



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
FACULDADE DE ENGENHARIA ELÉTRICA

IURY LUCAS FREIRE NAVARRO

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO DA CIDADE DE BELÉM**

BELÉM

2025

IURY LUCAS FREIRE NAVARRO

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO DA CIDADE DE BELÉM**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado como requisito parcial para obtenção do grau de Bacharel em Engenharia Elétrica, Faculdade de Engenharia Elétrica e Biomédica, Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará.

Orientadora: Profa. Dra. Carolina de Mattos Affonso

BELÉM

2025

IURY LUCAS FREIRE NAVARRO

**ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM UM SISTEMA DE
DISTRIBUIÇÃO DA CIDADE DE BELÉM**

Trabalho de Conclusão de Curso, apresentado
como requisito parcial para obtenção do grau de
Bacharel em Engenharia Elétrica, Faculdade de
Engenharia Elétrica e Biomédica, Instituto de
Tecnologia, Universidade Federal do Pará.

Data de aprovação: 20/01/2025

Conceito: Excelente

Banca Examinadora:

Profa. Dra. Carolina de Mattos Affonso
(Orientadora – Universidade Federal do Pará)

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Membro – Universidade Federal do Pará)

Dr. Jorge Henrique Costa Angelim
(Membro – LaSGrid/ Universidade Federal do Pará)

RESUMO

Nos últimos anos, o crescimento da Geração Distribuída (GD) fotovoltaica trouxe à tona problemas de sobretensão na rede de distribuição, devido a violação de limites operacionais estabelecidos pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Este Trabalho de Curso analisa o impacto dos Sistemas Fotovoltaicos (FV) em uma rede elétrica de baixa tensão (BT), com foco no condomínio residencial Greenville II, em Belém, Pará. A modelagem e análise foram realizadas utilizando o software OpenDSS (Open Distribution System Simulator) e a linguagem de programação Python. O estudo envolve a verificação do carregamento no transformador e do perfil de tensão em quatro barramentos considerados mais sensíveis, monitorados ao longo de todo o dia. Foram realizadas comparações entre os cenários com e sem GD, considerando os limites de tensão estabelecidos no Módulo 8 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica (PRODIST).

Palavras-chave: Geração Distribuída. Energia Fotovoltaica. Sobretensão. Qualidade da Energia Elétrica. Redes de Baixa Tensão. OpenDSS. Python.

ABSTRACT

In recent years, the growth of photovoltaic Distributed Generation (DG) has brought to light problems of overvoltage in the distribution network, due to the violation of operational limits established by the National Electric Energy Agency (ANEEL). This course paper analyzes the impact of Photovoltaic Systems (PV) on a low voltage (LV) power grid, focusing on the residential condominium Greenville II, in Belém, Pará. The modeling and analysis were carried out using the OpenDSS (Open Distribution System Simulator) software and the Python programming language. The study involves verifying the load on the transformer and the voltage profile on four busbars considered to be the most sensitive, monitored throughout the day. Comparisons were made between the scenarios with and without DG, considering the voltage limits established in Module 8 of the Electric Energy Distribution Procedure (PRODIST).

Keywords: Distributed Generation. Photovoltaic Energy. Overvoltage. Quality of Electricity. Low Voltage Networks. OpenDSS. Python.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 – Capacidade global instalada de energia fotovoltaica ao longo dos últimos anos ..	14
Figura 1.2 – Projeção da capacidade instalada de MMGD no Brasil.....	15
Figura 1.3 – Participação das fontes de geração distribuída cenário de referência 2034 no Brasil	16
Figura 2.1 – Inserção da geração distribuída em sistema de distribuição	20
Figura 2.2 – Diagrama unifilar de um sistema elétrico	23
Figura 2.3 – Configurações usuais dos sistemas de distribuição.....	24
Figura 2.4 – Potência absorvida em função da tensão aplicada à carga.....	26
Figura 2.5 – Características da Célula Fotovoltaica.....	27
Figura 2.6 – Sistema fotovoltaico.....	28
Figura 2.7 – Parâmetros da rede e geração FV.....	29
Figura 3.1 – Composição da BDGD.....	31
Figura 3.2 – Adicionando nova camada	34
Figura 3.3 – Selecionando camadas	34
Figura 3.4 – Pesquisa do condomínio usando as coordenadas geográficas no Qgis.....	35
Figura 3.5 – Visão do condomínio via Google Maps.....	35
Figura 3.6 – Aplicação do filtro em uma camada.....	36
Figura 3.7 – Rede de BT da UNTRD '2645112' via QGIS.....	37
Figura 3.8 – Região da rede de BT via google maps.....	37
Figura 3.9 – Exportando os atributos da camada	38
Figura 3.10 – Salvando tabela de dados no formato shapefile	38
Figura 3.11 – Barra com N Nós.....	41
Figura 3.12 – Terminal com N conectores.....	42
Figura 3.13 – Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores	42
Figura 3.14 – Elemento de conversão de energia.....	43
Figura 3.15 – Exemplo de comando com verbo que interage com elemento.....	45
Figura 3.16 – Exemplo de comando com verbo que não interage com elemento.....	45
Figura 3.17 – Definido nome do elemento.....	47
Figura 3.18 – Acessando uma propriedade de um elemento	47
Figura 3.19 – Acessando múltiplos parâmetros de um elemento	47
Figura 3.20 – Especificações misturadas.....	47
Figura 3.21 – Inserindo comentário em uma linha.....	48

Figura 3.22 – Inserindo um comentário em múltiplas linhas	48
Figura 3.23 – Escrevendo um comando usando mais de uma linha.....	48
Figura 3.24 – Erro de sintaxe ao escrever um comando usando mais de uma linha	48
Figura 3.25 – Inserindo arquivo csv	49
Figura 3.26 – Definindo de forma genérica elemento circuit.....	50
Figura 3.27 – Definindo elemento circuit.....	50
Figura 3.28 – Definindo de forma genérica elemento transformer	51
Figura 3.29 – Definindo elemento transformer	51
Figura 3.30 – Definindo de forma genérica o elemento linecode	52
Figura 3.31 – Definindo elemento linecode	53
Figura 3.32 – Definindo de forma genérica elemento line	53
Figura 3.33 – Definindo o elemento line	54
Figura 3.34 – Definindo de forma genérica elemento loadshape	54
Figura 3.35 – Definindo o elemento loadshape	55
Figura 3.36 – Definindo de forma genérica elemento load	56
Figura 3.37 – Definindo o elemento load	56
Figura 3.38 – Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico	57
Figura 3.39 – Definindo de forma genérica elemento pvsystem.....	59
Figura 3.40 – Definindo o elemento pvsystem.....	59
Figura 3.41 – Curva de irradiação com 24 valores, um para cada hora do dia	61
Figura 3.42 – Curva de temperatura com 24 valores, um para cada hora do dia	61
Figura 3.43 – Curvas utilizadas para caracterizar o modelo do sistema fotovoltaico	61
Figura 3.44 – Curva que descreve o pmp em função da temperatura	61
Figura 3.45 – Curva que descreve a eficiência do sistema em função da potência ativa fornecida	62
Figura 3.46 – Definindo as tensões base	62
Figura 3.47 – Definindo modo padrão	62
Figura 3.48 – Definindo modo diário	62
Figura 4.1 – Rede de baixa tensão do condomínio residencial Greenville II de Belém, Pará..	65
Figura 4.2 – Análise gráfica dos tipos de curvas de carga de consumidores.....	66
Figura 4.3 – Distribuição de cargas por tensão de fornecimento e perfil da curva de carga	66
Figura 4.4 – Carga no transformador sem geração FV.....	68
Figura 4.5 – Perfil de tensão nas 4 barras mais sensíveis da rede sem geração FV	68
Figura 4.6 – Carga no transformador com 15 sistemas FV	69

Figura 4.7 – Perfil de tensão nas 4 barras mais sensíveis da rede com a conexão de 15 sistemas FV	70
Figura 4.8 – Carga no transformador com 29 sistemas FV	71
Figura 4.9 – Perfil de tensão nas 4 barras mais sensíveis da rede com a conexão de 29 sistemas FV	72

LISTA DE TABELAS

Tabela 2.1 – Variáveis especificadas para cada tipo de barra	22
Tabela 2.2 – Classificação dos níveis de tensão dos sistemas de distribuição	23
Tabela 3.1 – Siglas das entidades geográficas	32
Tabela 3.2 – Siglas das entidades não geográficas	33
Tabela 3.3 – Principais verbos	46
Tabela 3.4 – Delimitadores da linguagem de programação do OpenDSS	46
Tabela 3.5 – Parâmetros básicos do elemento circuit	50
Tabela 3.6 – Parâmetros básicos do elemento transformer	51
Tabela 3.7 – Parâmetros básicos do elemento linecode	52
Tabela 3.8 – Parâmetros básicos do elemento line	53
Tabela 3.9 – Parâmetros básicos do elemento loadshape	54
Tabela 3.10 – Principais modelos de carga	55
Tabela 3.11 – Parâmetros básicos do elemento load	56
Tabela 3.12 – Parâmetros básicos do elemento pvsystem	58
Tabela 3.13 – Dimensionamento da potência do sistema FV	60
Tabela 4.1 – Dados do transformador de distribuição	64
Tabela 4.2 – Descrição complementar da rede em estudo	65
Tabela 4.3 – Critério para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 2,3 kV (220/127)	67

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
ARAT	Área e Atuação
BAR	Barramento
BDGD	Banco de Dados Geográficos da Distribuição
BE	Balanço de Energia
BT	Baixa Tensão
CC	Corrente Contínua
CMAX	Corrente Máxima
CONJ	Conjunto
CTAT	Circuito de Alta Tensão
CTMT	Circuito de Média Tensão
EP	Energia Passante
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	Electric Power Research Institute
EQCR	Equipamento Compensador de Reativo
EQME	Equipamento Medidor
EQRE	Equipamento Regulador
EQSE	Equipamento Seccionador
EQSIAT	Equipamento do Sistema de Aterramento
EQTRD	Equipamento Transformador de Distribuição
EQTRM	Equipamento Transformador de Medida
EQTRS	Equipamento Transformador da Subestação
EQTRSX	Equipamento Transformador do Serviço Auxiliar
FC	Fluxo de Carga
Fig	Figura
FP	Fluxo de Potência
FV	Fotovoltaico
GD	Geração Distribuída
INDGER	Indicadores Gerenciais
MP	Máxima Potência
MPPT	Maximum Power Point Tracking
MMGD	Micro e Minigeração Distribuída
ONS	Operador Nacional do Sistema

OpenDSS	Open Distribution System Simulator
PC	Power Conversion
PD	Power Delivery
PDE	Plano Decenal de Expansão de Energia
PIP	Ponto de Iluminação Pública
PNT	Perdas Não Técnicas
PONNOT	Ponto Notável
PQ	Barramento de Carga
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica
PT	Perdas Técnicas
PV	Barramento de Geração
QGIS	Quantum GIS
R %	Resistência Percentual do Primário Para o Secundário
R1	Resistência de Sequência Positiva
RAMLIG	Ramal de Ligação
RPS	Regime Permanente Senoidal
SD	Sistema de Distribuição
SDAT	Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SDBT	Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SDMT	Sistema de Distribuição de Média Tensão
SE	Subestação
SEGCON	Segmento Condutor
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SSDAT	Segmento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SSDBT	Segmento do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SSDMT	Segmento do Sistema de Distribuição de Média Tensão
SUB	Subestação
TC	Transformadores de Corrente
TP	Transformadores de Potencial
UCAT	Unidade Consumidora de Alta Tensão
UCBT	Unidade Consumidora de Baixa Tensão
UCMT	Unidade Consumidora de Média Tensão
UGAT	Unidade Geradora de Alta Tensão
UGBT	Unidade Geradora de Baixa Tensão

UGMT	Unidade Geradora de Média Tensão
UNCRAT	Unidade Compensadora de Reativo de Alta Tensão
UNCRBT	Unidade Compensadora de Reativo de Baixa Tensão
UNCRMt	Unidade Compensadora de Reativo de Média Tensão
UNREAT	Unidade Reguladora de Alta Tensão
UNREMT	Unidade Reguladora de Média Tensão
UNSEAT	Unidade seccionadora de Alta Tensão
UNSEBT	Unidade seccionadora de Baixa Tensão
UNSEMT	Unidade seccionadora de Média Tensão
UNTRD	Unidade Transformadora da Distribuição
UNTRS	Unidade Transformadora da Subestação
V θ	Barramento de Referência
X1	Impedância de Sequência Positiva
XHL %	Reatância Percentual do Primário Para o Secundário
ZIP	Modelo de Carga Impedância, Corrente e Potência Constantes

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO	14
1.1	Contextualização	14
1.2	Objetivo.....	17
1.2.1	Objetivo geral	17
1.2.2	Objetivo específico	17
1.3	Procedimentos Metodológicos.....	18
2	REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA	19
2.1	Sistema Elétrico de Potência	19
2.2	Fluxo de Carga	21
2.3	Sistema de Distribuição	22
2.4	Modelos de Cargas	25
2.5	Geração Fotovoltaica	26
2.6	Sobretensão em Sistemas Fotovoltaicos	28
3	MODELAGEM DO SISTEMA	30
3.1	Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD)	30
3.1.1	Entidades geográficas	31
3.1.2	Entidades não geográficas.....	32
3.1.3	Manipulação e extração de dados	33
3.2	OpenDSS.....	39
3.2.1	Modelos básicos.....	40
3.2.2	Passos comuns para modelar e simular a SEP no OpenDSS	44
3.2.3	Sintaxe da linguagem de programação do OpenDSS	45
3.2.4	Verbo	46
3.2.5	Parâmetros.....	46
3.2.6	Comentários	48
3.2.7	Multi linha.....	48
3.2.8	Incluindo arquivos externos	49
3.2.9	Elemento circuit	49
3.2.10	Elemento transformer.....	50
3.2.11	Elemento linecode.....	52
3.2.12	Elemento line	53
3.2.13	Elemento loadshape	54
3.2.14	Elemento load	55

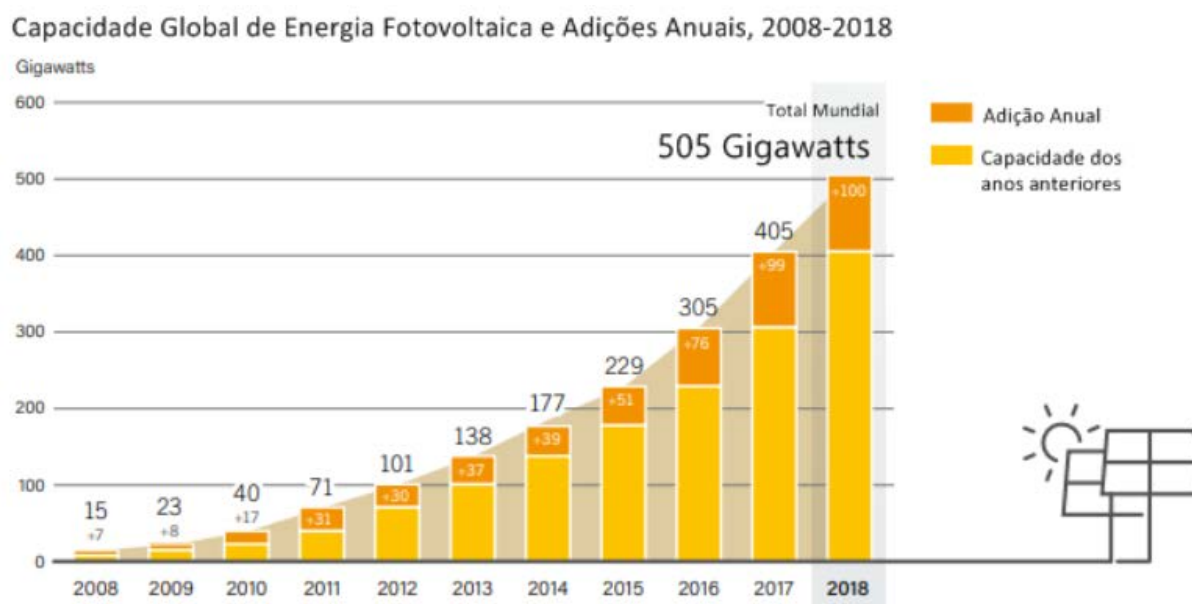
3.2.15	Elemento pvssystem	56
3.2.16	Comandos finais para solução do fluxo de carga (modo padrão e diário).....	62
3.3	Py-dss-interface	63
4	RESULTADOS	64
4.1	Características da Rede de Distribuição.....	64
4.2	Dados da Carga Residencial	65
4.3	Resultados da Simulação	67
4.3.1	Caso 1: Sem geração fotovoltaica.....	67
4.3.2	Caso 2: Conexão de 15 sistemas de geração fotovoltaica.....	69
4.3.3	Caso 3: Conexão de 29 sistemas de geração fotovoltaica.....	70
5	CONCLUSÃO	73
	REFERÊNCIAS	74
	ANEXO A – TIPOS DE ENTIDADES GEOGRÁFICAS.....	76
	ANEXO B – TIPOS DE ENTIDADES NÃO GEOGRÁFICAS.....	79

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Nos últimos anos, a utilização de fontes renováveis para suprir a demanda por energia elétrica tem apresentado um crescimento significativo em âmbito global, com destaque para a energia fotovoltaica, conforme ilustrado na figura 1.1. Esse avanço é impulsionado pela crescente preocupação ambiental e pela vantagem de gerar energia próxima aos centros urbanos, reduzindo os custos associados à transmissão. As principais fontes renováveis empregadas são a solar, eólica e biomassa, que se encontram em abundância em diversas regiões. Consequentemente, muitas usinas geradoras são instaladas dentro ou nas proximidades das cidades e, geralmente, conectam-se aos sistemas de distribuição de média e baixa tensão. Essas usinas são conhecidas na literatura como geração distribuída (GD) (BRITO *et al.*, 2022). Conforme o módulo 1 do PRODIST da ANEEL, que regulamenta a distribuição de energia elétrica no Brasil, as GDs referem-se a unidades geradoras de energia de qualquer capacidade que estão conectadas diretamente ao sistema de distribuição ou às instalações de consumidores. Essas unidades operam em paralelo com a rede ou de forma isolada, e podem ser controladas ou não pelo Operador Nacional do Sistema (ONS) (ANEEL, 2021b).

