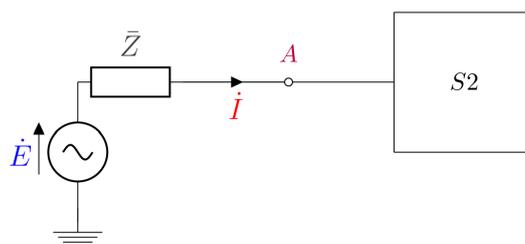
Os níveis de tensão de cada nó da rede de BT e os indicadores de distorção harmônica de tensão são a saída. Após serem simuladas as 24 horas do dia, são calculados os indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 , conforme as equações (2), (4) e (5), respectivamente. Como foi simulado apenas com o comportamento de um dia útil, os percentis 95% destes indicadores não foram calculados conforme o PRODIST, que estabelece que as medições devem ocorrer durante uma semana.

As seções a seguir também apresentam o algoritmo utilizado pelo *software* de modelagem e simulação na solução do fluxo de potência e o método do cálculo das harmônicas, além dos modelos.

3.1 Modelo de sistema de distribuição primária (MT)

Como o interesse desse estudo está na análise da rede em baixa tensão, não é necessário modelar detalhadamente o sistema de média tensão onde a rede de BT é conectada. Pode-se utilizar o conceito de circuito equivalente de Thévenin, apresentado na Figura 3, onde todo sistema de distribuição primária é representado como uma fonte e uma impedância. A modelagem do circuito foi realizada por meio da utilização das potências de curto-circuito trifásico e monofásico e a relação X/R de sequência positiva e zero.

Figura 3: Circuito equivalente de Thévenin.



Fonte: (ROCHA; RADATZ, 2017b)

3.2 Modelo de transformador

Para o transformador de média para baixa tensão, foi utilizada a conexão delta no lado primário e estrela aterrado no secundário ($\Delta/Y_{aterrado}$), sendo este o único transformador da rede. O tipo de ligação entre os enrolamentos do primário e secundário é Dyn1. Os dados de entrada do modelo no programa foram as tensões de linha do primário e do secundário, a potência, as perdas percentuais, a reatância em percentual e a resistência de neutro do secundário.

3.3 Modelo de linha

O modelo de linha de distribuição utilizado é o π . Os diferentes tipos de linhas foram definidos por suas matrizes de impedância complexas. Para definir uma nova linha na rede de baixa tensão é necessário declarar a quantidade de fases, barra inicial e final, com as conexões das fases e neutro, e tipo de linha. O nó da linha na qual é conectado o secundário do transformador e os nós onde há conexão de carga e geração foram aterrados.

3.4 Modelos de cargas

Esta seção apresenta os modelos utilizados nas cargas residenciais, SFV e VE. As cargas foram modeladas como trifásicas equilibradas, sendo declarado o número de fases, aterramento, o modelo da carga, a potência aparente ou ativa, o fator de potência e o espectro harmônico característico.

3.4.1 Cargas residenciais

Foi utilizado o modelo de impedância constante nas cargas residenciais. Neste modelo a impedância é constante com a variação de tensão, o que implica uma variação quadrática das potência ativa e reativa. Para considerar a variação horária existente neste tipo de carga, foi utilizada uma curva de carga que descreve o comportamento diário.

3.4.2 Sistema fotovoltaico

Os sistemas fotovoltaicos foram modelados como cargas negativas, que injetam potência na rede ao invés de consumir. Foi utilizado o modelo de potência constante, no qual a carga consome a potência nominal independente da tensão aplicada nela. Também foi inserida uma curva de geração horária para um dia típico.

3.4.3 Carregamento de veículos elétricos

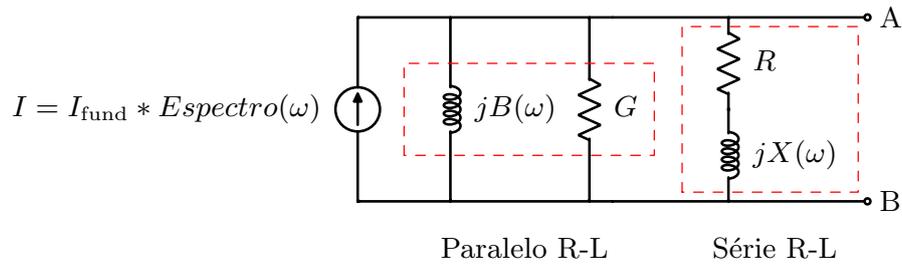
Assim como as cargas residenciais, a carga proveniente do carregamento dos veículos elétricos foi modelada como impedância constante e o comportamento do carregamento dos VE é descrito por uma curva de carga.

3.5 Fluxo de potência e harmônicas

O problema de fluxo de potência é construído com base em uma matriz de admitância nodal. O *software* de modelagem e simulação utilizado possui um algoritmo que trabalha diretamente com os fasores de tensões nodais e correntes injetadas, diferente de métodos como Newton-Raphson e Gauss-Seidel, nos quais são utilizados os dados de potências injetadas no sistema (ROCHA; RADATZ, 2017a).

Para obter os resultados de tensões com a injeção de harmônicas, é necessário que um fluxo de potência tenha sido calculado previamente, inicializando as fontes de harmônicas. As cargas não lineares são convertidas em fontes de correntes com um circuito R-L em série e outro em paralelo, como pode ser visto na Figura 4. A corrente harmônica é definida como a corrente fundamental vezes o espectro da respectiva ordem harmônica computada. O *software* calcula a solução para cada ordem harmônica pelo método Direto ((EPRI), 2015).

Figura 4: Modelo de carga no modo harmônico.



Fonte: Adaptada de ((EPRI), 2015)

4 ESTUDO DE CASO

4.1 Rede de baixa tensão

Para realizar este estudo, optou-se pela rede de baixa tensão residencial do Benchmark C6.04 do CIGRÉ. Como dito em (FORCE, 2014), esta rede pode ser modificada para realizar diferentes análises, acrescentando novas fontes de energia, inclusive renováveis, baterias e novas cargas, ou utilizando outros perfis para linhas de transmissão e até mesmo outro nível de tensão.

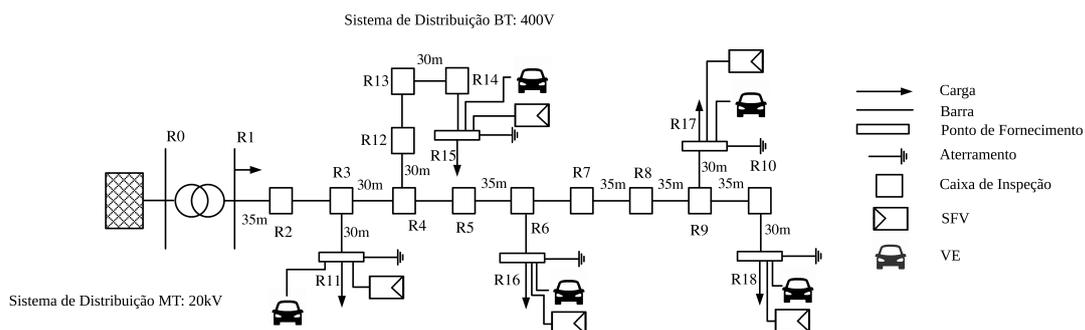
Para este estudo, as tensões nominais, linhas de distribuição e os módulos das cargas já presentes não foram alterados. As principais modificações realizadas foram em relação às novas cargas adicionadas, os veículos elétricos e geração distribuída, os sistemas fotovoltaicos. Além destas alterações, foi inserido um espectro de harmônicas nas cargas residenciais do sistema. Foi também alterada a frequência para 60 Hz, pois a avaliação dos indicadores será feita por uma norma brasileira. No modelo do sistema de distribuição primário, as potências de curto circuito trifásico e monofásico foram reduzidas pela metade em relação ao Benchmark, a fim de reduzir a impedância do sistema. Portanto, os valores utilizados foram 50 MVA e 15 MVA, respectivamente. A Tabela 3 apresenta os principais dados da rede de baixa tensão modelada.

Tabela 3: Dados do sistema de baixa tensão do Benchmark C6.04 do CIGRE.

Dados	Valores
Tensão	400 V
Frequência	60 Hz
Potência de curto circuito trifásico	50 MVA
Potência de curto circuito monofásico	15 MVA
Potência do transformador MT/BT	500 kVA

A Figura 5 apresenta a rede já modificada, com a inserção de SFV e VE nos nós R11, R15, R16, R17 e R18. As potências das cargas existentes no Benchmark são apresentadas na Tabela 4 e todas possuem um fator de potência de 0,95 pu.

Figura 5: Sistema de baixa tensão do Benchmark C6.04 do CIGRE.



Fonte: Adaptada de (FORCE, 2014)

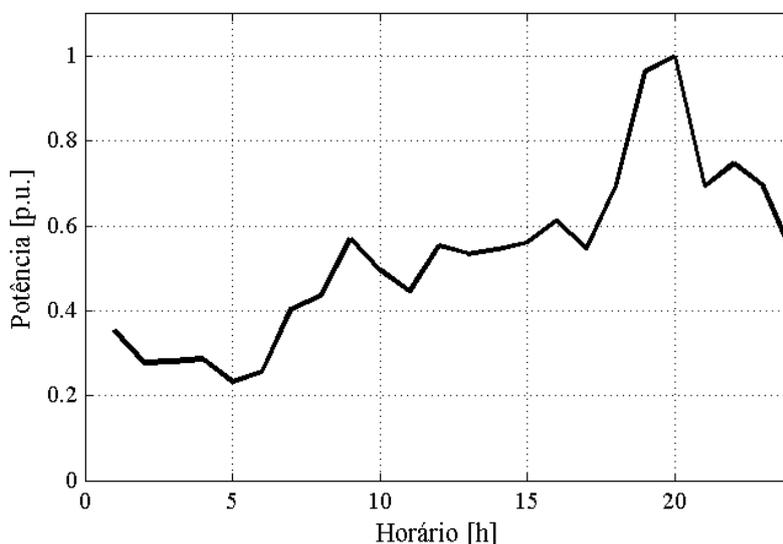
Tabela 4: Potências nominais do Benchmark C6.04 do CIGRE.

Nó	Potência das cargas existentes [kVA]
R1	200
R11	15
R15	52
R16	55
R17	35
R18	47

4.2 Cargas residenciais

A curva de carga residencial utilizada foi a da Figura 6. Ela é de uma concessionária local e é uma curva típica de consumidores do nível 4, que são aqueles que consomem entre 500 e 1000 kWh/mês, para o período de verão (OLIVEIRA, 2019). Percebe-se que essa curva possui o comportamento esperado no horário de ponta, apresentando seu pico de potência.