Figura 1.1 – Capacidade global instalada de energia fotovoltaica ao longo dos últimos anos



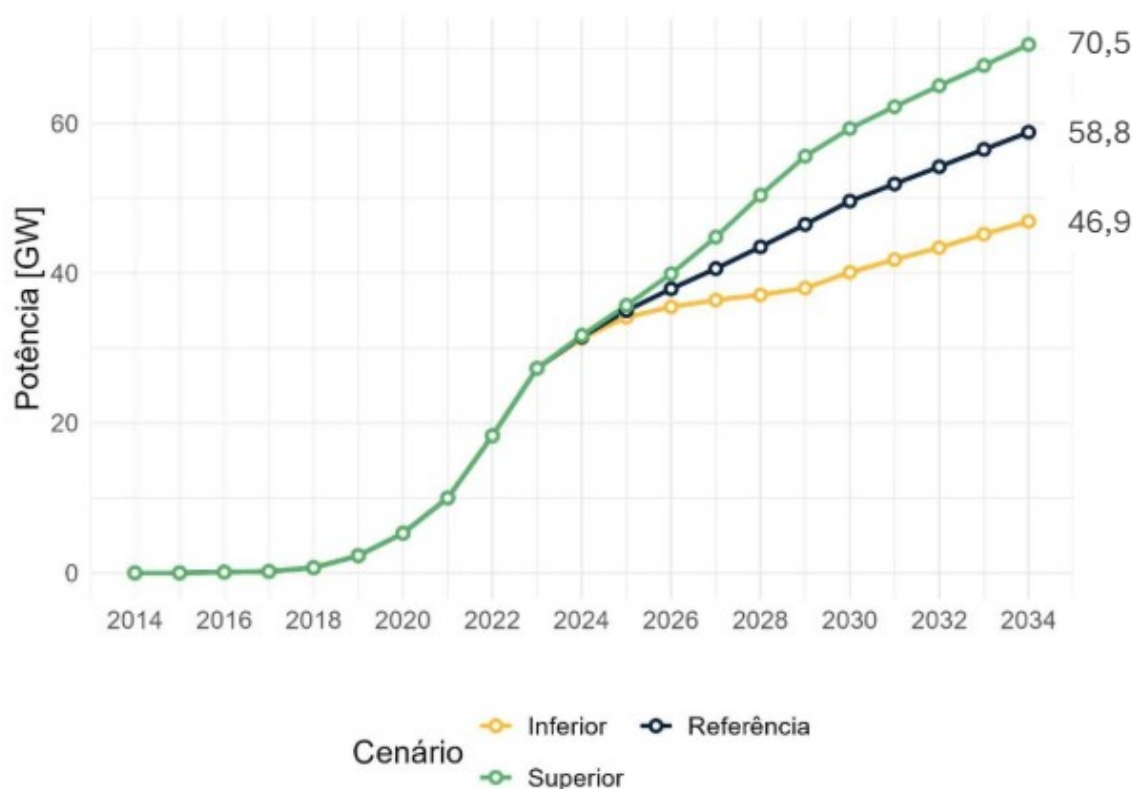
Fonte: (RENEWABLES, 2019 apud RICARDO, 2019)

A geração distribuída de energia, conforme definido pela Resolução 1.000, é dividida em duas categorias principais: microgeração e minigeração. A microgeração refere-se a sistemas de geração com potência instalada de até 75 kW, sendo uma modalidade predominantemente utilizada em residências e pequenos estabelecimentos comerciais. Por sua vez, a minigeração abrange sistemas com potência instalada superior a 75 kW e que podem chegar a 3 MW (para fontes não despacháveis e sistemas fotovoltaicos despacháveis) ou até 5 MW para outras fontes. Essa categoria é especialmente comum em projetos de geração remota, nos quais a energia gerada é utilizada para atender a múltiplas unidades consumidoras por meio da agregação de cargas (HEIN, 2024).

De acordo com a previsão apresentada pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) no caderno de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) do Plano Decenal de Energia (PDE) 2034, o Brasil possui a capacidade de ultrapassar 70 GW de potência instalada em geração distribuída até o ano de 2034, conforme ilustrado na figura 1.2 (HEIN, 2024).

Figura 1.2 – Projeção da capacidade instalada de MMGD no Brasil

Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) Por Cenário

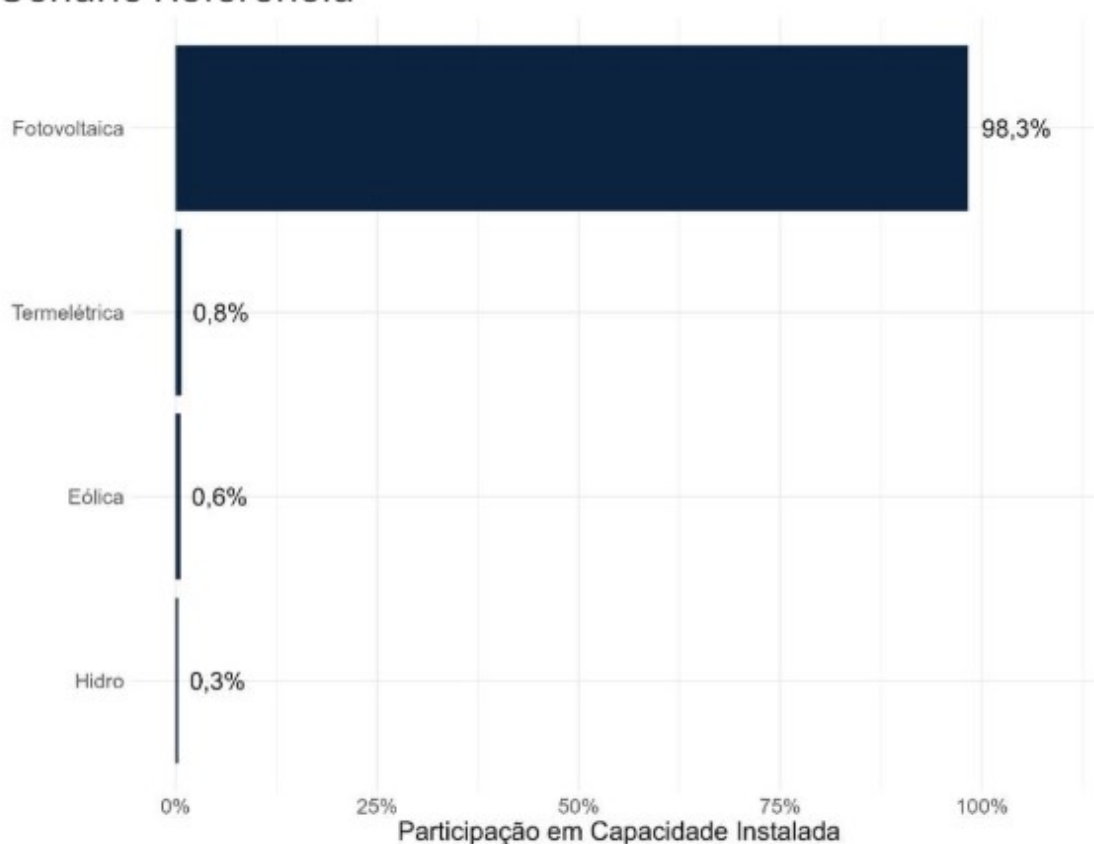


Fonte: (EPE, 2024 apud HEIN, 2024)

Conforme o cenário de referência do PDE 2034, a energia solar permanecerá como a principal fonte de geração distribuída no Brasil, consolidando sua liderança em relação às demais tecnologias de geração, como ilustrado na figura 1.3. “A micro e minigeração distribuída está se tornando protagonista da expansão da capacidade instalada no Brasil. Em 2023, pelo terceiro ano seguido, a fonte solar distribuída superou a expansão de todas as demais fontes, em termos de capacidade instalada”, destaca o estudo da EPE (HEIN, 2024).

Figura 1.3 – Participação das fontes de geração distribuída cenário de referência 2034 no Brasil

Participação por fonte em 2034 Cenário Referência



Fonte: (EPE, 2024 apud HEIN, 2024)

Muitos estudos têm analisado o impacto da geração distribuída nas redes de distribuição de média e baixa tensão. A principal mudança causada pela adição de unidades geradoras fotovoltaicas é a alteração da característica passiva dessas redes. Tradicionalmente, as redes de distribuição eram formadas apenas pela subestação e pelos consumidores, que recebiam energia sem gerá-la. Com a introdução dessas unidades geradoras, as redes passam a ter um fluxo de potência bidirecional, ou seja, a energia pode fluir tanto da subestação para as cargas quanto das unidades geradoras distribuídas para a rede. Essa mudança traz diversos desafios para as concessionárias, que antes precisavam gerenciar apenas o fluxo de energia da subestação para

os consumidores (BRITO *et al.*, 2022; KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010). O fluxo reverso de energia pode interferir no funcionamento adequado dos dispositivos de proteção e reguladores de tensão, gerando prejuízos para os distribuidores e consumidores. Em sistemas de distribuição com GDs, especialmente com geradores fotovoltaicos, esse fluxo reverso pode aumentar os níveis de tensão ao longo do alimentado. Isso traz novos desafios, pois além das quedas de tensão que ocorrem em determinados momentos do dia, também é necessário lidar com o aumento de tensão em horários diferentes (BRITO *et al.*, 2022; LUCCHESI *et al.*, 2018).

1.2 Objetivo

1.2.1 Objetivo geral

O objetivo desta pesquisa é avaliar o impacto da conexão de geração distribuída em uma rede de baixa tensão real situada no estado do Pará. A análise será conduzida ao longo de todo o dia, verificando o carregamento do transformador e o perfil de tensão em quatro barramentos considerados mais sensíveis. Ao final, será realizada uma comparação entre os cenários com e sem GD, levando em conta os limites de tensão estabelecidos no módulo 8 do PRODIST. Esses barramentos foram classificados como os mais sensíveis devido às suas maiores variações de tensão ao longo do dia.

1.2.2 Objetivo específico

- Coletar e analisar os dados do sistema de BT de um condomínio no Pará, disponibilizados pelo Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD);
- Modelar e simular o sistema elétrico utilizando o software OpenDSS, visando testar o desempenho da rede;
- Integrar o modelo da rede no OpenDSS com a linguagem Python, utilizando a biblioteca `py-dss-interface`, para proporcionar maior flexibilidade na modelagem e na análise dos resultados;
- Realizar simulações e análises comparativas do carregamento no transformador e dos perfis de tensão nas quatro barras mais sensíveis, considerando os cenários com e sem a presença de geração distribuída na rede de distribuição secundária selecionada. As análises deverão respeitar os limites de tensão estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

1.3 Procedimentos Metodológicos

Este trabalho propõe a análise de um alimentador real do estado do Pará por meio de simulação computacional no software OpenDSS, integrado à sua interface em python. O código incluirá o circuito secundário com suas conexões, os parâmetros das linhas de distribuição, como impedâncias, e as cargas, levando em conta seus perfis ao longo do dia. Além disso, serão modelados geradores fotovoltaicos no software, que serão inseridos em diferentes barramentos conectados aos consumidores. Ao final, será realizada uma comparação entre os cenários com e sem GD, considerando os limites de tensão estabelecidos no módulo 8 do PRODIST.

Dado que o estudo de caso envolve várias variáveis que compõem o problema analisado, uma sequência de procedimentos será seguida para garantir que a pesquisa alcance resultados satisfatórios. A compreensão e a avaliação dessas variáveis, tanto de forma individual quanto no conjunto, serão fundamentais para determinar a validade deste trabalho.

2 REFERÊNCIA BIBLIOGRÁFICA

Este capítulo tem como objetivo introduzir conceitos fundamentais para a compreensão desta pesquisa. Primeiramente, serão abordados de forma resumida os tópicos sobre Sistema Elétrico de Potência (SEP), Fluxo de Carga (FC), sistema de distribuição, modelos de cargas e geração fotovoltaica.

2.1 Sistema Elétrico de Potência

O SEP é responsável por conectar os produtores de energia aos consumidores, garantindo o fornecimento necessário para atender à demanda. A energia é transmitida através de linhas de transmissão e distribuição, sendo os níveis de tensão ajustados por subestações e transformadores. O principal objetivo do SEP é atender à demanda energética de consumidores residenciais, comerciais e industriais. Devido à sua complexidade, o SEP exige um elevado grau de conhecimento técnico para sua operação, controle e manutenção (MOHAN, 2016).

Os SEPs podem ser divididos em três grandes setores:

- **Geração:** responsável por converter diferentes formas de energia em energia elétrica.
- **Transmissão:** encarregada de transportar a energia elétrica dos centros de geração até as regiões de consumo.
- **Distribuição:** responsável por distribuir a energia elétrica proveniente do sistema de transmissão para consumidores de diferentes portes, sejam eles grandes, médios ou pequenos.

A geração pode ser oriunda de diversas fontes, como hidráulica, fotovoltaica, eólica, térmica, nuclear, biomassa etc. Além disso, pode estar conectada na transmissão, longe dos grandes centros de demanda, ou nas proximidades da carga na forma de geração distribuída. Os geradores usualmente operam em tensões mais baixas, e transformadores elevadores são utilizados para converter a tensão gerada para os níveis de transmissão, reduzindo assim a corrente e as perdas ôhmicas associadas. Quando a energia atinge os centros de carga, transformadores abaixadores são usados para reduzir os níveis de tensão para valores apropriados para o consumo. Como esta conversão ocorre perto das cargas, o aumento das correntes e perdas associadas é considerado aceitável (MONTICELLI; GARCIA, 2011).

Os sistemas elétricos de potência estão em um processo contínuo de transformação, com uma dinâmica de mudanças cada vez mais acelerada. Diante disso, é relevante realizar uma

análise sobre as perspectivas futuras desses sistemas, considerando as tendências de evolução e adaptação às novas demandas energéticas (SILVA, 2019).

As futuras tendências do setor elétrico brasileiro estão fortemente ligadas ao avanço tecnológico e à crescente necessidade de atender à demanda de energia, em um contexto onde a capacidade térmica das linhas de transmissão está próxima de seus limites. Tradicionalmente, o foco do controle da operação do sistema era voltado para os níveis de geração e transmissão de energia. Contudo, a penetração de fontes renováveis, como a energia eólica e solar fotovoltaica, tem aumentado significativamente na distribuição e subtransmissão, com a geração distribuída ganhando destaque fig. 2.1. Esse modelo de geração, além de suprir a demanda local, altera o fluxo de energia, que antes era unidirecional, para um fluxo bidirecional. Além disso, a natureza intermitente dessas fontes renováveis cria maior variabilidade na demanda, o que exige novos métodos de controle e operação do sistema. Diante disso, o monitoramento, controle e operação das redes de baixa tensão se tornam fundamentais no cenário atual (SILVA, 2019).

Figura 2.1 – Inserção da geração distribuída em sistema de distribuição



Fonte: (ABRADEE, 2020 apud SILVA, 2021)

A transformação atual no setor elétrico envolve uma série de mudanças disruptivas que estão interconectadas, podendo ser agrupadas em quatro áreas principais: a descentralização da oferta de energia, o fortalecimento do papel do consumidor, a inovação tecnológica e a integração de tecnologias da informação (PWC, 2017).

A descentralização da oferta de energia é impulsionada pelo avanço da geração distribuída. Com tecnologias como os painéis fotovoltaicos, os consumidores agora têm a capacidade de produzir sua própria energia, reduzindo sua dependência das concessionárias

tradicionais. Isso força as distribuidoras a oferecerem serviços diferenciados para se manterem competitivas. Em muitos países, essa competição entre empresas distribuidoras permite que os consumidores escolham a fornecedora de energia que oferece melhores condições e tarifas, fomentando um mercado altamente competitivo (SILVA, 2019).

Com o avanço da geração distribuída e dos recursos distribuídos, aliado à mudança no comportamento do consumidor e ao crescimento no volume de dados gerados por novas tecnologias de medição e inovação tecnológica, torna-se essencial garantir a controlabilidade de todo o sistema elétrico. Essa controlabilidade só é viável com a integração das informações em todos os níveis, viabilizada pelo uso da tecnologia da informação. Esse processo leva ao desenvolvimento das chamadas redes inteligentes, ou Smart Grids, que são o futuro do setor (PWC, 2017).

2.2 Fluxo de Carga

O Fluxo de Potência (FP), também denominado Fluxo de Carga, é um problema matemático que busca determinar as tensões (módulo e fase) e potências em todos os barramentos de um sistema elétrico. Devido à sua natureza não linear, esse problema normalmente requer o uso de métodos numéricos para sua solução, como os métodos de Gauss-Seidel, Newton-Raphson, entre outros. Para uma melhor compreensão, os barramentos de um SEP são classificados em três categorias principais, também visto na tabela 2.1 (ALMEIDA, 2023):

- **Barramento de Carga (PQ):** A potências ativa (P) e reativa (Q) são conhecidas, enquanto o módulo da tensão (V) e o ângulo de fase (δ) são desconhecidos.
- **Barramento de Geração (PV):** A potência ativa (P) e o módulo da tensão (V) são conhecidos, porém a potência reativa (Q) e o ângulo de fase (δ) são desconhecidos.
- **Barramento de Referência (V0):** Tanto o módulo da tensão (V) quanto o ângulo de fase (δ) são conhecidos, enquanto as potências ativas (P) e reativa (Q) são desconhecidas. Este barramento também é chamado de barramento “flutuante”, “oscilante” ou “swing”.

Tabela 2.1 – Variáveis especificadas para cada tipo de barra

Tipo de Barra	Variáveis Especificadas			
	P	Q	V	δ
PV	X		X	
PQ	X	X		
Barra de Referência			X	X

Fonte: (BEZERRA, 2012)

Em um sistema elétrico, existe apenas um barramento de referência, mas podem existir vários barramentos de carga e de geração. Vale ressaltar que a presença de geradores em um barramento não o classifica automaticamente como um barramento de geração. Para que seja considerado um barramento de geração (PV), é necessário que a potência ativa e o módulo da tensão sejam conhecidos. Por outro lado, barramentos que atuam apenas como pontos de conexão entre outros barramentos, sem geradores ou cargas conectados, e cujas tensões e ângulos são desconhecidos, são classificados como barramentos PQ, com potência ativa (P) e potência aparente (S) iguais a zero (ALMEIDA, 2023).

O método mais utilizado para resolução do fluxo de carga em redes malhadas, típicas de sistemas de transmissão, é o método Newton Raphson. Possui uma convergência rápida e eficiente, fornecendo uma solução precisa em poucas iterações. No entanto, este método não possui boa convergência em redes de distribuição devido a sua configuração radial e razão R/X elevada. Em redes radiais, típica de sistemas de distribuição, os métodos mais empregados são o Backward/Forward Sweep, método da soma das potências e método de injeção de correntes.

No contexto das redes de distribuição, o fluxo de carga é amplamente utilizado para o planejamento e expansão de redes de distribuição, integração de fontes renováveis distribuídas, análise de qualidade de energia e eficiência operacional, e desenvolvimento de estratégias para reduzir perdas técnicas.