Figura 6: Curva de carga residencial horária.



Fonte: A AUTORA

Os espectros harmônicos que foram inseridos nas cargas residenciais são apresentados na Tabela 5. Estes dados foram obtidos no estudo de (CHERIAN; BINDU; NAIR, 2016) com a utilização de analisadores de qualidade de energia em diversas residências. A utilização de dois espectros diferentes visa representar a variação do tipo de carga utilizada nas residências. O Espectro 1 apresenta maior magnitude da 3ª ordem harmônica, enquanto no Espectro 2, a 5ª ordem é a maior.

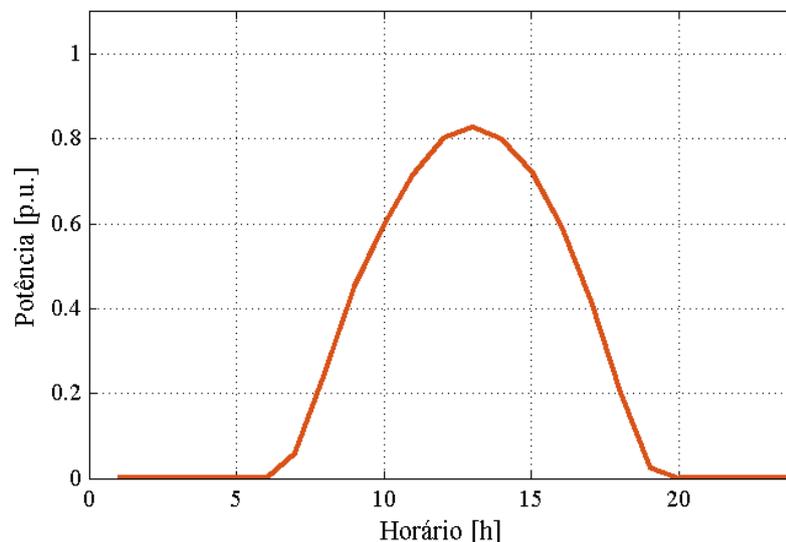
Tabela 5: Espectro harmônico residencial.

Ordem harmônica	Espectro 1 Magnitude [%fund]	Espectro 2 Magnitude [%fund]	Fase [°]
1	100	100	0
3	7,4	1,0	148,60
5	1,7	4,3	-78,34
7	2,4	1,2	199,73
9	1,7	0,6	83,23
11	0,2	1,5	-76,30
13	1,2	1,2	158,74
15	0,4	1,1	180,00

4.3 Geração fotovoltaica

A curva de geração fotovoltaica, apresentada na Figura 7, foi obtida para um dia típico de verão da cidade de Porto Alegre, RS, com a utilização da ferramenta *RenewablesNinja* (PFENNINGER; STAFFELL, 2016). Pode-se perceber na Figura 7 que o período de maior geração é das 10h até às 16h e que o pico ocorre às 13h.

Figura 7: Curva horária de geração fotovoltaica.



Fonte: A AUTORA

As harmônicas injetadas pela geração fotovoltaica variam com a saída de potência. A Tabela 6 apresenta valores de magnitude e fase para diferentes níveis de potência para as ordens harmônicas 3, 5, 7, 9, 11 e 13, apresentados em (TOVILOVIĆ; RAJAKOVIĆ, 2015). Pode-se perceber que as magnitudes mais altas são das harmônicas de ordem 3, 5 e 7 para nível baixo de potência. Nos níveis médio e alto, a variação da magnitude entre as ordens harmônicas é menor.

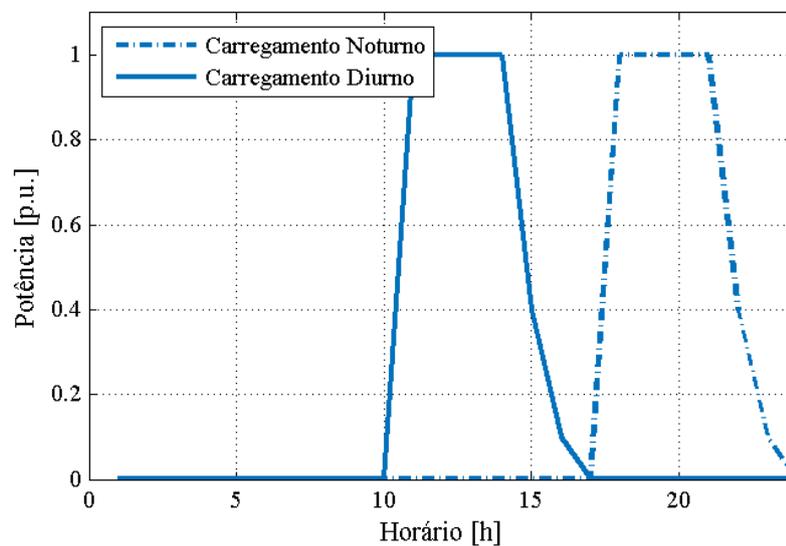
Tabela 6: Espectro harmônico para geração fotovoltaica.

Ordem harmônica	Nível baixo [%fund]	Nível médio [%fund]	Nível alto [%fund]	Fase [°]
1	100	100	100	0
3	18,75	2,98	1,15	-92
5	20,39	5,53	3,46	93
7	11,22	3,21	1,54	-68
9	7,4	2,1	0,69	117
11	2,87	1,67	0,77	-44
13	3,23	2,12	0,92	122

4.4 Carregamento de veículos elétricos

A Figura 8 apresenta as curvas diurna e noturna utilizadas nas simulações. Percebe-se que o carregamento consome maior potência até a quarta hora de carregamento e nas duas horas finais ela diminui, conforme o carregamento de uma bateria de íons de lítio.

Figura 8: Curvas diurna e noturna de carregamento de veículo elétrico.



Fonte: A AUTORA

A Tabela 7 mostra valores de magnitude e fase do espectro de harmônicas para VE utilizado nas simulações. Este espectro foi obtido através de medições e apresentado em (JIANG et al., 2013). A ordem harmônica mais alta é a 3ª, assim como no Espectro 1 das cargas residenciais.

Tabela 7: Espectro harmônico de veículos elétricos.

Ordem harmônica	Magnitude [%fund]	Fase [°]
1	100	15,1
3	9,13	144,9
5	3,23	30,9
7	0,95	-126,2
9	1,52	76,5
11	1,33	-85,1

4.5 Cenários

Foram modelados quatro cenários: baixa penetração com carregamento de VE à tarde; alta penetração com carregamento de VE à tarde; baixa penetração com carregamento de VE à noite; alta penetração com carregamento de VE à noite. Dentro de cada cenário foram simulados quatro casos. Um Caso Base, que tem somente a presença das cargas residenciais, um caso com a inserção de SFV, um caso com a inserção de VE e, por último, um caso com a presença de SFV e VE.

O nível de penetração é quantificado em relação às cargas conectadas nos pontos de fornecimento R11, R15, R16, R17 e R18. Foram utilizadas penetrações de 20% de VE e 30% de SFV nos casos de baixa penetração e 60% de VE e 90% de SFV nos casos com alta penetração, da mesma forma que em (OLIVEIRA, 2019). Os valores de potência inserida em cada nó para cada nível de penetração são apresentados na Tabela 8. Foram considerados dois períodos de carregamento dos VE's: um no período diurno, começando às 11h e acabando às 16h, coincidindo totalmente com o período de geração; outro à noite, com início no horário de ponta, sendo das 18h às 23h, possuindo uma pequena superposição com a curva de geração.

Tabela 8: Potências inseridas para cada nível de penetração penetração.

Nó	Penetração de 90% de SFV[kVA]	Penetração de 60% de VE[kVA]	Penetração de 30% de SFV[kVA]	Penetração de 20% de VE[kVA]
R11	13,5	9	4,5	3
R15	46,8	31,2	15,6	10,4
R16	49,5	33	16,5	11
R17	31,5	21	10,5	7
R18	42,3	28,2	14,1	9,4

4.6 Softwares utilizados

Foi escolhido o OpenDSS como o *software* de simulação e modelagem. Ele permite modelar os componentes como descrito na metodologia deste trabalho e realizar a simulação do fluxo de potência e o cálculo das componentes harmônicas.

O *software* de computação numérica utilizado foi o MATLAB, sendo utilizados os recursos dele para a manipulação dos resultados obtidos e cálculo dos indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 . Os resultados obtidos em cada cenário são discutidos na próxima seção.

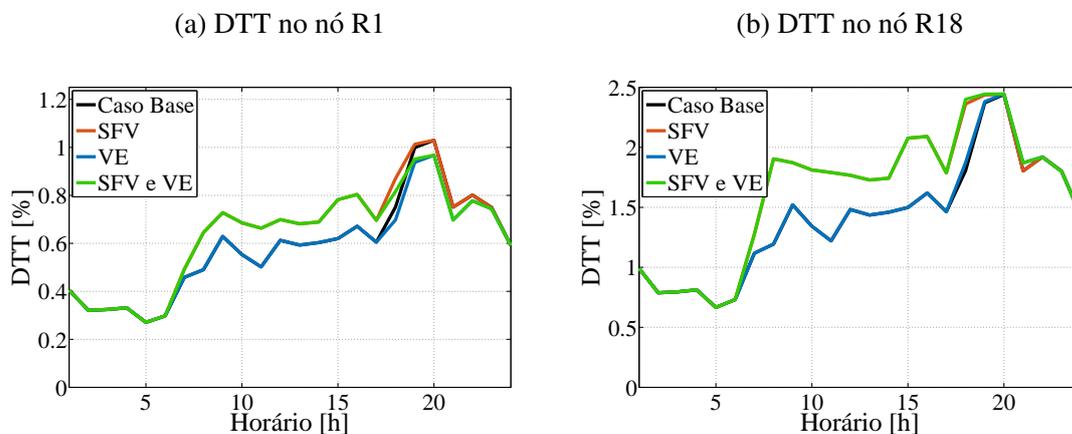
5 RESULTADOS

Esse capítulo apresenta os resultados de DTT , DTT_i e DTT_3 encontrados em todos os cenários simulados e os valores mínimos de tensão em regime permanente. Os valores máximos de tensão em regime permanente permaneceram abaixo do limite de 1,05 pu estabelecido pelo PRODIST, variando entre 0,98 e 1,01 pu, conforme o cenário e nó da rede.

5.1 Cenário 1: baixa penetração com carregamento de VE à noite

O primeiro cenário simulado foi o de baixa penetração com carregamento de VE à noite. Esse cenário foi simulado com características similares a (OLIVEIRA, 2019). A diferença estava nas potências de curto circuito trifásico e monofásico, que foram diminuídas pela metade, de forma a aumentar a impedância do sistema de distribuição primária. Esperava-se, portanto, que houvesse um aumento na DTT . A Figura 9 apresenta os perfis diários de DTT para os nós R1 e R18, nos quais se observa de fato um aumento no indicador em relação a (OLIVEIRA, 2019), porém a diferença não atinge 0,1%.