2.3 Sistema de Distribuição

O Sistema de Distribuição (SD) de energia elétrica é a parte do sistema elétrico que se localiza entre o sistema de transmissão e o ponto de consumo de energia. De acordo com a definição da ANEEL, esse segmento do setor elétrico tem como objetivo reduzir a tensão da energia recebida do sistema de transmissão e fornecer eletricidade aos consumidores. Além disso, o sistema de distribuição pode se conectar a centrais geradoras localizadas próximas aos centros de consumo. Assim, ele é composto essencialmente pela rede elétrica e pelo conjunto

de instalações e equipamentos elétricos, que operam em diferentes níveis de tensão, conforme apresentado na tabela 2.2 (OLIVEIRA *et al.*, 2020).

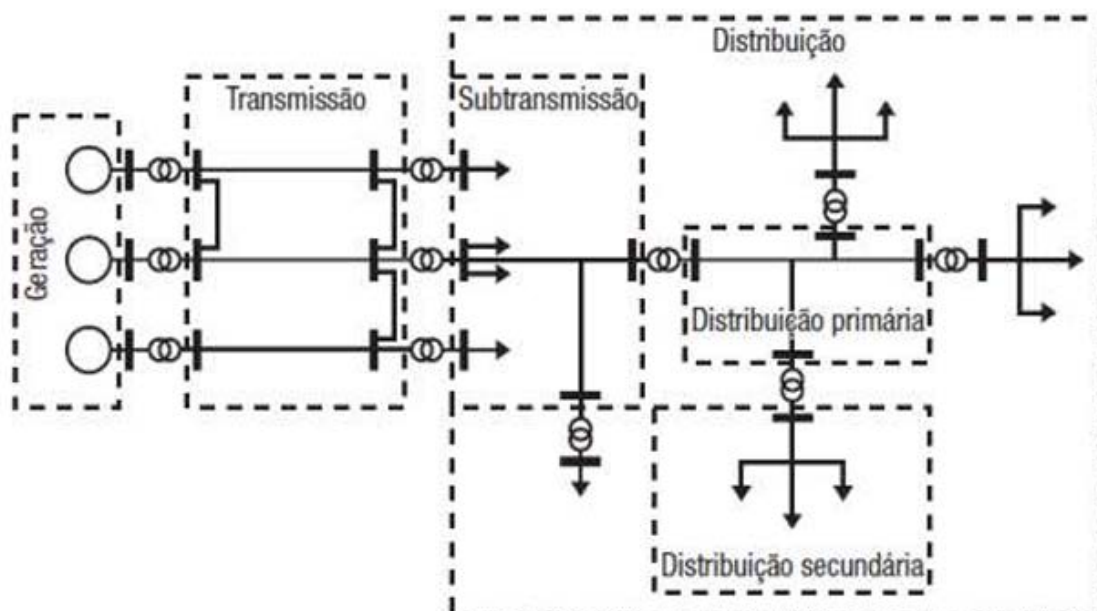
Tabela 2.2 – Classificação dos níveis de tensão dos sistemas de distribuição

Classificação do Sistema de distribuição	Nível de Tensão [kV]
Alta Tensão (SDAT)	$69 \leq e \leq 230$
Média Tensão (SDMT)	$2,3 \leq e < 69$
Baixa Tensão (SDBT)	$< 2,3$

Fonte: (ANEEL, 2021d)

Estruturalmente, o SD é dividido em três partes principais: subtransmissão, distribuição primária e distribuição secundária. Na subtransmissão, a energia proveniente das redes de transmissão é absorvida e pode ser entregue tanto às Subestações (SEs) de distribuição quanto diretamente a consumidores que operam em tensões de 138 kV ou 69 kV. A distribuição primária, que opera em média tensão, começa na entrada das subestações de distribuição e se estende até os transformadores, com tensões típicas de 13,8 kV e 34,5 kV. Já a distribuição secundária se inicia nos transformadores e entrega a energia em baixa tensão (220 V e 127 V) aos consumidores finais, como residências e estabelecimentos comerciais. Essa estrutura está ilustrada na fig. 2.3 (OLIVEIRA *et al.*, 2020).

Figura 2.2 – Diagrama unifilar de um sistema elétrico

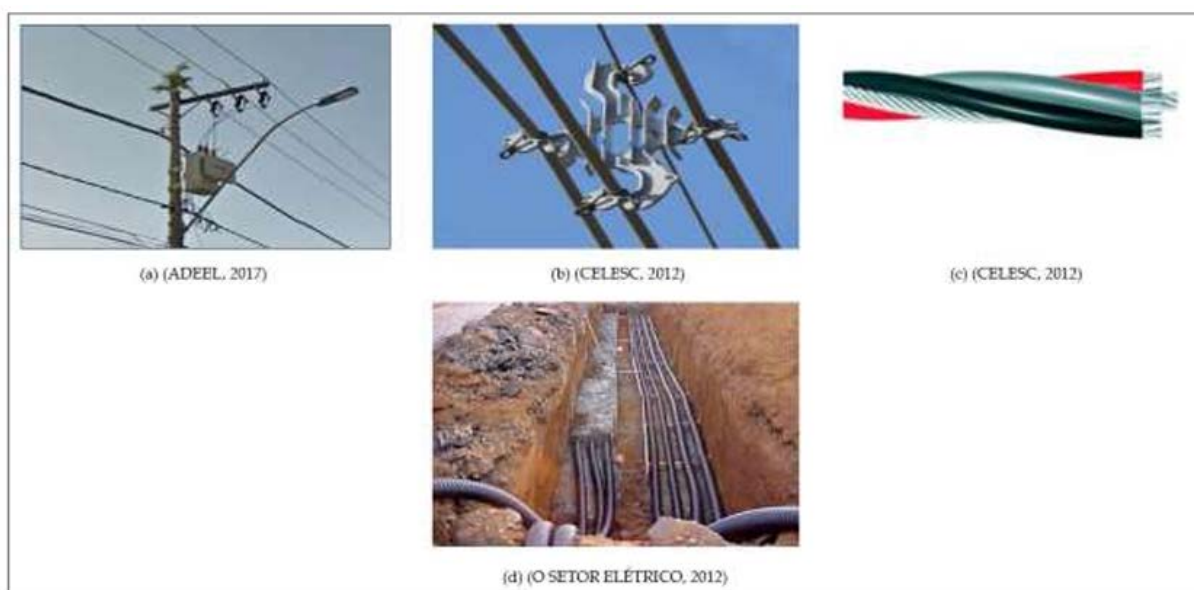


Fonte: (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010)

No SD, é possível observar algumas modernizações estruturais na maneira como a energia é entregue aos consumidores, impulsionadas por fatores como a busca por melhorias técnicas, redução de custos e diminuição de impactos visuais. Atualmente, destacam-se quatro

principais configurações de instalação: convencional, compacta, isolada e subterrânea. A configuração convencional (fig. 2.4a) ainda é a mais comum, embora esteja sendo gradualmente substituída. Ela utiliza condutores não isolados, sendo mais vulnerável às condições ambientais. Embora tenha um custo de instalação mais baixo, o custo de manutenção é elevado devido aos frequentes reparos necessários. A configuração compacta (fig. 2.4b) utiliza condutores encapados, o que aumenta a segurança, melhora a qualidade da energia e reduz a vulnerabilidade a impactos ambientais. Apesar de ter um custo de instalação mais alto, o custo de manutenção é significativamente menor. As redes isoladas (fig. 2.4c) são ainda mais caras, utilizando um cabo multiplexado com um fio de sustentação (neutro). Essa configuração é mais robusta e adequada para situações que exigem maior proteção. Por fim, as redes subterrâneas (fig. 2.4d) têm como principal vantagem a eliminação do impacto visual, o que as torna mais atraentes em áreas urbanas. No entanto, apresentam um custo elevado tanto de instalação quanto de manutenção, embora demandem reparos com menos frequência em comparação com as redes convencionais (OLIVEIRA *et al.*, 2020).

Figura 2.3 – Configurações usuais dos sistemas de distribuição



Fonte: (OLIVEIRA *et al.*, 2020)

É importante destacar que vários equipamentos são essenciais para a proteção, manobra e regulação de tensão nos sistemas de distribuição de energia. Para proteger o sistema, são utilizados dispositivos como para-raios, religadores automáticos, chaves fusíveis, relés de sobrecorrente, Transformadores de Corrente (TC) e Transformadores de Potencial (TP). No caso das manobras, disjuntores e chaves seccionadoras são empregados para abrir ou interromper circuitos que precisam ser ajustados, permitindo posteriormente a reenergização

segura. A regulação de tensão, por sua vez, pode ser feita por meio do ajuste do tap dos transformadores ou por reguladores de tensão, além de banco de capacitores, com função de adequar o nível de tensão ao longo dos alimentadores, garantindo a estabilidade e qualidade da energia fornecida (OLIVEIRA *et al.*, 2020).

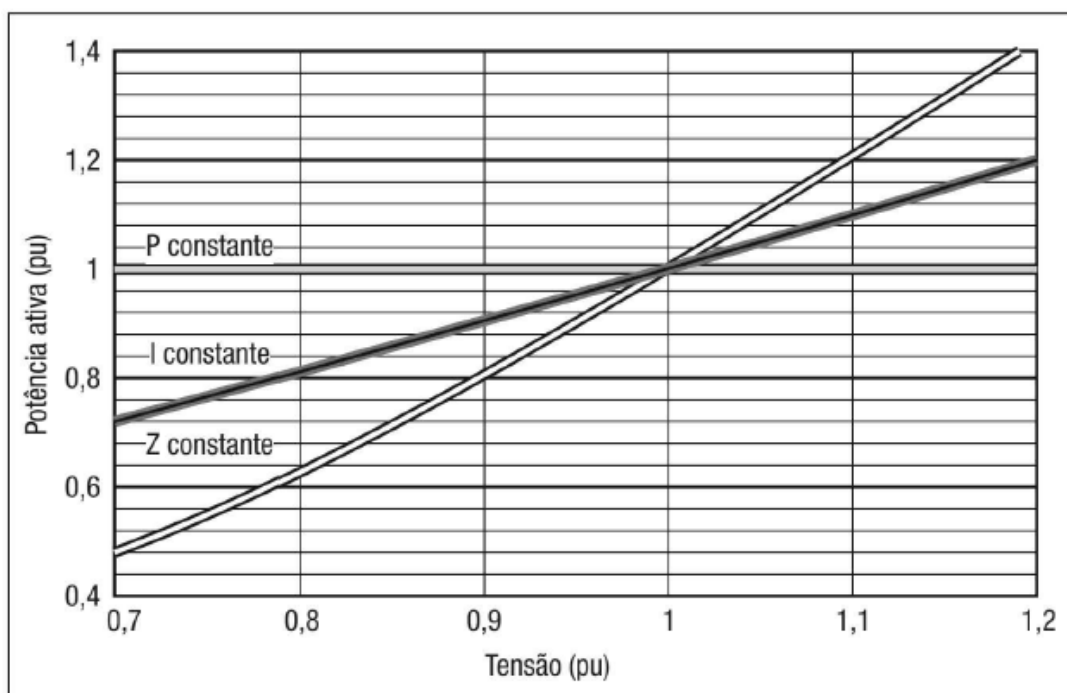
2.4 Modelos de Cargas

A forma construtiva e o princípio físico de funcionamento de cada equipamento elétrico são determinantes para seu comportamento em regime permanente senoidal, especialmente em relação a variações no nível de tensão de fornecimento. Em outras palavras, a potência elétrica que uma carga absorve depende de sua natureza específica e pode sofrer variações conforme a tensão aplicada. Isso significa que diferentes tipos de cargas respondem de maneiras distintas às flutuações de tensão, influenciando o desempenho geral do sistema de distribuição (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010).

Existem diversos modelos (fig. 2.5) utilizados para representar o comportamento das cargas em função da tensão aplicada. Os principais modelos incluem:

- **Cargas de Impedância Constante (Z):** Nessas cargas, a potência varia proporcionalmente ao quadrado da tensão, ou seja, aumentos na tensão resultam em aumentos significativos na potência absorvida.
- **Cargas de Corrente Constante (I):** Nesse modelo, a corrente permanece constante, e a potência absorvida é diretamente proporcional à tensão aplicada.
- **Cargas de Potência Constante (P):** Nesse caso, a potência absorvida pela carga permanece constante, independentemente das variações na tensão de fornecimento.
- **Modelo ZIP:** Combina os três modelos básicos de cargas (impedância, corrente e potência constantes) com o objetivo de representar de forma mais precisa o comportamento das cargas diante de variações de tensão. Nesse modelo, a soma das contribuições de cada um desses componentes deve corresponder à totalidade da potência ativa (P_{load}) e reativa (Q_{load}) da carga. Essa combinação permite uma descrição mais detalhada do comportamento dinâmico das cargas, ajustando-se a diferentes cenários de variação de tensão e fornecendo uma modelagem mais realista em sistemas de distribuição.

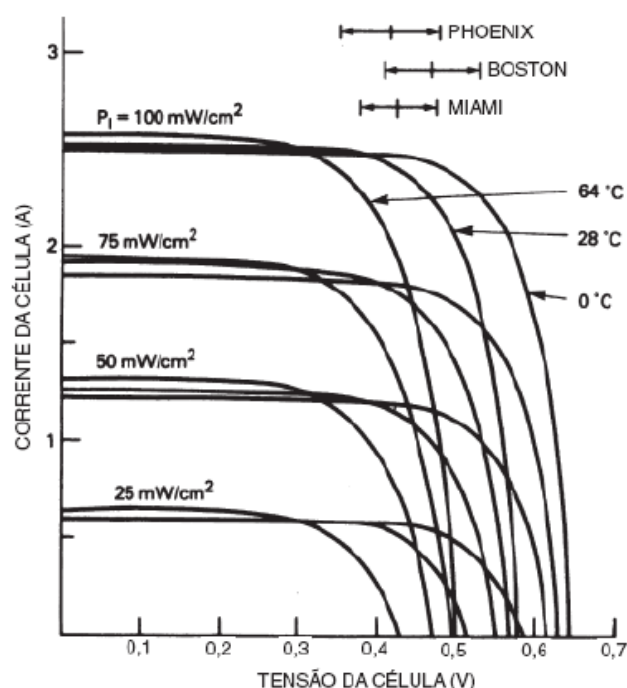
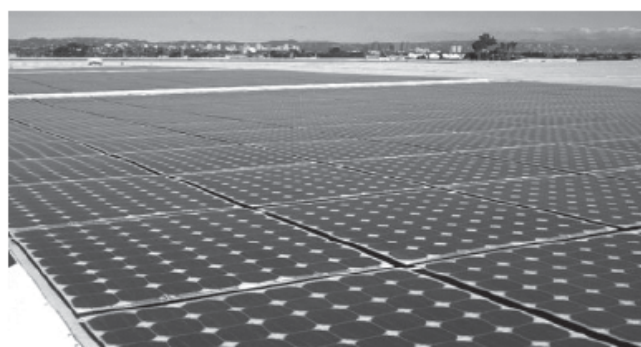
Esses modelos são essenciais para a análise e simulação de sistemas de distribuição, ajudando a prever o comportamento das cargas em diferentes condições operacionais.

Figura 2.4 – Potência absorvida em função da tensão aplicada à carga

Fonte: (KAGAN; OLIVEIRA; ROBBA, 2010)

2.5 Geração Fotovoltaica

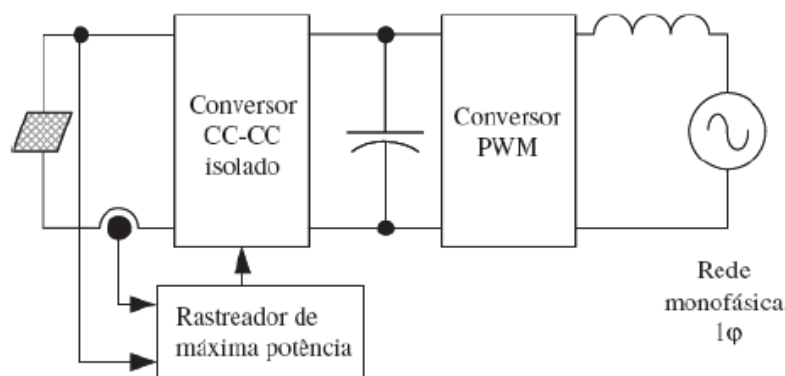
As células fotovoltaicas convertem diretamente a energia solar em eletricidade. Elas são compostas por junções pn, nas quais a incidência de fótons da luz solar cria um excesso de elétrons e lacunas, perturbando o equilíbrio térmico usual do material. Esse fenômeno gera um potencial elétrico, e, se houver um circuito externo fechado, ocorre um fluxo de elétrons, resultando em uma corrente elétrica. A característica de tensão-corrente ($v-i$) de uma célula fotovoltaica, como mostrado na fig. 2.6, revela que cada célula gera uma tensão de circuito aberto de aproximadamente 0,6 V. A corrente de curto-circuito, por outro lado, é limitada. A potência máxima disponível é obtida próximo ao "joelho" da curva $v-i$, onde a combinação de corrente e tensão fornece o valor ótimo de geração de energia (MOHAN, 2016).

Figura 2.5 – Características da Célula Fotovoltaica

Fonte: (MOHAN, 2016)

Em sistemas fotovoltaicos, os arranjos de módulos fotovoltaicos, geralmente com quatro módulos conectados em série, fornecem uma tensão de Corrente Contínua (CC) que varia entre 53 V e 90 V. Para que essa energia seja compatível com a rede elétrica monofásica, é necessário o uso de sistemas de eletrônica de potência, como mostrado na fig. 2.7, que convertem a tensão CC em uma onda senoidal de 127 V e 60 Hz. Essa conversão é essencial para a integração com a rede. Além disso, o sistema conta com um circuito rastreador de máxima potência (Maximum Power Point Tracking - MPPT), também ilustrado na fig. 2.7, que permite que o arranjo fotovoltaico opere no ponto de maior eficiência, otimizando a extração de energia das células fotovoltaicas, mesmo sob condições variáveis de irradiação solar e temperatura (MOHAN, 2016).

Figura 2.6 – Sistema fotovoltaico



Fonte: (MOHAN, 2016)

Existem diferentes tipos de células fotovoltaicas, cada uma com suas características e níveis de eficiência:

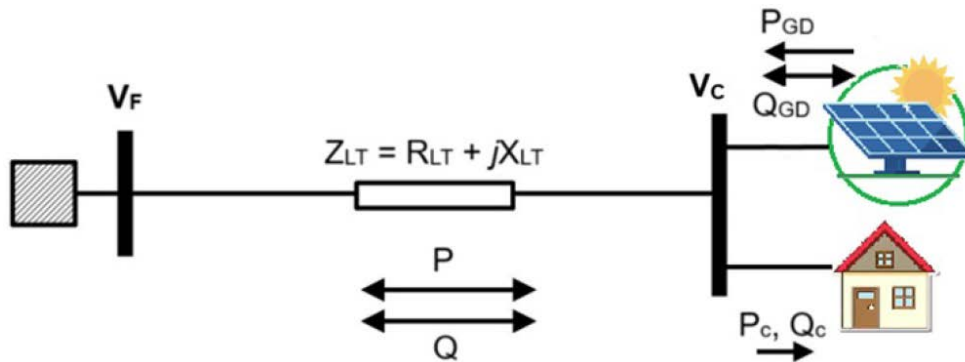
- **Células de silício monocristalino:** Apresentam eficiência entre 15% e 18%. São feitas a partir de um único cristal de silício, o que as torna mais eficientes, mas também mais caras devido ao processo de fabricação mais complexo.
- **Células de silício multicristalino:** Possuem eficiência entre 13% e 18%. São produzidas a partir de múltiplos cristais de silício, sendo uma opção mais econômica, embora com uma leve redução na eficiência em comparação com as monocristalinas.
- **Células de silício amorfo:** Com eficiência mais baixa, variando entre 5% e 8%, essas células são feitas de silício em uma forma não cristalina. São mais baratas de produzir e utilizadas em aplicações que requerem flexibilidade e baixo custo, mas sua eficiência é consideravelmente menor.