Figura 9: Perfil diário de DTT no Cenário 1



A Tabela 9 apresenta os resultados dos indicadores de distorção harmônica total de tensão. Percebe-se que a DTT dos nós R1 e R11 são menores no caso SFV e VE do que no caso SFV. Isto indica que a interação dos espectros harmônicos destes casos está causando essa redução. Nos outros nós, ocorre o contrário. Na DTT_i percebe-se que os valores do caso com VE é menor do que no caso Base. Assim, o grupo de harmônicas ímpares não múltiplas de 3 das cargas residenciais estão interagindo de forma a se anular parcialmente. Já no DTT_3 , percebe-se que a conexão de SFV e VE aumenta a magnitude deste indicador.

Tabela 9: Indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 95% do Cenário 1

		R1	R11	R15	R16	R17	R18
DTT 95%	Caso Base	0,96	1,36	1,94	1,93	2,18	2,25
	SFV	0,98	1,42	2,04	2,03	2,29	2,37
	VE	0,91	1,33	1,98	1,93	2,19	2,27
	SFV e VE	0,93	1,38	2,09	2,03	2,30	2,39
DTT_i 95%	Caso Base	0,82	0,99	1,19	1,21	1,30	1,33
	SFV	0,84	1,02	1,22	1,24	1,34	1,37
	VE	0,76	0,90	1,07	1,08	1,16	1,19
	SFV e VE	0,77	0,92	1,10	1,11	1,20	1,22
DTT_3 95%	Caso Base	0,50	0,94	1,53	1,51	1,74	1,82
	SFV	0,51	0,99	1,62	1,60	1,85	1,93
	VE	0,50	0,97	1,68	1,61	1,86	1,94
	SFV e VE	0,51	1,03	1,77	1,70	1,97	2,05

A Tabela 10 apresenta as tensões mínimas obtidas no primeiro cenário. Observa-se que as tensões nos casos Base e SFV se mantêm sempre dentro dos limites estabelecidos pelo PRODIST. Quando há a conexão de VE, seja no caso VE ou SFV e VE, os nós R15 e R18 ficam abaixo de 0,92 pu, estando classificados como nível de tensão precária. Isto ocorre devido a carga extra inserida na rede no momento com maior demanda residencial do dia. Além disso, o nó R18 está no final do alimentador, o que faz com que a queda de tensão seja maior nesse ponto.

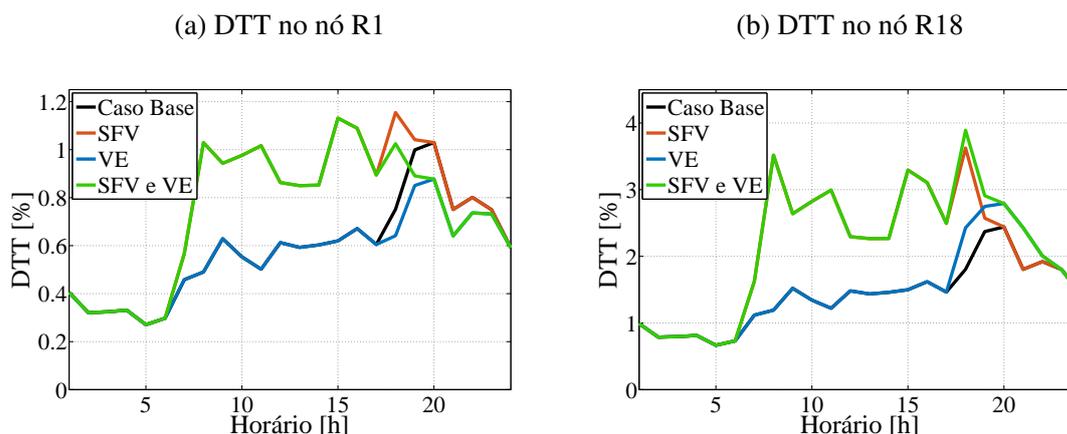
Tabela 10: Tensões mínimas em regime permanente no Cenário 1

Vmínima [pu]	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
SFV	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
VE	0,98	0,96	0,91	0,92	0,92	0,91
SFV e VE	0,98	0,96	0,91	0,92	0,92	0,91

5.2 Cenário 2: alta penetração com carregamento de VE à noite

No Cenário 2, alta penetração com carregamento de VE à noite, percebeu-se o mesmo aumento da DTT em relação a (OLIVEIRA, 2019), porém ainda pouco significativo. Por causa da alta penetração é possível observar melhor na Figura 10 os efeitos de cada caso neste indicador. Percebe-se que em R1, Figura 10a, o caso com VE apresenta redução em relação ao caso Base, diminuindo também a DTT resultante do caso com SFV e VE. O mesmo não ocorre no nó R18, no qual os casos com SFV, VE ou SFV e VE apresentam todos somente aumento do indicador em relação ao caso Base.