Cada tipo de célula fotovoltaica apresenta vantagens e desvantagens, dependendo do custo, eficiência e aplicação desejada.

2.6 Sobretensão em Sistemas Fotovoltaicos

Sobretensão é a elevação da tensão elétrica acima dos limites nominais especificados para o sistema, podendo ocorrer de forma transitória ou sustentada. No caso da geração FV, as sobretensões sustentadas são mais comuns e estão associadas à injeção de potência ativa maior do que a demanda consumida localmente.

Figura 2.7 – Parâmetros da rede e geração FV



Fonte: (LASGRID, 2024)

Considere o sistema representado na figura 2.7. onde a geração FV injeta potência na rede. A queda de tensão entre as barras V_F e V_C é dado pela equação 1:

$$\Delta V = R_{LT}(P_{GD} - P_C) + X_{LT}(\pm Q_{GD} - Q_C) \quad (1)$$

Onde P_{GD} e Q_{GD} são as potências ativa e reativa injetada pelo gerador fotovoltaico, P_C e Q_C são as potências ativa e reativa da carga, Z_{LT} é a impedância da linha, sendo R_{LT} a resistência e X_{LT} a reatância.

Quando P_{GD} é maior que P_C , ou seja, a potência injetada pelo gerador é maior do que a demanda local, o excedente é injetado na rede (fluxo reverso), e quanto maior a geração maior será a queda de tensão ao longo da LT, havendo um aumento na tensão local V_C . Se a geração P_{GD} for significativamente maior que a demanda P_C , a queda de tensão ao longo da LT será maior, e a elevação de tensão em V_C será mais expressiva. Outra observação importante é que, quanto maior a distância, maior será a queda de tensão ao longo da linha, potencializando o efeito da sobretensão no ponto de acoplamento.

A sobretensão, ou seja, operação da rede fora dos limites de tensão definidos pela norma (como a ABNT NBR 16149), pode ocasionar danos a equipamentos elétricos conectados à rede. Para mitigar a sobretensão, podem ser adotadas medidas como: controle de potência reativa através dos inversores, ajuste nos tap's dos transformadores, uso de reguladores de tensão ou banco de capacitores automáticos, além de outros.

3 MODELAGEM DO SISTEMA

Para modelar o circuito do alimentador em questão, foi utilizada a Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD) por meio do Quantum GIS (QGIS), juntamente com o software de simulação OpenDSS e sua interface em python, a py-dss-interface. A construção do circuito foi realizada considerando todos os seus parâmetros elétricos e dados construtivos, que serão discutidos nesta seção. Para facilitar o entendimento e organizar a descrição dos componentes que formam o circuito de distribuição, eles serão apresentados em subseções, separando-os conforme a natureza e função de cada conjunto no sistema.

3.1 Banco de Dados Geográficos da Distribuição (BDGD)

A BDGD é um modelo geográfico estabelecido com o objetivo de representar de forma simplificada o sistema elétrico real da distribuidora projetado para um período específico. Esse modelo busca refletir tanto a situação atual dos ativos, como postes, transformadores e cabos, quanto as informações técnicas e comerciais relevantes para a operação e gestão do sistema de distribuição. Ao simplificar a complexidade do sistema elétrico real, o modelo facilita a análise e o planejamento, mantendo o foco nas características essenciais que impactam diretamente a operação e o desempenho da rede elétrica (ANEEL, 2021c).

O BDGD inclui os seguintes elementos:

- **Traçado geométrico dos segmentos de rede:** Deve representar os segmentos de rede de alta, média e baixa tensão, localizados entre as estruturas de suporte, como postes e torres.
- **Localização geográfica das estruturas de suporte:** A posição exata de postes, torres e outros suportes físicos da rede deve ser mapeada para garantir uma visão precisa da infraestrutura.
- **Localização geográfica dos usuários e equipamentos:** A posição dos consumidores, bem como dos equipamentos, como transformadores, chaves e religadores, deve ser registrada para melhor análise e controle.
- **Delimitação das subestações e áreas de interesse:** As subestações, assim como outras áreas críticas, devem ser claramente delimitadas, permitindo uma visualização adequada para o planejamento e operação do sistema.

A estrutura da BDGD é organizada em dois tipos de conjuntos de informações: entidades geográficas e entidades não geográficas. Uma “Entidade” é entendida como um modelo abstrato

de dados criado para representar redes, estruturas, equipamentos, usuários e outras informações relevantes. A fig. 3.1 mostra um diagrama simplificado que ilustra a composição da BDGD (ANEEL, 2021c).

Figura 3.1 – Composição da BDGD



Fonte: (ANEEL, 2021c)

3.1.1 Entidades geográficas

As entidades geográficas correspondem estruturas de informação que precisam ser representadas espacialmente, além de estarem interligadas com outras entidades do BDGD. A tabela 3.1 encontrada no manual de instruções da BDGD apresenta, em sua primeira coluna, a sigla e, na segunda, o nome correspondente à camada (ANEEL, 2021c). O Anexo A apresenta o conjunto de informações do tipo entidade geográfica, que podem ser encontradas no módulo 10 do PRODIST, onde cada conjunto é detalhado por meio de um tipo genérico, um nome, sua representação espacial e os conteúdos relacionado

Tabela 3.1 – Siglas das entidades geográficas

Sigla	Nome
ARAT	Área e Atuação
CONJ	Conjunto
PONNOT	Ponto Notável
SSDAT	Segmento do Sistema de Distribuição de Alta Tensão
SSDBT	Segmento do Sistema de Distribuição de Baixa Tensão
SSDMT	Segmento do Sistema de Distribuição de Média Tensão
SUB	Subestação
UNCRAT	Unidade Compensadora de Reativo de Alta Tensão
UNCRBT	Unidade Compensadora de Reativo de Baixa Tensão
UNCRMT	Unidade Compensadora de Reativo de Média Tensão
UCAT	Unidade Consumidora de Alta Tensão
UCBT	Unidade Consumidora de Baixa Tensão
UCMT	Unidade Consumidora de Média Tensão
UGAT	Unidade Geradora de Alta Tensão
UGBT	Unidade Geradora de Baixa Tensão
UGMT	Unidade Geradora de Média Tensão
UNREAT	Unidade Reguladora de Alta Tensão
UNREMT	Unidade Reguladora de Média Tensão
UNSEAT	Unidade seccionadora de Alta Tensão
UNSEBT	Unidade seccionadora de Baixa Tensão
UNSEMT	Unidade seccionadora de Média Tensão
UNTRD	Unidade Transformadora da Distribuição
UNTRS	Unidade Transformadora da Subestação

Fonte: (ANEEL, 2020a)

3.1.2 Entidades não geográficas

As entidades não geográficas correspondem a estruturas de informações que se conectam às demais entidades da BDGD, mas sem uma representação geográfica específica. A tabela 3.2 encontrada no manual de instruções da BDGD apresenta, em sua primeira coluna, a sigla e, na segunda, o nome correspondente à camada (ANEEL, 2021c). Os conjuntos de informações classificados como entidades não geográficas são apresentados no Anexo B, onde cada conjunto é detalhado com base em um tipo genérico, um nome e os conteúdos a ele vinculados.

Tabela 3.2 – Siglas das entidades não geográficas

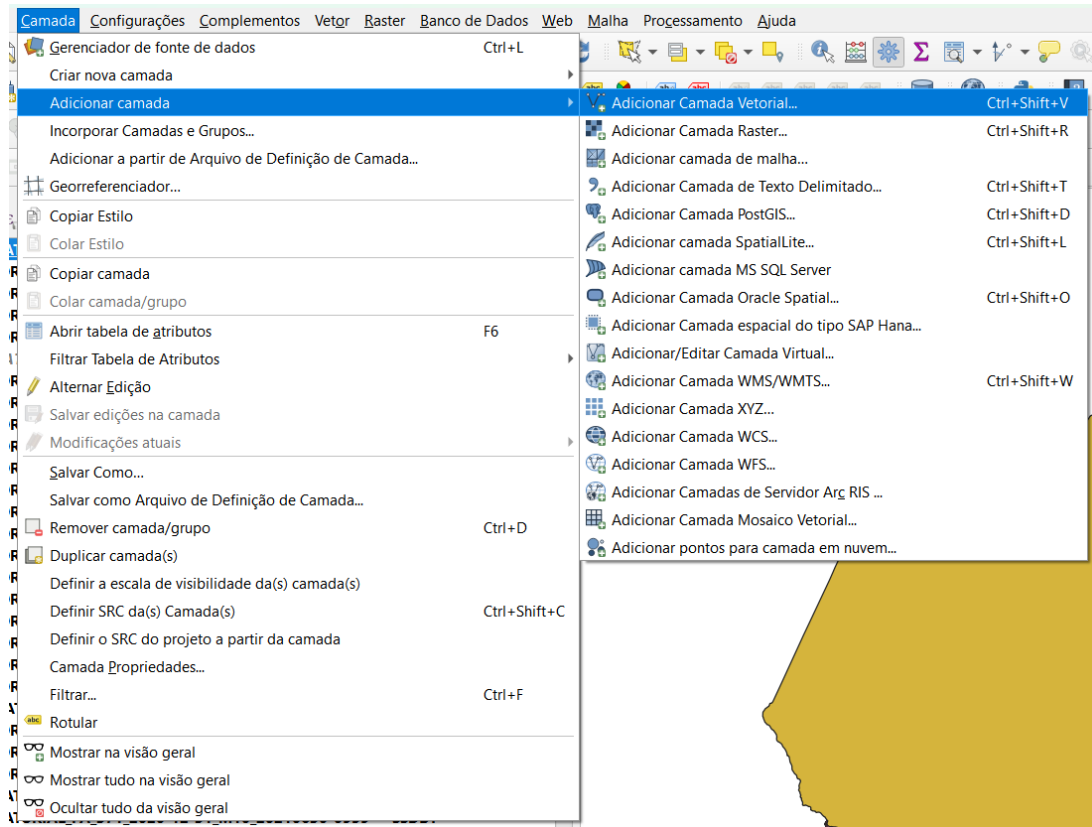
Sigla	Nome
BE	Balanço de Energia
BAR	Barramento
BASE	Base
BAY	Bay
CRVCRG	Curva de Carga
CTAT	Circuito de Alta Tensão
CTMT	Circuito de Média Tensão
EP	Energia Passante
EQCR	Equipamento Compensador de Reativo
EQME	Equipamento Medidor
EQRE	Equipamento Regulador
EQSE	Equipamento Seccionador
EQSIAT	Equipamento do Sistema de Aterramento
EQTRD	Equipamento Transformador da Distribuição
EQTRM	Equipamento Transformador de Medida
EQTRS	Equipamento Transformador da Subestação
EQTRSX	Equipamento Transformador do Serviço Auxiliar
INDGER	Indicadores Gerenciais
PNT	Perdas Não Técnicas
PT	Perdas Técnicas
PIP	Ponto de Iluminação Pública
RAMLIG	Ramal de Ligação
SEGCON	Segmento Condutor

Fonte: (ANEEL, 2020a)

3.1.3 Manipulação e extração de dados

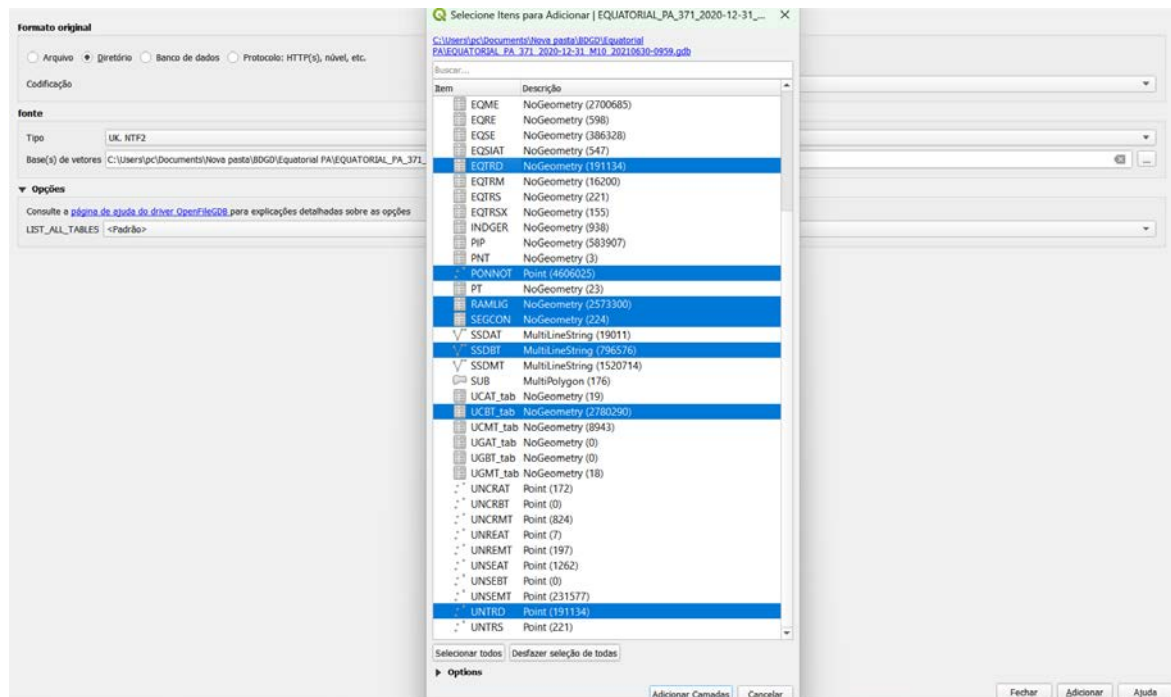
O software QGIS foi utilizado para abrir a BDGD, possibilitando a manipulação e extração dos dados levantados. Para carregar o arquivo no QGIS, é necessário seguir as etapas mostradas nas interfaces ilustradas nas figuras 3.2 e 3.3, onde estão listadas todas as camadas mencionadas nas tabelas 3.1 e 3.2. O usuário pode selecionar quais camadas deseja visualizar, permitindo personalizar a exibição conforme as suas necessidades de análise. Essa flexibilidade da interface do QGIS facilita a análise espacial, ao permitir a sobreposição de diferentes camadas, integrando visualmente os dados. Isso proporciona uma visão abrangente e detalhada do sistema elétrico, auxiliando de maneira significativa na tomada de decisões e na análise técnica do SD.

Figura 3.2 – Adicionando nova camada



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

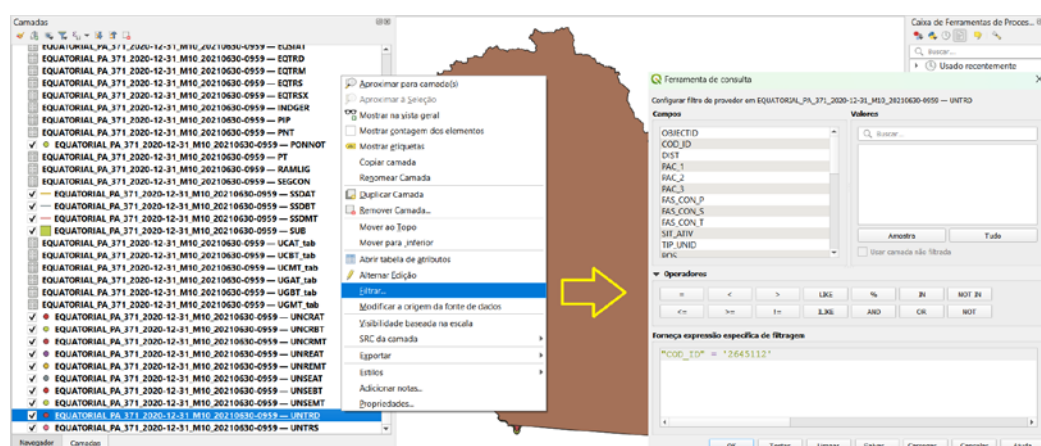
Figura 3.3 – Selecionando camadas



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Para isolar uma determinada rede de distribuição, como a que será analisada neste estudo, é necessário aplicar filtros que refinem a busca. A fig. 3.6 ilustra a aplicação de um filtro em um dos atributos da camada UNTRD e EQTRD, utilizando o comando "COD_ID" = '2645112', que exibe apenas este transformador específico onde será realizada a análise do sistema em baixa tensão. Para as demais camadas, como SSDBT, UCBT e RAMLIG, onde o campo UNTRD está presente, os filtros deverão ser aplicados utilizando o código "UNI_TR_D" = '2645112'. Dessa forma, o sistema isola a rede que será analisada, permitindo a extração de dados e facilitando o estudo da rede de distribuição associada ao transformador específico.

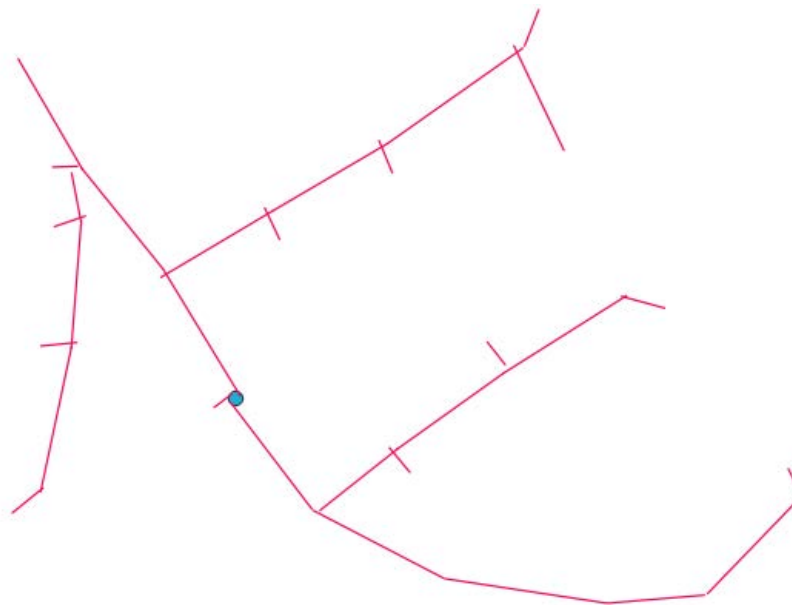
Figura 3.6 – Aplicação do filtro em uma camada



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Ao aplicar o filtro correspondente nas camadas EQTRD, UNTRD, SSDBT, RAMLIG e UCBT, chega-se à rede que será analisada. Trata-se do sistema de baixa tensão conectado ao secundário do transformador de distribuição '2645112', localizado no condomínio Greenville II, em Belém, Pará. Com isso, o circuito a montante do transformador será representado como um equivalente de Thévenin, simplificando as características do sistema antes do transformador. Já o circuito a jusante, ou seja, a parte do sistema que está após o transformador, é ilustrado na fig. 3.7, onde o ponto azul representa o transformador, enquanto as linhas vermelhas indicam a rede de baixa tensão. Essa configuração facilita a análise do comportamento do sistema e os estudos técnicos sobre a distribuição da energia elétrica nessa área específica.

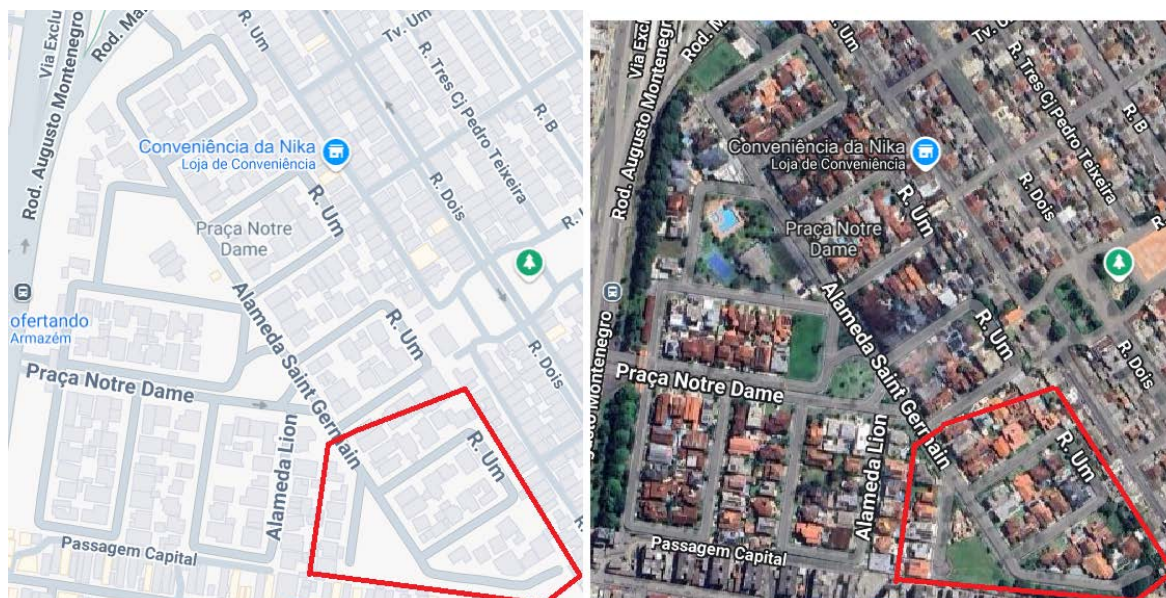
Figura 3.7 – Rede de BT da UNTRD '2645112' via QGIS



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

A fig. 3.8 exibe uma imagem de satélite da região onde o transformador '2645112' está instalado, juntamente com seu sistema de distribuição de baixa tensão. Essa visão permite observar a localização geográfica exata da rede de BT no condomínio Greenville II, em Belém, Pará, bem como a área ao redor, facilitando a visualização do sistema elétrico no ambiente real.

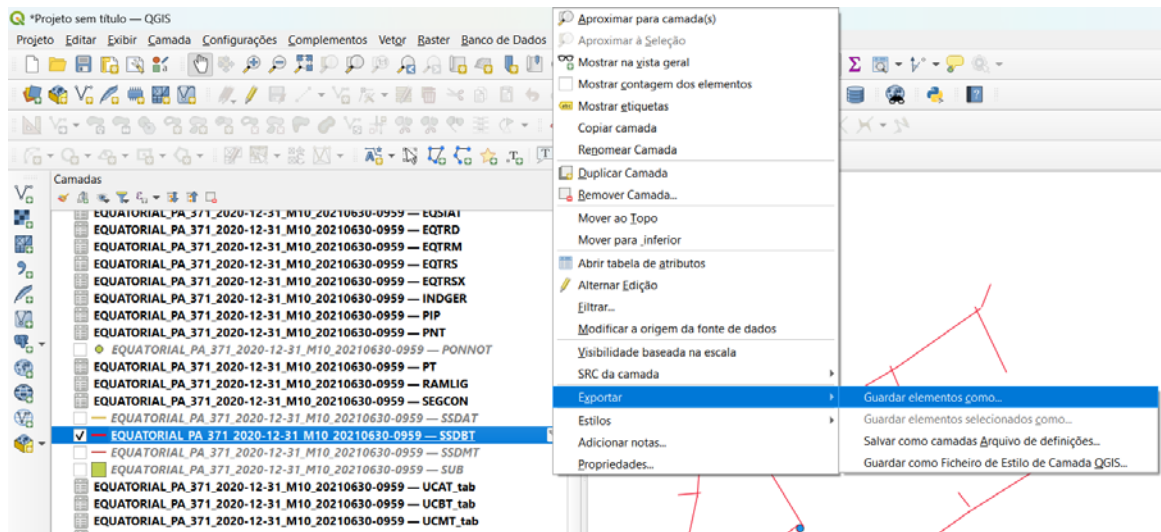
Figura 3.8 – Região da rede de BT via google maps



Fonte: Google Maps

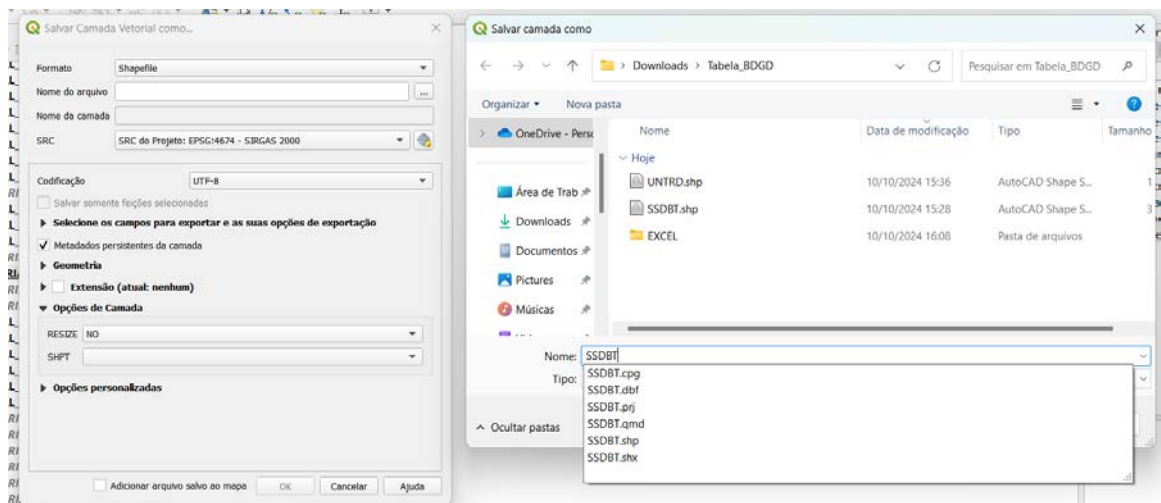
Para exportar os dados das camadas no QGIS no formato *shapefile*, que pode ser aberto no Excel (identificado com a extensão *.dbf*), será necessário seguir os passos ilustrados nas figuras 3.9 e 3.10.

Figura 3.9 – Exportando os atributos da camada



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Figura 3.10 – Salvando tabela de dados no formato shapefile



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Para modelar a rede, foram extraídas informações das seguintes camadas do BDGD:

- **UNTRD:** A partir dessa camada, serão extraídas informações detalhadas do transformador de distribuição, incluindo nome do transformador, nome dos barramentos associados, número de fases no primário e no secundário, tap (posição do comutador), potência nominal, perdas no ferro e totais.
- **EQTRD:** Também serão extraídas informações complementares do transformador de distribuição para uma modelagem mais precisa, incluindo tensão no primário e secundário, resistência percentual do primário para o secundário (R %), reatância percentual do primário para o secundário (XHL %).

- **SSDBT:** Serão obtidos os seguintes dados dos segmentos de baixa tensão: nomes dos segmentos, número de fases, nomes dos barramentos associados, tipos de condutores (detalhados na camada SEGCON) e os comprimentos dos segmentos.
- **RAMLIG:** Serão coletados os seguintes dados dos ramais de ligações: nomes dos segmentos, nomes dos barramentos associados, número de fases, tipos de condutores (detalhados na camada SEGCON) e comprimentos dos segmentos.
- **SEGCON:** A camada fornece informações essenciais sobre os cabos condutores da rede analisada, incluindo resistência de sequência positiva ($R1$), impedância de sequência positiva ($X1$), corrente nominal e corrente máxima (C_{MAX}) do condutor, geometria do cabo condutor, tipo de bitola e isolamento do condutor.
- **UCBT:** Os seguintes dados serão coletados das unidades consumidoras de baixa tensão: nomes das cargas, nomes dos barramentos associados, tipos de consumidores (perfil de curva de carga), número de fases e potência das cargas instaladas.
- **CRVCRG:** Cada registro dessa entidade corresponde ao perfil da curva de carga de um determinado tipo de consumidor, previamente definido na camada UCBT.

3.2 OpenDSS

O OpenDSS é um software de simulação do SEP desenvolvido pelo Electric Power Research Institute (EPRI) especialmente voltada para os sistemas elétricos de distribuição de energia elétrica. O OpenDSS oferece suporte para a maioria das análises em regime permanente senoidal (RPS), comumente realizadas em sistemas de distribuição de energia. Além disso, sua capacidade se estende a novos tipos de análises voltadas às Redes Elétricas Inteligentes (Smart Grids), permitindo a exploração de tecnologias emergentes no setor elétrico. Grande parte dos recursos foi desenvolvida para atender à crescente demanda por análises envolvendo geração distribuída, além de ferramentas para análise de eficiência energética e análise harmônica. A flexibilidade do OpenDSS também se destaca, já que foi projetado para ser expansível, facilitando a adaptação a necessidades futuras ou específicas dos usuários, acompanhando as inovações e os desafios de sistemas de distribuição de energia modernos (SEXAUER, 2016).

O cálculo do fluxo de carga é realizado via o método de injeção de correntes, o qual se baseia na técnica de decomposição da matriz de admitâncias nodais. Esse método é amplamente utilizado devido à sua eficiência e precisão ao lidar com sistemas de distribuição, que tendem a ser altamente desbalanceados e com cargas distribuídas de forma heterogênea (FREITAS, 2015).

Outra característica principal do OpenDSS está em seus modos de solução *quazistatic*, que permitem a realização de simulações sequenciais no tempo. Isso possibilita a análise do comportamento dos sistemas durante intervalos de tempo definidos.

Os principais modos de solução de FP presentes no OpenDSS são:

- **Fluxo de potência instantâneo (SnapShot):** simula o sistema em um único instante, proporcionando uma visão imediata do estado do sistema.
- **Fluxo de potência diário:** analisa o comportamento do sistema de distribuição ao longo de um dia, capturando variações de carga e geração.
- **Fluxo de potência anual:** simula o comportamento do sistema ao longo de um ano, útil para estudos de sazonalidade e planejamento de longo prazo.
- **Análise harmônica:** avalia a distorção harmônica no sistema, importante para a qualidade de energia.
- **Análise dinâmica:** simula a resposta do sistema a eventos dinâmicos, como mudanças rápidas de carga ou falhas.
- **Estudo de curto-circuito:** analisa as condições do sistema durante falhas e avalia as correntes de curto-circuito que ocorrem nessas situações.

3.2.1 Modelos básicos

O OpenDSS modela sistemas elétricos para simulações em regime permanente senoidal, operando no domínio fasorial com cálculos algébricos. Isso permite simulações em condições estáveis, ideais para analisar o comportamento de sistemas de distribuição de energia elétrica. Um diferencial é a sobreposição de uma rede de comunicação que interliga controles e medições, permitindo o monitoramento e ajustes em tempo real nos elementos elétricos (SEXAUER, 2016).

Os blocos fundamentais usados para construir um circuito no OpenDSS são:

- **Elementos de transporte de energia (Power Delivery - PD):** incluem componentes como linhas de transmissão e transformadores, que são responsáveis por transportar energia através do sistema.
- **Elementos de conversão de energia (Power Conversion - PC):** consistem em cargas e geradores, que consomem ou produzem energia, respectivamente.

Além disso, o OpenDSS conta com elementos de suporte, como dispositivos de controle, medições e curvas de carga, que aprimoram os modelos de PDs e PCs, refinando a simulação

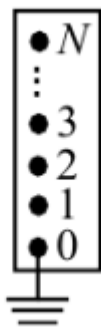
para refletir o comportamento real da rede, como o controle de tensão ou a resposta a variações de demanda (SEXAUER, 2016).

Outro ponto inovador do OpenDSS é sua abordagem sobre as barras (nós), que conectam os elementos elétricos. Ao contrário dos métodos tradicionais, onde as barras são centrais na modelagem, no OpenDSS elas são criadas automaticamente como resultado da adição de elementos como linhas ou transformadores, facilitando a construção e análise do sistema e oferecendo mais flexibilidade (SEXAUER, 2016). Os principais elementos são descritos a seguir:

a) Barra

A barra no OpenDSS é um elemento essencial de circuito que contém nós, e sua função principal é conectar os terminais dos elementos elétricos a esses nós. Conforme ilustrado na figura 3.11, a barra permite a interligação de diversos componentes do sistema elétrico, como linhas, transformadores, cargas e geradores. Cada barra tem uma tensão em seus nós, medida em relação ao nó de referência, denominado nó 0. Este nó de referência, caracterizado por apresentar tensão nula, não precisa ser necessariamente o ponto de terra do circuito. Uma característica singular do OpenDSS é que a barra não é definida previamente. As barras são criadas automaticamente à medida que novos elementos são adicionados ao circuito (FREITAS, 2015).

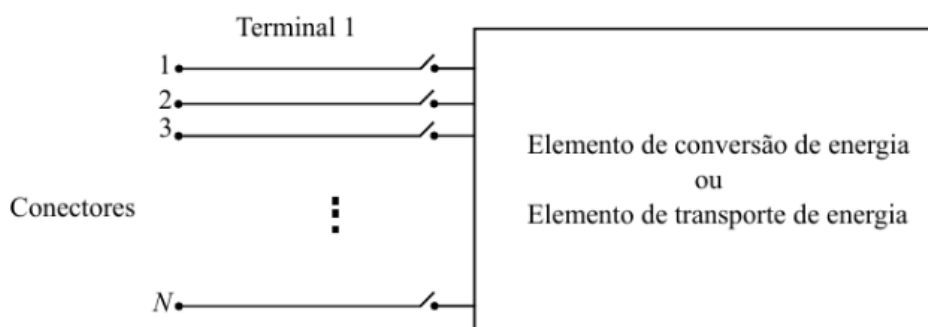
Figura 3.11 – Barra com N Nós



Fonte: (SEXAUER, 2016)

b) Terminal

Os elementos elétricos possuem um ou mais terminais, os quais podem conter diversos conectores. Cada terminal deve ser ligado a apenas uma barra. A Figura 3.12 ilustra um elemento com um terminal que contém N conectores (SEXAUER, 2016).

Figura 3.12 – Terminal com N conectores

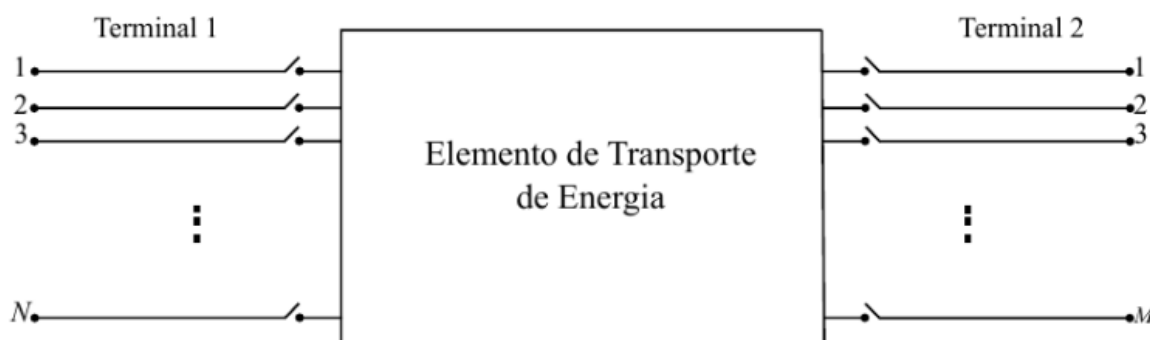
Fonte: (SEXAUER, 2016)

c) Elemento de transporte de energia

Os elementos responsáveis pelo transporte de energia, conforme ilustrado na figura 3.13, possuem um ou mais terminais. Por exemplo:

- Uma linha com 4 fios possui dois terminais, cada um com 4 conectores.
- Um transformador monofásico com três enrolamentos tem 3 terminais, sendo que cada um contém 2 conectores.
- Um banco de capacitores trifásico apresenta apenas um terminal com 3 conectores.

A função primária desses elementos é transferir energia de um ponto a outro. Embora essa definição não se aplique estritamente a bancos de capacitores e reatores, esses componentes também são classificados como elementos de transporte de energia. Eles são caracterizados principalmente por sua matriz de admitâncias nodais (SEXAUER, 2016).

Figura 3.13 – Elemento de transporte de energia com dois terminais, o primeiro com N conectores e o segundo com M conectores

Fonte: (SEXAUER, 2016)

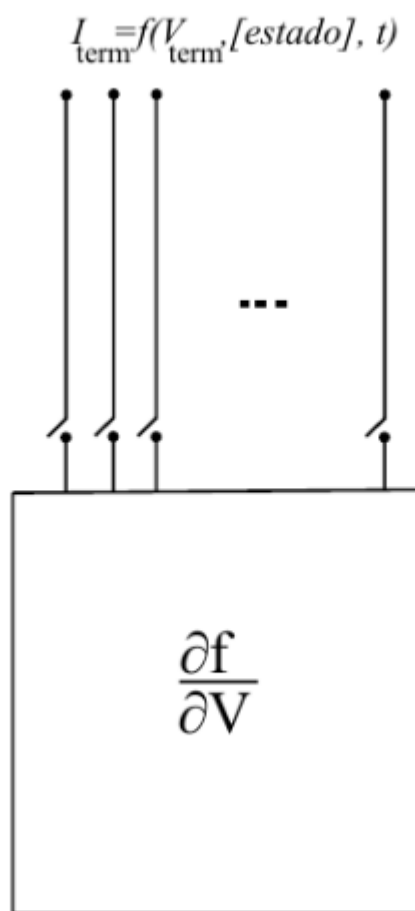
d) Elemento de conversão de energia

Os elementos de conversão de energia têm a função de transformar energia elétrica em outras formas de energia, ou vice-versa. Esses componentes incluem geradores, cargas,

acumuladores de energia e equivalentes de thévenin, entre outros. Geralmente, eles possuem um único terminal com N conectores (SEXAUER, 2016).