Figura 10: Perfil diário de DTT no Cenário 2



A Tabela 9 apresenta os resultados dos indicadores de distorção harmônica total de tensão. Percebe-se que a DTT do nó R1 é menor no caso SFV e VE do que no caso SFV. Isto indica que a interação dos espectros harmônicos destes casos está causando essa redução. Nos outros nós, o indicador não apresenta diferença entre esses casos. Na DTT_i percebe-se o mesmo comportamento do Cenário 1 nos valores do caso com VE e no caso Base deste cenário. Já no DTT_3 , percebe-se que a conexão de SFV e VE aumenta a magnitude deste indicador.

Tabela 11: Indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 95% do Cenário 2

		R1	R11	R15	R16	R17	R18
DTT 95%	Caso Base	0,96	1,36	1,94	1,93	2,18	2,25
	SFV	1,07	1,80	2,84	2,83	3,28	3,41
	VE	0,84	1,39	2,37	2,23	2,56	2,68
	SFV e VE	1,04	1,80	2,84	2,83	3,28	3,41
DTT_i 95%	Caso Base	0,82	0,99	1,19	1,21	1,30	1,33
	SFV	0,94	1,22	1,53	1,58	1,74	1,78
	VE	0,65	0,76	0,89	0,90	0,96	0,97
	SFV e VE	0,90	1,18	1,51	1,54	1,71	1,75
DTT_3 95%	Caso Base	0,50	0,94	1,53	1,51	1,74	1,82
	SFV	0,54	1,35	2,40	2,36	2,78	2,91
	VE	0,53	1,19	2,22	2,07	2,40	2,52
	SFV e VE	0,57	1,36	2,45	2,39	2,81	2,94

Neste cenário, como a penetração de VE é maior, mais nós da rede ficam dentro da faixa precária de tensão nos casos VE e SFV e VE. As tensões mínimas são apresentadas na Tabela 12. Nos casos Base e SFV, com exceção de R1 e R11, as tensões já estão próximas do limite inferior da faixa adequada de tensão. Isto significa que se houver mais acréscimo de carga no horário de ponta, as tensões destes nós podem entrar na faixa precária também.

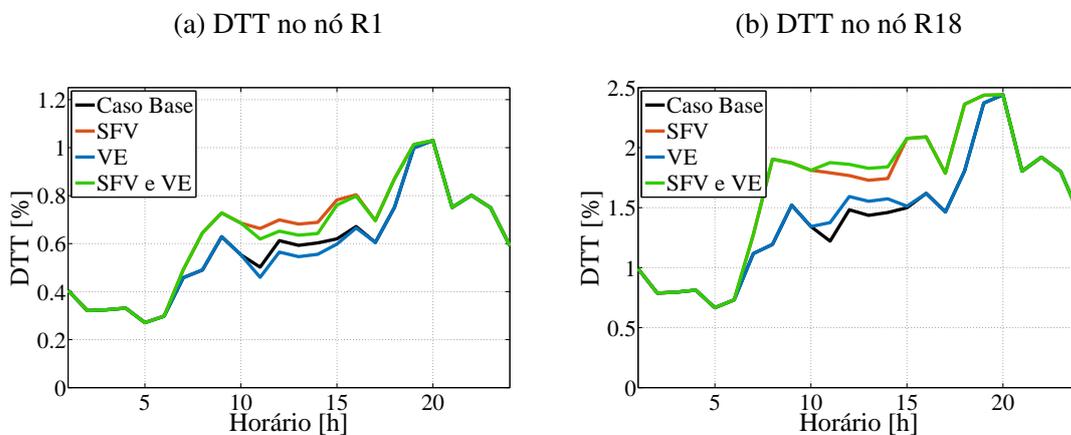
Tabela 12: Tensões mínimas em regime permanente no Cenário 2

Vmínima [pu]	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
SFV	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
VE	0,98	0,95	0,88	0,91	0,89	0,89
SFV e VE	0,98	0,95	0,88	0,91	0,89	0,89

5.3 Cenário 3: baixa penetração com carregamento de VE à tarde

O perfil diário para o cenário de baixa penetração com carregamento de VE à tarde dos nós R1 e R18 é apresentado na Figura 11. Neste cenário, todo o período de carregamento dos VEs está coincidindo com o período de maior geração dos SFV. Diferente dos gráficos da Figura 9, observa-se, mesmo com baixa penetração, a diferença entre os casos durante o período de carregamento de VE. Porém, a DTT do nó R18 não ultrapassa 2,5%, assim como o cenário apresentado na Seção 5.1.

Figura 11: Perfil diário de DTT no Cenário 3



Neste caso, com baixa penetração e carregamento de VE à tarde, o caso VE não apresentou diferença em relação ao caso Base em nenhum dos indicadores de distorção harmônica total de tensão, calculados como percentil 95%. Isto pode ser observado na Tabela 9, onde também pode ser visto que somente os casos com SFV apresentaram aumento nos indicadores.

A Tabela 14 apresenta os valores de tensão mínima obtidas no presente cenário. Observa-se que todos os pontos ficam dentro da faixa adequada de tensão, pois o carregamento de VE foi deslocado para um período que a carga residencial era mais baixa e, no caso SFV e VE, com geração fotovoltaica.

Tabela 13: Indicadores DTT, DTT_i e DTT₃ 95% do Cenário 3

		R1	R11	R15	R16	R17	R18
DTT 95%	Caso Base	0,96	1,36	1,94	1,93	2,18	2,25
	SFV	0,98	1,42	2,04	2,03	2,29	2,37
	VE	0,96	1,36	1,94	1,93	2,18	2,25
	SFV e VE	0,98	1,42	2,04	2,03	2,29	2,37
DTT _i 95%	Caso Base	0,82	0,99	1,19	1,21	1,30	1,33
	SFV	0,84	1,02	1,22	1,24	1,34	1,37
	VE	0,82	0,99	1,19	1,21	1,30	1,33
	SFV e VE	0,84	1,02	1,22	1,24	1,34	1,37
DTT ₃ 95%	Caso Base	0,50	0,94	1,53	1,51	1,74	1,82
	SFV	0,51	0,99	1,62	1,60	1,85	1,93
	VE	0,50	0,94	1,53	1,51	1,74	1,82
	SFV e VE	0,51	0,99	1,62	1,60	1,85	1,93

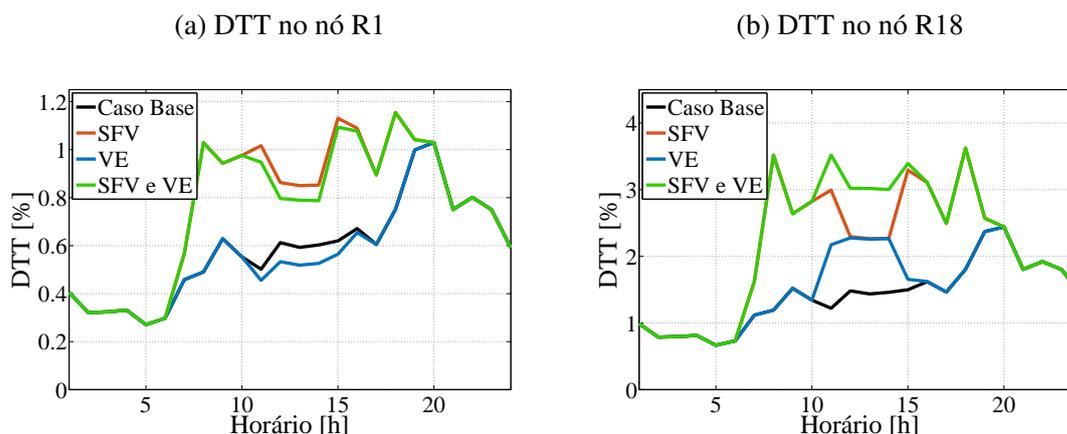
Tabela 14: Tensões mínimas em regime permanente no Cenário 3

Vmínima [pu]	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
SFV	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
VE	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
SFV e VE	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92

5.4 Cenário 4: alta penetração com carregamento de VE à tarde

No último cenário, alta penetração com carregamento de VE à tarde, a diferença entre a DTT no nó R18 do caso com VE e o caso Base é maior do que o resultado apresentado na Seção 5.2 para o mesmo nó. O pico do caso com VE no R18 ocorre no momento de maior geração fotovoltaica, nível este que apresenta menor magnitude de harmônicas, conforme Tabela 6. Assim, a DTT resultante no caso SFV e VE, no período com coincidência de VE com máxima geração do SFV, não apresenta o maior valor do dia, mas aumenta aproximadamente 0,7% de aumento em relação ao caso com somente SFV.

Figura 12: Perfil diário de DTT no Cenário 4



Os indicadores do Cenário 4, apresentados na Tabela 15, possuem o mesmo comportamento dos indicadores do Cenário 2 na Seção 5.2.

Tabela 15: Indicadores DTT, DTT_i e DTT_3 95% do Cenário 4

		R1	R11	R15	R16	R17	R18
DTT 95%	Caso Base	0,96	1,36	1,94	1,93	2,18	2,25
	SFV	1,07	1,80	2,84	2,83	3,28	3,41
	VE	0,96	1,36	2,01	1,97	2,23	2,31
	SFV e VE	1,03	1,80	2,93	2,86	3,32	3,46
DTT_i 95%	Caso Base	0,82	0,99	1,19	1,21	1,30	1,33
	SFV	0,94	1,22	1,53	1,58	1,74	1,78
	VE	0,82	0,99	1,19	1,21	1,30	1,33
	SFV e VE	0,89	1,17	1,50	1,54	1,71	1,75
DTT_3 95%	Caso Base	0,50	0,94	1,53	1,51	1,74	1,82
	SFV	0,54	1,35	2,40	2,36	2,78	2,91
	VE	0,50	1,00	1,93	1,79	2,10	2,20
	SFV e VE	0,54	1,40	2,53	2,47	2,91	3,04

Como o carregamento de VE ocorre à tarde neste cenário, os níveis de tensão se mantêm dentro da faixa adequada mesmo com alto nível de penetração de VE. Os valores de tensão mínima desse caso são apresentados na Tabela 16 e percebe-se que eles são iguais aos do Cenário 3.

Tabela 16: Tensões mínimas em regime permanente no Cenário 4

Vmínima [pu]	R1	R11	R15	R16	R17	R18
Caso Base	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
SFV	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
VE	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92
SFV e VE	0,98	0,96	0,92	0,93	0,93	0,92

6 CONCLUSÃO

Este trabalho analisou diferentes cenários de penetração de SFV e VE, com diferença no período do dia que o carregamento do VE era realizado, visto que a inserção dessas tecnologias em redes de distribuição está crescendo. Foi possível analisar os níveis de tensão em regime permanente e os indicadores de distorção harmônica total de tensão.