A caracterização desses elementos pode ser feita por meio de uma matriz de impedâncias nodais, que leva em consideração a parte linear do sistema. Além disso, é possível utilizar um conjunto complexo de equações diferenciais, que resulta em uma equação de injeção ou compensação de corrente, como ilustrado na figura 3.14 (FREITAS, 2015).

Figura 3.14 – Elemento de conversão de energia



Fonte: (FREITAS, 2015)

e) Elemento de suporte

O OpenDSS oferece uma ampla gama de elementos de suporte que podem ser integrados aos PDs e PCs. Esses elementos têm diversas funções, como: Facilitar a definição de parâmetros para os PDs e PCs., associar funcionalidades de controle a determinados elementos e monitorar e fornecer dados e resultados para análises temporais (SEXAUER, 2016).

A seguir, estão os principais elementos de suporte utilizados:

- **LineCode:** Armazena as informações elétricas específicas de uma linha, incluindo seu arranjo.

- **LineGeometry e WireData:** Contêm as informações geométricas dos postes e das linhas. O OpenDSS utiliza esses dados para construir a matriz de admitância nodal da linha em função de S/unidade de comprimento.
- **LoadShape:** Representa a curva de carga de um consumidor ou a curva de geração de um gerador. Este elemento é fundamental para simulações sequenciais no tempo.
- **Spectrum:** Permite a inclusão de um espectro harmônico em um elemento de conversão de energia.
- **EnergyMeter:** Funciona como um medidor que fornece diversos resultados sobre a área de medição.
- **Monitor:** Monitores são instalados em locais específicos para fornecer dados elétricos selecionados.
- **CapControl:** Este elemento de controle é utilizado para gerenciar a operação de capacitores.
- **RegControl:** Este elemento de controle tem a finalidade de regular o tap ou os taps de um transformador.

3.2.2 Passos comuns para modelar e simular a SEP no OpenDSS

Os passos comuns para realizar simulações utilizando o OpenDSS são os seguintes (SEXAUER, 2016).

1. **Definição do Circuito:** Insira os comandos necessários para definir os componentes do sistema, como linhas, transformadores, cargas e geradores.
2. **Configuração das Opções de Simulação:** Escolha o modo de solução desejado, que pode incluir opções como solução instantânea, análise diária ou análise harmônica.
3. **Resolver o Fluxo de Potência:** Após definir os comandos, execute a simulação pressionando Ctrl+D.
4. **Análise dos Resultados:**
 - **Observando um Elemento em Particular:** Selecione o elemento desejado na Ferramenta de Elementos e, em seguida, acesse o menu "Visualize" para visualizar suas informações.
 - **Observando o Perfil de Tensão:** Após a realização do fluxo de potência, digite o comando plot Profile e execute-o. Vale ressaltar que é necessário inserir um EnergyMeter no início do circuito para que o perfil de tensão do alimentador possa ser plotado.

- **Observando Informações das Linhas no Plot do Circuito:** Para visualizar o circuito, utilize o menu "Plot" e defina as coordenadas das barras por meio do comando Buscoords. Para mais informações, consulte o Manual do OpenDSS.
- **Observando os Relatórios de Resultados:** Utilize os menus "Show" e "Export" para gerar relatórios. Os resultados das simulações podem ser exportados em arquivos *.csv ou *.txt.

3.2.3 Sintaxe da linguagem de programação do OpenDSS

A descrição dos circuitos e sua resolução no OpenDSS são feitas por meio de linhas de comando que seguem a linguagem de programação específica do software. É recomendável utilizar a função de ajuda do OpenDSS para consultar ou lembrar os comandos disponíveis. Vale destacar que essa linguagem não diferencia letras maiúsculas e minúsculas (SEXAUER, 2016).

Cada comando é inserido como uma linha de texto, e geralmente consiste em um verbo seguido de alguns parâmetros. Existem dois tipos principais de linhas de comando (SEXAUER, 2016):

- **Comandos que interagem com elementos do circuito:** Nesse tipo, o verbo atua diretamente sobre um elemento do circuito, como mostrado na figura 3.15.

Figura 3.15 – Exemplo de comando com verbo que interage com elemento

```
VerboComando ClasseElemento.NomeElemento Param1=Valor1 Param2=Valor2
New Line.Linha Phases=3 Bus1=A Bus2=B length=1 units=km linecode=
ArranjoTeste
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

- **Comandos que não interagem com elementos do circuito:** Neste caso, o verbo executa ações gerais, sem se referir a um elemento específico, como mostrado na figura 3.16.

Figura 3.16 – Exemplo de comando com verbo que não interage com elemento

```
VerboComando Param1=Valor1 Param2=Valor2
Set mode=daily stepsize=1h number=24
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

3.2.4 Verbo

A tabela 3.3 lista os verbos mais comuns utilizados no OpenDSS. Para consultar todos os verbos disponíveis, você pode clicar no botão de Ajuda e selecionar a opção "Executive". Caso nenhum verbo seja explicitamente especificado em uma linha de comando, o OpenDSS utiliza automaticamente o verbo Edit (SEXAUER, 2016).

Tabela 3.3 – Principais verbos

Verbo	Descrição
New	Cria um novo elemento de circuito
Edit	Edita um elemento de circuito escolhido
Set	Define as opções de solução como, por exemplo, Mode
Solve	Realiza a solução do circuito definido
Show	Apresenta relatórios de resultados em arquivos *.txt
Export	Salva relatórios de resultados em arquivo *.csv
Plot	Plota os resultados do fluxo de potência no circuito

Fonte: (SEXAUER, 2016)

3.2.5 Parâmetros

Os pares parâmetro/valor podem ser separados por vírgula ou espaço em branco. Quando os valores requerem delimitadores, pode-se utilizar aqueles listados na tabela 3.4. Embora os delimitadores sejam intercambiáveis, é recomendável adotar um padrão para manter a consistência estética (SEXAUER, 2016).

Tabela 3.4 – Delimitadores da linguagem de programação do OpenDSS

Delimitador	Sugestão de Uso
Aspas simples	String
Aspas duplas	String
Parênteses	Lista de valores
Colchetes	Lista de valores
Chaves	Expressão Matemática

Fonte: (SEXAUER, 2016)

Para acessar um membro de uma classe ou um parâmetro (propriedade) de um elemento, utiliza-se o ponto final (.). Todos os elementos devem ser referenciados pelo seu nome completo, a menos que o contexto já deixe claro a que elemento você se refere. Por exemplo, ao definir um elemento CapControl, o capacitor relacionado já é inferido automaticamente. Portanto, o nome da classe do capacitor não precisa ser especificado. Se um capacitor chamado "Capacitor.Cap1" deve ser controlado por um elemento CapControl, basta indicar Cap1 na descrição do CapControl, como em capacitor = Cap1 (SEXAUER, 2016).

O nome completo de um elemento possui o formato da fig. 3.17.

Figura 3.17 – Definido nome do elemento

```
ClasseElemento.NomeElemento
Line.Linha
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

Para acessar uma propriedade de um elemento, o formato da fig. 3.18 deve ser utilizado.

Figura 3.18 – Acessando uma propriedade de um elemento

```
ClasseElemento.NomeElemento.PropriedadeNome
Line.Linha.Phases
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

Ao acessar múltiplos parâmetros do mesmo elemento dentro do mesmo comando, os nomes de propriedades adicionais não precisam ser descritos por completo, como na fig. 3.19.

Figura 3.19 – Acessando múltiplos parâmetros de um elemento

```
Line.L1.Bus1=1, Bus2=5
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

Além disso, os parâmetros também podem ser especificados na sua ordem padrão. Isso é comumente feito quando se especifica a propriedade elemento ou objeto, pois geralmente essas propriedades são as primeiras a serem descritas. Por fim, a especificação pela ordem e pelo par parâmetro/valor podem ser misturadas, como mostrado na fig. 3.20 (SEXAUER, 2016).

Figura 3.20 – Especificações misturadas

```
New EnergyMeter.Feeder Line.L115, terminal=1, enabled=false
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

Ao especificar um novo dispositivo, a muitos dos seus parâmetros são dados valores razoáveis. A documentação completa sobre quais parâmetros devem ser específicas dos quais parâmetros recebem possuem/valores padrões (default) e quais são esses valores é fornecida na documentação dos comandos (SEXAUER, 2016).

Em geral, classes de elementos que possuem as propriedades element, object, terminal, bus1 ou bus2 não possuem valores padrão e deve ser especificado no instante da criação do dispositivo (SEXAUER, 2016).

3.2.6 Comentários

Comentários podem ser incluídos em linhas de comando usando os símbolos "//" ou "!", como mostrado na fig. 3.21 (SEXAUER, 2016).

Figura 3.21 – Inserindo comentário em uma linha

```
// Editar o Controle do Regulador de tensao chamado ControleRegulador
RegControl.ControleRegulador.Maxtapchange=1 ! Limite para mudanca de
um tap
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

Para adicionar comentários que se estendem por várias linhas, deve-se usar "/* ... */", conforme ilustrado na fig. 3.22 (SEXAUER, 2016).

Figura 3.22 – Inserindo um comentário em múltiplas linhas

```
/* Comentando um trecho de codigo
New Monitor.FontePQ Vsource.Fonte 1 mode=1 ppolar=no
New Monitor.FonteVI Vsource.Fonte 1 mode=0 VIpolar=Yes
*/
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

3.2.7 Multi linha

Se um comando precisar ser dividido em várias linhas, o símbolo "~" deve ser colocado no início das linhas adicionais, conforme ilustrado na fig. 3.23 (SEXAUER, 2016).

Figura 3.23 – Escrevendo um comando usando mais de uma linha

```
New Line.L1 Bus1=1, Bus2=2, Length=1
~ units=mi, geometry=3PH_3/0_Horiz
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

Vale ressaltar que o código mostrado representa, na verdade, dois comandos distintos. Por isso, todos os parâmetros não padrão deve ser especificados na primeira linha do comando. Caso contrário, o OpenDSS apresentará um erro de sintaxe, como demonstrado na fig. 3.24 (SEXAUER, 2016).

Figura 3.24 – Erro de sintaxe ao escrever um comando usando mais de uma linha

```
// O OpenDSS acusara um erro pois as barras Bus1 e Bus2 nao sao
definidas na primeira linha
New Line.L1 Length=1, units=mi
~ Bus1=1, Bus2=2, geometry=3PH_3/0_Horiz
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

3.2.8 Incluindo arquivos externos

Existem duas maneiras de incluir arquivos DSS externos no código analisado pelo OpenDSS:

- **Comando Compile:** Esse comando insere o arquivo selecionado no código analisado, mas altera o diretório onde os resultados são salvos para o diretório em que o arquivo escolhido pelo comando Compile está localizado.
- **Comando Redirect:** Esse comando também insere o arquivo selecionado no código, mas, ao contrário do comando Compile, mantém o diretório de saída no mesmo local do arquivo original.

Além disso, algumas propriedades, como a propriedade `mult` da classe `LoadShape`, podem exigir uma lista extensa de valores. Para facilitar, o OpenDSS permite a leitura desses valores de arquivos externos nos formatos `*.txt` ou `*.csv`. Um exemplo pode ser visto na fig. 3.25 (SEXAUER, 2016).

Figura 3.25 – Inserindo arquivo csv

```
LoadShape.LS1 mult=(File= 'Example.csv')
```

Fonte: (SEXAUER, 2016)

3.2.9 Elemento circuit

O equivalente de Thévenin pode ser utilizado para representar a transmissão vista a partir da subestação, ou a subestação vista de um alimentador, ou ainda qualquer outro tipo de equivalente que se deseje modelar. Assim, é fundamental entender exatamente o que se quer representar com o equivalente (FREITAS, 2015).

No OpenDSS, todo circuito deve ser inicializado pelo elemento `Circuit`, que é responsável por definir o sistema de conversão de energia, possuindo apenas um terminal. Esse elemento representa um equivalente de Thévenin, sendo considerado, para os cálculos, o componente que contém os dados de fronteira, ou seja, a barra swing (FREITAS, 2015).

A tabela 3.5 apresenta os principais parâmetros necessários para definir o elemento `Circuit`. Na fig. 3.26, são descritos esses parâmetros, destacando que é necessário definir o par (`R1`, `X1`) ou (`Mvasc3`, `Mvasc1`) (FREITAS, 2015).

Tabela 3.5 – Parâmetros básicos do elemento circuit

Parâmetro	Descrição
basekV	Tensão de linha nominal em kV
bus1	Nome da barra a qual o terminal do elemento é conectado
R1	Resistência de sequência positiva da fonte Ω
X1	Reatância de sequência positiva da fonte Ω
mvasc3	Potência de curto-circuito trifásico MVA
mvasc1	Potência de curto-circuito monofásico MVA
pu	Valor por unidade da tensão na barra

Fonte: (FREITAS, 2015)

Figura 3.26 – Definindo de forma genérica elemento circuit

```
New Circuit.Nome bus1 = Barral basekv=tensão_de_base pu=tensão em pu
~mvasc3=Potência_de_Curto_Trifásica mvasc1=Potência_de_Curto_Monofásica
```

Fonte: (SILVA, 2021)

O modelo utilizado no projeto está ilustrado na fig. 3.27, onde é considerado um barramento infinito. Para definir esse modelo, é necessário atribuir valores elevados às potências de curto-circuito. Embora o barramento infinito não represente a realidade, ele oferece uma solução simples para garantir a tensão nominal na barra inicial, sem a necessidade de usar reguladores de tensão ou LTCs (FREITAS, 2015).

Figura 3.27 – Definindo elemento circuit

```
New Circuit.FEEDER_TURTR-VL Bus1=bus_15062.1.2.3 basekV=13.8000 pu=1.0 Mvasc3=10000000000.0 Mvasc1=10000000000.0
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

3.2.10 Elemento transformer

Os transformadores de potência desempenham a função de aumentar ou reduzir a tensão em diferentes seções do alimentador. Esses equipamentos podem ter dois ou mais enrolamentos, e são classificados como monofásicos ou multifásicos. A tabela 3.6 lista os principais parâmetros necessários para configurar o elemento transformer. Na fig. 3.28, são descritos esses parâmetros, destacando que é necessário definir (SILVA, 2021).

Tabela 3.6 – Parâmetros básicos do elemento transformer

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases (o default é 3)
Windings	Número de enrolamentos (o default é 2)
XLH	Reatância Percentual do Primário para o Secundário
%loadloss	Porcentagem da perda total com base na carga nominal
%noloadloss	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal
Wdg	Enrolamento que receberá os parâmetros a seguir
bus	Nome da barra à qual o terminal do elemento é conectado
conn	Ligação dos enrolamentos (estrela ou triângulo)
kV	Tensão de linha nominal do terminal (enrolamento) em kV
kVA	Potência nominal do terminal em kVA
tap	Tensão em pu do Tap utilizado
%R	Resistência Percentual do Primário para o Secundário

Fonte: (FREITAS, 2015)

Figura 3.28 – Definindo de forma genérica elemento transformer

```
New Transformer.Nome phases=número_de_fases XHL=Reatância_percentual_do_1º_para_2º
~wdg=enrolamento_1 conn=conexão kV=Tensão_Nom kVA=Potência_Nom tap=Tensão_Ajustada
~wdg=enrolamento_2 conn=conexão kV=Tensão_Nom kva=Potência_Nom tap=Tensão_Ajustada
```

Fonte: (SILVA, 2021)

O modelo utilizado no projeto está representado na fig. 3.29.

Figura 3.29 – Definindo elemento transformer

```
New Transformer.tr_2645112 Windings=2 XHL=1.200000 %NoLoadLoss=0.297778
~ Wdg=1 Bus=bus_15062-10174253.1.2.3 Conn=delta kV=13.8000 kVA=112.5000 Tap=1.0455 %R=0.608889
~ Wdg=2 Bus=bus_2645112-10174254.1.2.3.0 Conn=wye kV=0.2200 kVA=112.5000 Tap=1.0455 %R=0.608889
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Com base nos dados da camada UNTRD do BDGD, que fornece as perdas totais e as perdas a vazio (ferro) do transformador, foram calculados os parâmetros loadloss e noloadloss, que correspondem, respectivamente, às perdas com carga e sem carga, em termos percentuais. Para a simulação, esses valores foram obtidos dividindo as perdas, em KW, pela potência nominal dos transformadores em KVA, e multiplicando o resultado por 100 para expressá-lo em porcentagem, conforme mostrado nas equações 2 e 3.

$$loadloss = \frac{Perdas_{Vazio}}{Pot_{Nominal}} \quad (2)$$

$$Noloadloss = \frac{Perdas_{Totais}}{Pot_{Nominal}} \quad (3)$$

3.2.11 Elemento linecode

É possível definir todas as características de um arranjo de linha e armazená-las no elemento geral LineCode. Esse método é prático, pois permite centralizar as especificações de todos os arranjos utilizados no circuito. Assim, ao definir uma linha na rede de distribuição, basta referenciar o arranjo através do elemento LineCode, o que facilita o processo (FREITAS, 2015).

Essa abordagem otimiza a organização do algoritmo, especialmente em sistemas que contêm centenas de linhas com as mesmas características. A tabela 3.7 apresenta os principais parâmetros necessários para a definição do elemento LineCode (FREITAS, 2015).

Tabela 3.7 – Parâmetros básicos do elemento linecode

Parâmetro	Descrição
Nphases	Número de fases
baseFreq	Frequência base das reatâncias
R1	Resistência de sequência positiva em Ω por unidade de distância
R0	Resistência de sequência zero em Ω por unidade de distância
X1	Reatância de sequência positiva em Ω por unidade de distância
X0	Reatância de sequência zero em Ω unidade de distância
C1	Capacitância total de sequência positiva em nF por unidade de distância
C0	Capacitância total de sequência zero em nF por unidade de distância
Rmatrix	Matriz de resistências da linha por unidade de distância
Xmatrix	Matriz de reatâncias da linha por unidade de distância
units	Unidade de distância utilizada
Normamps	Corrente nominal da linha

Fonte: (FREITAS, 2015)

Segundo a nota técnica 0057/2014 SRD/ANEEL, as impedâncias dos cabos podem ser definidas pela resistência e reatância de sequência positiva. Os parâmetros requeridos para a sua instância são descritos na fig. 3.30 (SILVA, 2021).