A redução pela metade, em relação ao estabelecido no Benchmark utilizado, das potências de curto-circuito trifásico e monofásico não resultou em altos níveis de distorções harmônicas totais de tensão em nenhum cenário, com todos indicadores permanecendo abaixo dos limites estabelecidos pelo PRODIST. Nos primeiros nós do sistema, R1 e R11, observou-se uma redução da DTT dos caso com VE em relação ao caso Base, e do caso com SFV e VE em relação ao caso com somente SFV. Isto ocorre devido a interação das ordens harmônicas ímpares não múltiplas de 3 do espectro harmônico de VE e do residencial.

Em relação à tensão em regime permanente, somente os cenários com carregamento à tarde não apresentaram tensões fora da faixa adequada. Isto ocorreu porque não houve adição da carga proveniente dos VEs em um horário que já apresentava tensões perto do limite inferior da faixa adequada. No cenário de baixa penetração com carregamento à noite, os nós R15 e R18 apresentaram tensões dentro da faixa precária para os casos nos quais foi inserida a carga extra dos VEs. No cenário com mesmo período de carregamento, mas com alta penetração, a inserção de VEs fez com que os nós mais afastados do transformador, R15, R16, R17 e R18, ficassem com tensões precárias nos casos com VE e com SFV e VE.

REFERÊNCIAS

- (EPRI), E. P. R. I. *Load Modeling in Harmonics Analysis with OpenDSS*. [S.l.], jan. 2015.
- ANEEL, A. D. E. *Geração Distribuída*. [S.l.: s.n.], 2018a. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/GDFonte.asp>>. Acesso em: 21 maio 2019.
- ANEEL, A. D. E. Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional-PRODIST/Módulo 8-Qualidade da Energia Elétrica-Rev. 10, 2018b.
- CEYLAN, O. et al. Assessment of harmonic distortion on distribution feeders with electric vehicles and residential PVs. In: IEEE. 2017 7th International Conference on Power Systems (ICPS). [S.l.: s.n.], 2017. p. 621–626.
- CHERIAN, E.; BINDU, G.; NAIR, P. C. Pollution impact of residential loads on distribution system and prospects of DC distribution. *Engineering Science and Technology, an International Journal*, Elsevier, v. 19, n. 4, p. 1655–1660, 2016.
- COLLIN, A. J. et al. Modelling of electric vehicle chargers for power system analysis. In: IEEE. 11TH International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation. [S.l.: s.n.], 2011. p. 1–6.
- DUGAN, R. C.; MCGRANAGHAN, M. F.; BEATY, H. W. Electrical power systems quality. *New York, NY: McGraw-Hill,— c1996*, 1996.
- EPE, M. *Plano decenal de expansão de energia 2026 [Internet]*. Rio de Janeiro: Ministério de Minas e Energia. [S.l.: s.n.], 2017. Disponível em: <<http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dadosabertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-40/PDE2026.pdf>>. Acesso em: 28 abr. 2019.
- FORCE, C. T. C6. 04: ‘Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources’. *Technical Brochure*, v. 575, 2014.
- G1. *Carros elétricos e híbridos vão pagar menos IPI a partir de novembro*. [S.l.: s.n.], jul. 2018. Disponível em: <<https://g1.globo.com/carros/noticia/carroseletricos-e-hibridos-vao-pagar-menos-ipi-a-partir-de-novembro.ghtml>>. Acesso em: 21 maio 2019.
- GABDULLIN, Y.; AZZOPARDI, B. Impacts of High Penetration of Photovoltaic Integration in Malta. In: IEEE. 2018 IEEE 7th World Conference on Photovoltaic Energy Conversion (WCPEC)(A Joint Conference of 45th IEEE PVSC, 28th PVSEC & 34th EU PVSEC). [S.l.: s.n.], 2018. p. 1398–1401.
- IZO, A. *Frota mundial de carros elétricos cresce 55% no primeiro semestre de 2018*. [S.l.: s.n.], ago 2018. Disponível em: <<https://revistaautoesporte.globo.com/Noticias/noticia/2018/08/frota-mundial-de-carroseletricos-cresce-55-em-um-ano.html>>. Acesso em: 2 jun. 2019.
- JIANG, C. et al. Method to assess the power-quality impact of plug-in electric vehicles. *IEEE Transactions on Power delivery*, IEEE, v. 29, n. 2, p. 958–965, 2013.
- MARRA, F. et al. Improvement of local voltage in feeders with photovoltaic using electric vehicles. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 28, n. 3, p. 3515–3516, 2013.
- OLIVEIRA, T. T. DE. *Estudo da Distorção Harmônica em Redes de Distribuição de Baixa tensão com Sistemas Fotovoltaicos e Veículos Elétricos*. 2019. Diss. (Mestrado) – Universidade Federal do Rio Grande do Sul.

- PFENNINGER, S.; STAFFELL, I. Renewables. ninja. URL <https://www.renewables.ninja>, 2016.
- REIS, L. B. Geração de energia elétrica. rev e atual. *Baueri São Paulo: Manole*, 2011.
- ROCHA, C.; RADATZ, P. *Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS*. São Paulo, SP, set. 2017a.
- ROCHA, C.; RADATZ, P. *Elemento Circuit (Vsource) do OpenDSS*. São Paulo, SP, set. 2017b.
- TOVILOVIĆ, D. M.; RAJAKOVIĆ, N. L. The simultaneous impact of photovoltaic systems and plug-in electric vehicles on the daily load and voltage profiles and the harmonic voltage distortions in urban distribution systems. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 76, p. 454–464, 2015.