Figura 3.30 – Definindo de forma genérica o elemento linecode

```
New LineCod.Nome nphases = Número_de_fases basefreq = frequência(Hz)
~normamp = Corrente_de_condução units = unidade
~R1 = Resistência_de_sequência+
~X1 = Reatância_de_sequência+
```

Fonte: (SILVA, 2021)

A estrutura empregada neste projeto está mostrada na fig. 3.31.

Figura 3.31 – Definindo elemento linecode

```

New LineCode.R23_10_4 nphases=4 R1=3.514 X1=0.107 Units=km
New LineCode.R13_10_4 nphases=4 R1=3.514 X1=0.107 Units=km
New LineCode.R32_11_4 nphases=4 R1=3.514 X1=0.107 Units=km
New LineCode.B30_13_4 nphases=4 R1=0.6042 X1=0.4298 Units=km
New LineCode.B30_60_4 nphases=4 R1=0.9631 X1=0.4475 Units=km
New LineCode.B30_12_4 nphases=4 R1=0.6042 X1=0.4298 Units=km
New LineCode.B30_290_4 nphases=4 R1=1.1 X1=0.3 Units=km

```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

3.2.12 Elemento line

As linhas são elementos responsáveis por fornecer energia e são caracterizadas por sua impedância, a qual pode ser especificada diretamente no objeto Line ou por meio do objeto LineCode, conforme recomendado pela Nota Técnica 0057/2014 da ANEEL. A tabela 3.8 apresenta os principais parâmetros utilizados para definir o elemento Line (SILVA, 2021).

Tabela 3.8 – Parâmetros básicos do elemento line

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases (o default é 3)
Bus1	Nome da barra à qual o terminal 1 é conectado
Bus2	Nome da barra à qual o terminal 2 é conectado
LineCode	Contém as informações da linha
Length	Comprimento da linha

Fonte: (FREITAS, 2015)

Os parâmetros necessários para a sua instanciação estão detalhados na fig. 3.32.

Figura 3.32 – Definindo de forma genérica elemento line

```

New Line.Nome bus1 = Barral bus2 = Barras2 LineCod=Código_da_Linha
~Length=Comprimento

```

Fonte: (SILVA, 2021)

A estrutura utilizada neste estudo está apresentada na fig. 3.33.

Figura 3.33 – Definindo o elemento line

```

New Line_sec_2645112_14293849 Bus1=bus_2645112-10175519.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110882.1.2.3.4 Length=0.00825807956 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293868 Bus1=bus_2645112-10174818.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110901.1.2.3.4 Length=0.00634366694 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007569 Bus1=bus_2645112-10174818.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10175520.1.2.3.4 Length=0.01317475213 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007527 Bus1=bus_2645112-10175095.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10175448.1.2.3.4 Length=0.03423137324 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007519 Bus1=bus_2645112-10175248.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10175518.1.2.3.4 Length=0.04289412902 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007521 Bus1=bus_2645112-10173648.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10175519.1.2.3.4 Length=0.025961615 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293852 Bus1=bus_2645112-10175447.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110885.1.2.3.4 Length=0.00890044221 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293869 Bus1=bus_2645112-10175520.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110902.1.2.3.4 Length=0.00843905548 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007517 Bus1=bus_2645112-10175518.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10174634.1.2.3.4 Length=0.02543143318 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007570 Bus1=bus_2645112-10175520.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10173886.1.2.3.4 Length=0.03322297991 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007526 Bus1=bus_2645112-10174924.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10174083.1.2.3.4 Length=0.03014738677 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007568 Bus1=bus_2645112-10173986.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10174998.1.2.3.4 Length=0.03857978395 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007522 Bus1=bus_2645112-10175519.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10173649.1.2.3.4 Length=0.03435089241 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293867 Bus1=bus_2645112-10174924.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110900.1.2.3.4 Length=0.00995015291 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293862 Bus1=bus_2645112-10174254.1.2.3.0 Bus2=bus_2645112-12110895.1.2.3.4 Length=0.00573549274 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293857 Bus1=bus_2645112-10173736.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110890.1.2.3.4 Length=0.01163806322 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007528 Bus1=bus_2645112-10175448.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10175447.1.2.3.4 Length=0.03483694238 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007525 Bus1=bus_2645112-10174818.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12007525.1.2.3.4 Length=0.03334609835 LineCode=B30_12_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007518 Bus1=bus_2645112-10173648.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10175248.1.2.3.4 Length=0.03839832912 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007515 Bus1=bus_2645112-10174254.1.2.3.0 Bus2=bus_2645112-10173648.1.2.3.4 Length=0.03522041095 LineCode=B30_13_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007520 Bus1=bus_2645112-10173649.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10173736.1.2.3.4 Length=0.03812001087 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007516 Bus1=bus_2645112-10174634.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10174384.1.2.3.4 Length=0.03447717455 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293856 Bus1=bus_2645112-10174998.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110889.1.2.3.4 Length=0.01021884698 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293863 Bus1=bus_2645112-10173986.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110896.1.2.3.4 Length=0.00934414785 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007529 Bus1=bus_2645112-10175447.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10174924.1.2.3.4 Length=0.04332425235 LineCode=B30_60_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293860 Bus1=bus_2645112-10175448.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110893.1.2.3.4 Length=0.00897661314 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293861 Bus1=bus_2645112-10173649.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110894.1.2.3.4 Length=0.0074172423 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_14293858 Bus1=bus_2645112-10174384.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-12110891.1.2.3.4 Length=0.00671751185 LineCode=B30_290_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007523 Bus1=bus_2645112-10174254.1.2.3.0 Bus2=bus_2645112-10175095.1.2.3.4 Length=0.03880927896 LineCode=B30_13_4 Units=km
New Line_sec_2645112_12007524 Bus1=bus_2645112-10175095.1.2.3.4 Bus2=bus_2645112-10174818.1.2.3.4 Length=0.03368264411 LineCode=B30_12_4 Units=km

```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

3.2.13 Elemento loadshape

As curvas de cargas são definidas pelo elemento geral LoadShape. Esse elemento é importante para realização do fluxo de potência no modo diário ou anual. Na tabela 3.9 são apresentados os principais parâmetros utilizados para definição do objeto LoadShape e na fig.3.34 sua definição genérica (FREITAS, 2015).

Tabela 3.9 – Parâmetros básicos do elemento loadshape

Parâmetro	Descrição
Ntps	Número de pontos da curva de carga
Interval	Intervalo entre os pontos da curva de carga em horas
Mult	Vetor com os multiplicadores dos valores da carga em pu

Fonte: (FREITAS, 2015)

Figura 3.34 – Definindo de forma genérica elemento loadshape

```

New LoadShape.Nome Npts = Número_de_pontos_da_curva_de_carga Interval = Intervalo_entre_os_pontos_da_curva_de_carga_em_horas
~ Mult = Vetor_com_os_multiplicadores_dos_valores_da_carga_em_pu

```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

A estrutura adotada neste estudo está ilustrada na fig. 3.35.

Figura 3.35 – Definindo o elemento loadshape

```

New LoadShape.S1-res:tipol Hpts=088
- Mult=(1.1301152362063687, 1.165742876371794, 1.0278906141543251, 0.9920398816154061, 1.0850807430137545, 0.959407601644107, 0.9553081851689939, 1.0186740954458515, 0.9950857487670059, 0.8521767009403054, 1.0163017215985923,
0.99751378466042, 0.957629589001847, 0.9643098055367041, 0.9330642599120993, 0.87592409006050387, 0.7747265900287995, 0.8059624499319598, 0.878401182113135, 0.8446826390478369, 0.763573451572857, 0.7610031358979124,
0.7648058459778742, 0.732450957712499, 0.8246416271022276, 0.8399795745015159, 0.768145805427691, 0.7493886618274344, 0.7852466069424221, 0.7730815756857318, 0.7483022040606058, 0.8138623540425522,
0.7672092962958003, 0.871484321755337, 0.8347524787953003, 0.7937417219247545, 0.724050661344113, 0.7242497173007225, 0.7057374097190415, 0.768440554901141, 0.75083155808942474, 0.780879989255126, 0.8075976954540727, 0.72983880345541,
0.795914467017811, 0.7905651431442233, 0.872943768457769, 0.75830144464658031, 0.7857296893463955, 0.837688369273533, 0.9179087024483991, 0.905653924232299, 0.8495847449065311, 0.9278526558655535, 0.8447419953059597,
0.8725786044443175, 0.7923085569948971, 0.825518474743952, 0.8413427298893011, 0.88073775004951546, 0.9621319347184794, 0.910918393799245, 0.9459209120189261, 0.957558754201518, 0.909455320305475, 0.94396384431115,
1.1048919941180582, 1.182646813013807, 1.129583718363666, 1.1128922668136445, 1.098561458174609, 1.3085161298692937, 1.317808740666235, 1.3581431936406919, 1.382181337075238, 1.5239358234144493, 1.511527017033261,
1.4045486900240647, 1.3367655081817023, 1.4160805391330642, 1.29445571706587033, 1.57326883330881, 1.4427178574712544, 1.5185493662922608, 1.3848176277294565, 1.338532484304342, 1.3676171129445306, 1.426387414560624,
1.4093876409100754, 1.1779272948600341, 1.292077751010147, 1.1730850743606138, 1.1772360310559635, 1.1604160243029487, 1.0187118538344944, 1.012628644988329, 0.9552053131161469, 0.9813284196309383, 0.981499195253139,
0.9463989220552987, 0.939146095104038, 0.86375739434563, 0.8936063899793165, 0.931437301911149, 0.8524138602449511, 0.8557163696330137, 0.8167771826123006, 0.838433577398643, 0.7726813806594634,
0.7508965454034317, 0.8310346449466441, 0.8625218560662976, 0.808024030242525, 0.7737131810212521, 0.8409388392548645, 0.8109515555839209, 0.8948819648925671, 0.7942618454451731, 0.8002623273051911, 0.790092564309238,
0.6463162475413237, 0.7232727514055205, 0.6915902215369946, 0.836773730639394, 0.7450143584353642, 0.6779209408291357, 0.6833283846141432, 0.670243719581688, 0.712376051967206, 0.856576514806586, 0.8016027295230044,
0.723023997715183, 0.8659484246176894, 0.924370040175647, 0.7541588127474667, 0.7536776807647693, 0.7480239218765514, 0.8715946821260891, 0.809016184284876, 0.8904199512429701, 0.8497228414908545, 0.7748797532321513,
0.8199230995680322, 0.8136805770128084, 0.811486458436722, 0.805955704207925, 0.9490427838436991, 0.9808900391304195, 0.9786479968180356, 0.9144941404313546, 1.0509395725429383, 1.0764772366796556, 1.133055192537975,
1.0526986184330014, 1.081927307187624, 1.1336071878075307, 1.1617339116112304, 1.20504187951859448, 1.2673867579191622, 1.1887935571866454, 1.14495928437952, 1.12239616526061, 1.022030094962591, 1.03415017830542, 1.0107838338474289,
1.1099181442513935, 1.4085799005515904, 1.313711038889941, 1.051232429275207, 1.2292562482567708, 1.3561383182992279, 1.2994512680999755, 1.439137580727665, 1.257448407225978, 1.23706557931715, 1.2540525276803398,
1.2694414174432413, 1.2143131691720008, 1.2842994630795002, 1.2630616223718003, 1.216390880716857, 1.2392022649767414, 1.4649643345428354, 1.3714545702809164, 1.5101148821436607, 1.451810598845342, 1.392825799308655,
1.486479163018493, 1.5085804815607, 1.2466250656456808, 1.1574097683268449, 1.123084252009795, 1.0480388433947687, 1.0159084212195587, 1.0490645747807856, 1.030415958975397, 1.064043209482864, 1.0569186773389096, 1.0188467629100944,
0.9649925800328203, 0.9546631751664046, 0.9001967756872886, 0.89931262497956, 0.9686678181336488, 1.0007377655967226, 0.9250801126482089, 0.8998083638072203, 0.8745579236794248, 0.8835612870836163, 0.9123606316126235,
0.9448894820822173, 0.881026267093255, 0.8720928472945199, 0.787365454172445, 1.043150712317572, 0.975817436177286, 0.8795747123206723, 0.900042330739445, 0.8409281724868481, 0.8053130535400296, 0.6907097636708731,
0.6792608436391487, 0.7350054798161128, 0.9397953871747465, 0.6694775939886218, 0.7441405564836137, 0.8075164711200015, 0.7812542624218837, 0.770534252641218, 0.8017587019320098, 0.7688674542154177,
0.8444224870526266, 0.9008054513640397, 0.8706290442789512, 1.0224777138649266, 0.9940328610371665, 0.9675003272404429, 1.0005613300901278, 1.0084709283860217, 1.0164459091845862, 1.022537320617978, 1.1858402591267995,
1.0546572862742538, 1.165305347515892, 1.11250156329325, 0.8958700235740987, 0.9123991386145557, 1.0001192814491464, 0.9612070071433225, 1.0153408702153712, 0.9906817752864407, 0.967994276868238, 1.035649907437943, 0.96906012020404847,
1.1513485823311403, 1.1731194378472645, 1.2391593537293764, 1.2263959408170215, 1.1700001170211861, 1.1336499819174558, 1.123984286593736, 1.088638436896506, 1.2179856678516358, 1.0753514633675263, 1.0334300740455382,
1.1060065852770688, 1.079428184446541, 1.119412798170734, 1.043729111044265, 1.05508591759781, 1.037506722051149, 1.0380066021937077, 1.0715287580216578, 1.0444237133657683, 1.131220696494005, 1.1003823676510416, 1.1931418955712039,
1.2961476197671233, 1.220909195109775, 1.1774187343164175, 1.1612784704640924, 1.124070018180937, 1.126643814740913, 1.1779265070245133)
- Hour=(0.0, 0.25, 0.5, 0.75, 1.0, 1.25, 1.5, 1.75, 2.0, 2.25, 2.5, 2.75, 3.0, 3.25, 3.5, 3.75, 4.0, 4.25, 4.5, 4.75, 5.0, 5.25, 5.5, 5.75, 6.0, 6.25, 6.5, 6.75, 7.0, 7.25, 7.5, 7.75, 8.0, 8.25, 8.5, 8.75, 9.0, 9.25, 9.5, 9.75, 10.0,
10.25, 10.5, 10.75, 11.0, 11.25, 11.5, 11.75, 12.0, 12.25, 12.5, 12.75, 13.0, 13.25, 13.5, 13.75, 14.0, 14.25, 14.5, 14.75, 15.0, 15.25, 15.5, 15.75, 16.0, 16.25, 16.5, 16.75, 17.0, 17.25, 17.5, 17.75, 18.0, 18.25, 18.5, 18.75, 19.0,
19.25, 19.5, 19.75, 20.0, 20.25, 20.5, 20.75, 21.0, 21.25, 21.5, 21.75, 22.0, 22.25, 22.5, 22.75, 23.0, 23.25, 23.5, 23.75, 24.0, 24.25, 24.5, 24.75, 25.0, 25.25, 25.5, 25.75, 26.0, 26.25, 26.5, 26.75, 27.0, 27.25, 27.5, 27.75, 28.0,
28.25, 28.5, 28.75, 29.0, 29.25, 29.5, 29.75, 30.0, 30.25, 30.5, 30.75, 31.0, 31.25, 31.5, 31.75, 32.0, 32.25, 32.5, 32.75, 33.0, 33.25, 33.5, 33.75, 34.0, 34.25, 34.5, 34.75, 35.0, 35.25, 35.5, 35.75, 36.0, 36.25, 36.5, 36.75, 37.0,
37.25, 37.5, 37.75, 38.0, 38.25, 38.5, 38.75, 39.0, 39.25, 39.5, 39.75, 40.0, 40.25, 40.5, 40.75, 41.0, 41.25, 41.5, 41.75, 42.0, 42.25, 42.5, 42.75, 43.0, 43.25, 43.5, 43.75, 44.0, 44.25, 44.5, 44.75, 45.0, 45.25, 45.5, 45.75, 46.0,
46.25, 46.5, 46.75, 47.0, 47.25, 47.5, 47.75, 48.0, 48.25, 48.5, 48.75, 49.0, 49.25, 49.5, 49.75, 50.0, 50.25, 50.5, 50.75, 51.0, 51.25, 51.5, 51.75, 52.0, 52.25, 52.5, 52.75, 53.0, 53.25, 53.5, 53.75, 54.0, 54.25, 54.5, 54.75, 55.0,
55.25, 55.5, 55.75, 56.0, 56.25, 56.5, 56.75, 57.0, 57.25, 57.5, 57.75, 58.0, 58.25, 58.5, 58.75, 59.0, 59.25, 59.5, 59.75, 60.0, 60.25, 60.5, 60.75, 61.0, 61.25, 61.5, 61.75, 62.0, 62.25, 62.5, 62.75, 63.0, 63.25, 63.5, 63.75, 64.0,
64.25, 64.5, 64.75, 65.0, 65.25, 65.5, 65.75, 66.0, 66.25, 66.5, 66.75, 67.0, 67.25, 67.5, 67.75, 68.0, 68.25, 68.5, 68.75, 69.0, 69.25, 69.5, 69.75, 70.0, 70.25, 70.5, 70.75, 71.0, 71.25, 71.5, 71.75)

```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

3.2.14 Elemento load

As cargas são elementos que convertem energia e possuem um único terminal. Para caracterizar uma carga, é necessário definir os valores de um dos seguintes pares:

- Potência ativa nominal em kW e fator de potência (FP);
- Potência ativa nominal em kW e potência reativa nominal em kvar;
- Potência aparente nominal em kVA e fator de potência (FP).

As cargas são modeladas conforme os tipos de carga descritos na tabela 3.10. Para garantir a convergência no cálculo do fluxo de potência, todos os modelos de carga se comportam como um modelo de impedância constante caso a tensão saia de um intervalo pré-definido. As cargas são representadas por uma matriz de admitâncias nodais, calculada para a tensão nominal, e por uma fonte de corrente em paralelo, que compensa as diferenças necessárias para refletir os diferentes modelos de cargas (FREITAS, 2015).

Tabela 3.10 – Principais modelos de carga

Modelo	Descrição
1	Potência ativa e reativa constantes
2	Impedância constante
3	Potência ativa constante e potência reativa quadrática (motor)
4	Potência ativa não linear e potência reativa quadrática
5	Corrente constante
8	Especial ZIP

Fonte: (FREITAS, 2015)

A tabela 3.11 apresenta os principais parâmetros utilizados para definir o elemento Load.

Tabela 3.11 – Parâmetros básicos do elemento load

Parâmetro	Descrição
Phases	Número de fases
Bus1	Nome da barra à qual a carga é conectada
kV	Tensão nominal
KVA	Potência aparente nominal
KW	Potência ativa nominal
Kvar	Potência reativa nominal
FP	Fator de potência
Daily	Nome da curva diária associada, para análise diária (Loadshape)
conn	Ligação dos enrolamentos (estrela ou triângulo)

Fonte: (FREITAS, 2015)

As figuras 3.36 e 3.37 apresentam exemplos de códigos em OpenDSS que ilustram a definição de elementos de forma genérica, assim como as configurações específicas utilizadas na modelagem do sistema.

Figura 3.36 – Definindo de forma genérica elemento load

```
New Load.Nome Phases = Número_de_fases Model= Modelo_de_carga Bus1 = Barra1
~kV = Tensão_nominal kW=Potência_ativa_nominal PF= Fator_de_potência Conn = Ligação_dos_enrolamentos
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Figura 3.37 – Definindo o elemento load

```
New Load_bt_1770515 Bus1=bus_16703853PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=2.5225 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo3 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2626399 Bus1=bus_16703043PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.239 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2276842 Bus1=bus_16702785PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=2.1734 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2163414 Bus1=bus_16702368PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.7033 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1677020 Bus1=bus_16701500PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=3.289 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2615079 Bus1=bus_16713754PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.5265 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1004735 Bus1=bus_16734059PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=3.8281 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo3 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_480967 Bus1=bus_16720397PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=0.4338 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_453016 Bus1=bus_16716016PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.0375 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_493928 Bus1=bus_16718339PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.775 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_481967 Bus1=bus_6990165PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=4.4593 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2141290 Bus1=bus_6990166PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=4.4593 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2642342 Bus1=bus_16701086PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.2766 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2388607 Bus1=bus_16703233PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=3.2734 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_474889 Bus1=bus_16703234PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=3.7283 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2009649 Bus1=bus_16718709PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=2.0546 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1595215 Bus1=bus_16716229PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=2.4767 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1169905 Bus1=bus_16712324PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=2.0316 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1168701 Bus1=bus_16736164PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=0.4566 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1151169 Bus1=bus_16736176PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=3.61 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo1 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1789626 Bus1=bus_16702630PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.8375 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_450521 Bus1=bus_16717164PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=3.8379 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_851578 Bus1=bus_1673201PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.3953 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1908042 Bus1=bus_16717880PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=1.7709 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo3 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1423201 Bus1=bus_16737747PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=0.7316 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo4 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_896688 Bus1=bus_16702420PE.1.2.3.4 Phases=3 kV=0.2200 kW=3.0064 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1171511 Bus1=bus_16718756PE.1.2.4 Phases=2 Conn=delta kV=0.2200 kW=0.655 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo2 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_2351551 Bus1=bus_16757683PE.1.2.4 Phases=2 Conn=delta kV=0.2200 kW=0.0333 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo4 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
New Load_bt_1783409 Bus1=bus_13991369PE.1.4 Phases=1 kV=0.1270 kW=0.585 PF=0.85 Model=8 Daily=b1-res-tipo3 Vminpu=0.92 Class=1 ZIPV=(0.5, 0.0, 0.5, 1.0, 0.0, 0.0, 0.5)
```

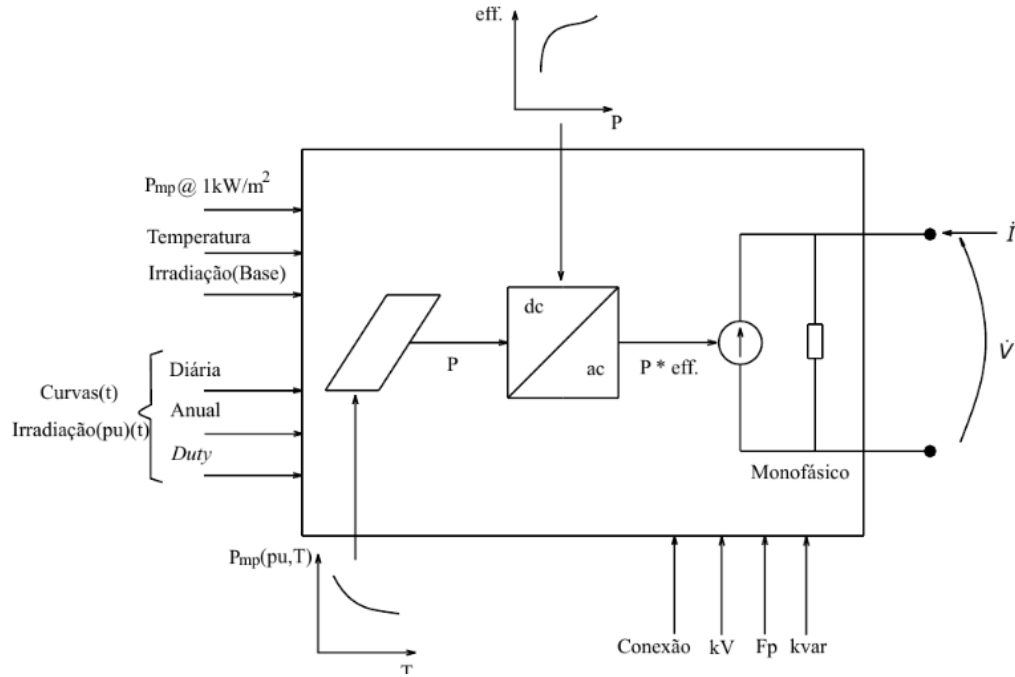
Fonte: Elaborado pelo próprio autor

3.2.15 Elemento pvsystem

A figura 3.38 apresenta um diagrama esquemático do sistema fotovoltaico implementado no software OpenDSS. Esta versão do modelo combina o gerador FV e o inversor para realizar simulações com intervalos de tempo iguais ou superiores a 1 segundo. Com isso, presume-se que o inversor é capaz de encontrar rapidamente o ponto de Máxima

Potência (MP) do painel, simplificando a modelagem dos componentes individuais, como o painel FV e o inversor. Essa abordagem é adequada para a maioria dos estudos de interconexão com a rede de distribuição (FREITAS, 2015).

Figura 3.38 – Diagrama de blocos do modelo do sistema fotovoltaico



Fonte: (FREITAS, 2015)

O sistema fotovoltaico é um elemento de conversão de energia, cuja potência ativa injetada no ponto de interconexão, $P_{saída}$, depende da irradiação solar, temperatura, eficiência do conversor, tensão da rede e da potência nominal do painel no Ponto de Máxima Potência (Pmp). A Pmp é definida para uma temperatura específica, geralmente 25°C, e uma irradiação de 1,0 kW/m². Conforme mostrado na figura 3.38, o valor da potência na saída do painel em um instante t_0 , $P(t_0)$, é calculado pela equação 4 (FREITAS, 2015):

$$P(t_0) = Pmp(1kW/m^2). irradiância(pu)(t_0). irradiância(Base). Pmp(pu, T(t_0)) \quad (4)$$

Onde:

- $P(t_0)$: Potência na saída do painel do painel no instante t_0 ;
- $Pmp(1kW/m^2)$: Potência nominal no ponto de máxima potência;
- $irradiância(pu)(t_0)$: Irradiância em pu no instante t_0 ;
- $irradiância(Base)$: Valor máximo da irradiância no dia selecionado;
- $Pmp(pu, T(t_0))$: Fator de correção da Pmp em função da temperatura no instante t_0 .

A potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico é dada pela equação 5:

$$P_{saída}(t) = P(t) \cdot eff(P_{saída}(t)) \quad (5)$$

Onde:

- $P_{saída}(t)$: Potência ativa fornecida pelo sistema fotovoltaico;
- $P(t)$: Potência na saída do painel do painel no instante t ;
- $Eff(P_{saída}(t))$: Eficiência do inversor para uma dada potência de saída.

A potência reativa é definida separadamente da potência ativa, podendo ser especificada como um valor fixo ou em função de um fator de potência constante. No primeiro caso, o inversor tenta manter a potência reativa constante, independentemente da potência ativa do painel. No segundo, o inversor ajusta a potência reativa para manter o fator de potência constante. Em ambos os casos, a potência reativa é reduzida quando a potência aparente do inversor é excedida, priorizando a potência ativa nesse modo de operação (FREITAS, 2015).

A tabela 3.12 apresenta os principais parâmetros utilizados para definir o elemento PVSystem.

Tabela 3.12 – Parâmetros básicos do elemento pvssystem

Parâmetro	Descrição
kV	Tensão de linha nominal em kV
bus1	Nome da barra que será conectado o seu terminal
kVA	Potência nominal do inversor em kVA
PF	Fator de potência
irrad	Irradiação nominal, irradiância (Base)
Pmp	Potência nominal no ponto de máxima potência, Pmp(1kW/m ²)
Temperature	Temperatura nominal
effcurve	Curva de eficiência por potência
P – Tcurve	Potência por temperatura, Pmp(pu,T(t))
Daily	Irradiação diária, irradiância(pu)(t)
Tdaily	Temperatura diária

Fonte: (FREITAS, 2015)

As figuras 3.39 e 3.40 apresentam exemplos de códigos em OpenDSS que demonstram a definição de elementos de forma genérica, assim como as configurações específicas aplicadas na modelagem do sistema. Na figura 3.38, observa-se o uso da biblioteca py-dss-interface para inserir os sistemas FVs no OpenDSS via python. Embora a integração com Python permita maior flexibilidade e automação, a essência da modelagem e os princípios fundamentais utilizados para configurar os geradores FVs permanecem os mesmos.

Figura 3.39 – Definindo de forma genérica elemento pvsystem

```
New PVSystem.Nome phases=número_de_fases bus1=Barra kV=Tensão_Nominal
~kVA=Potência irrads=irradiância Pmpp=54 temperature=temperatura %cutin=0.1
~%cutout=0.1 effcurve=Curva_1 P-TCurve=Curva_2 Daily=Curva_3 TDaily=Curva_4
```

Fonte: (SILVA, 2021)

Figura 3.40 – Definindo o elemento pvsystem

```
dss.text("New PVSystem.PV_{ } phases={ } conn={ } bus1=PV_ter_{ } kV={ } kVA={ } Pmpp={ } pf=0.85 %cutin=0.00005 %cutout=0.00005 VarFollowInverter=No"
" effcurve=Myeff P-TCurve=MyPvsT Daily=MyIrrad TDaily=MyTemp vmapu=1.3".format(bus, pha, conn, bus, kv, kva, pmp))
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

A seguir, são apresentados os principais parâmetros que influenciam o desempenho do sistema, incluindo a potência, a curva de irradiação solar em função do tempo, a variação de temperatura, além da análise de características representadas pela curva XY:

a) Dimensionamento da potência do sistema FV

Para o dimensionamento do sistema fotovoltaico (FV), serão necessárias as seguintes informações:

- Consumo mensal e diário médio;
- Irradiação solar local, considerada como 7.89 kWh/m².dia;
- Rendimento do sistema FV, estimado em 75%.

O consumo diário médio é determinado pela equação 6:

$$\text{Consumo diário médio (kWh/dia)} = \frac{\text{Consumo mensal médio (kWh)}}{30} \quad (6)$$

A energia diária gerada por kWp dada em kWh/dia é calculada pela equação 7:

$$\text{Energia diária gerada (kWh/dia)} = \text{Irradiação solar (kWh/m}^2\text{.dia)} * \text{Rendimento} \quad (7)$$

A potência necessária do sistema (kWp) será obtida pela equação 8.

$$\text{Potência do sistema (kWp)} = \frac{\text{Consumo diário médio (kWh/dia)}}{\text{Energia diária gerada (kWh/dia)}} \quad (8)$$

A tabela 3.13 apresenta o dimensionamento realizado dos sistemas FV.

Tabela 3.13 – Dimensionamento da potência do sistema FV

Barra da carga	Consumo mensal médio (KWh)	Consumo diário médio (kWh/dia)	Energia diária gerada por kWp (kWh/dia)	Potência do sistema (kWp)
16717164PE	1001.006	33.367	5.918	5.639
16716016PE	485.925	16.198	5.918	2.737
16703234PE	1963.990	65.466	5.918	11.063
16720397PE	184.481	6.149	5.918	1.039
6990165PE	621.899	20.730	5.918	3.503
16718339PE	887.282	29.576	5.918	4.998
16737201PE	350.036	11.668	5.918	1.972
16702420PE	1427.256	47.575	5.918	8.040
16734059PE	609.537	20.318	5.918	3.434
16736176PE	1873.284	62.443	5.918	10.552
16736164PE	24.126	0.804	5.918	0.136
16712324PE	610.220	20.341	5.918	3.437
16718756PE	223.696	7.457	5.918	1.260
16737747PE	43.648	1.455	5.918	0.246
16716229PE	1320.864	44.029	5.918	7.440
16701500PE	1686.842	56.228	5.918	9.502
16703853PE	1020.016	34.001	5.918	5.746
13991369PE	314.146	10.472	5.918	1.770
16702630PE	1.000	0.033	5.918	0.006
16717880PE	912.516	30.417	5.918	5.140
16718709PE	1079.691	35.990	5.918	6.082
6990166PE	111.166	3.706	5.918	0.626
16702368PE	927.520	30.917	5.918	5.225
16702785PE	999.130	33.304	5.918	5.628
16757683PE	3.069	0.102	5.918	0.017
16703233PE	1747.028	58.234	5.918	9.841
16713754PE	627.440	20.915	5.918	3.534
16703043PE	609.623	20.321	5.918	3.434
16701086PE	622.410	20.747	5.918	3.506

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

b) Curva de irradiação e temperatura

Para realizar análises temporais no OpenDSS, é necessário definir as curvas de irradiação e temperatura, que podem ser configuradas utilizando os objetos loadshape e tshape, respectivamente. Esses objetos permitem simular as variações diárias de irradiância solar e temperatura ao longo do tempo (FREITAS, 2015).

As figuras 3.41 e 3.42 apresentam exemplos de códigos em OpenDSS via Python, demonstrando como definir as curvas de irradiação e temperatura. A figura 3.43 apresentada as plotagens das curvas.

Figura 3.41 – Curva de irradiação com 24 valores, um para cada hora do dia

```
dss.text("New Loadshape.MyIrrad npts=24 interval=1 mult=[0 0 0 0 0 0 1.2 3 .5 .8 .9 1.0 1.0 .99 .9 .7 .4 .1 0 0 0 0]")
```

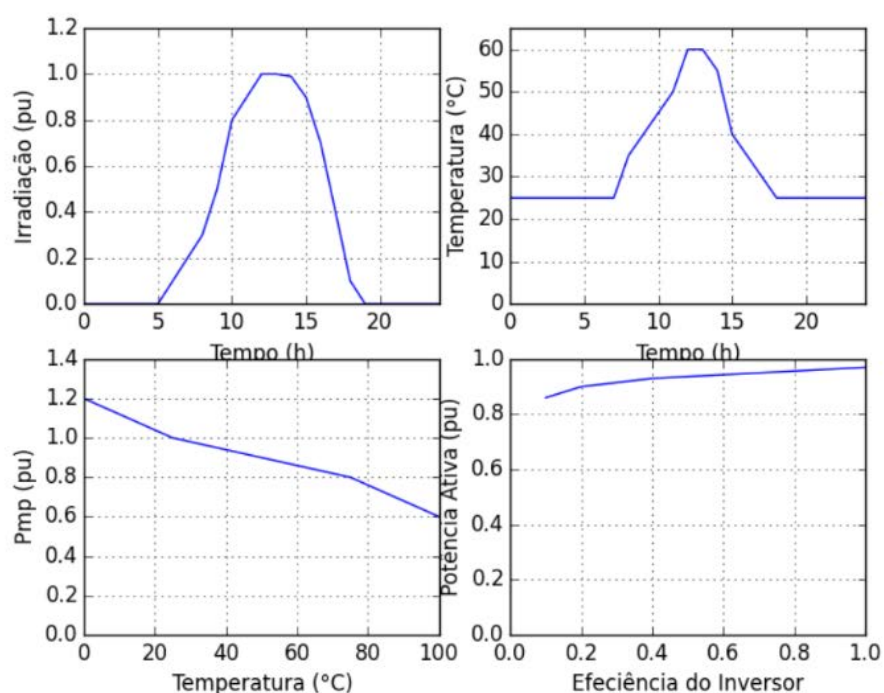
Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Figura 3.42 – Curva de temperatura com 24 valores, um para cada hora do dia

```
dss.text("New Tshape.MyTemp npts=24 interval=1 temp=[25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 25, 35, 40, 45, 50 60 60 55 40 35 30 25 25 25 25 25]")
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Figura 3.43 – Curvas utilizadas para caracterizar o modelo do sistema fotovoltaico



Fonte: (FREITAS, 2015)

c) Curva XY

O modelo utiliza o objeto XYcurve para descrever duas características essenciais do painel fotovoltaico e do inversor. A primeira curva representa a variação da potência no ponto de máxima potência em função da temperatura, e a segunda descreve a eficiência do inversor em relação à potência ativa fornecida (FREITAS, 2015).

Nas figuras 3.44 e 3.45, são apresentados exemplos de códigos em OpenDSS via Python para definir essas curvas. A figura 3.41 ilustra ambas as curvas

Figura 3.44 – Curva que descreve o pmp em função da temperatura

```
dss.text("New XYCurve.MyPvsT npts=4 xarray=[0 25 75 100] yarray=[1.2 1.0 0.8 0.6]")
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Figura 3.45 – Curva que descreve a eficiência do sistema em função da potência ativa fornecida

```
dss.text("New XYCurve.MyEff npts=4 xarray=[.1 .2 .4 1.0] yarray=[.86 .9 .93 .97]")
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

3.2.16 Comandos finais para solução do fluxo de carga (modo padrão e diário)

Neste item, são descritos os principais comandos necessários para realizar o cálculo de fluxo de potência, tanto no modo padrão quanto no modo diário. Inicialmente, é necessário fornecer as tensões base para o software, o que pode ser feito por meio dos comandos ilustrados na fig. 3.46 (FREITAS, 2015).

Figura 3.46 – Definindo as tensões base

```
Set VoltageBases=[0.127, 0.220, 13.800]
CalcVoltageBases
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Neste exemplo, o circuito possui três tensões base: 0.127 kV (fase-neutro), 0.220 kV (fase-fase) e 13.8 kV (primário do transformador). Esses comandos são essenciais para que o OpenDSS apresente os resultados também em pu (por unidade), facilitando a análise dos dados. Após definir as tensões base, é configurado o modo de estudo, conforme ilustrado nos exemplos das figuras 3.47 e 3.48.

Figura 3.47 – Definindo modo padrão

```
Set Mode= snapshot
Solve
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Figura 3.48 – Definindo modo diário

```
Set controlmode = static
Set Mode = daily Stepsize = 1.0h Number = 24
Solve
```

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Como observado, no modo diário é possível ajustar o stepsize e o number para acomodar diferentes escalas de tempo, como segundos, minutos ou horas, permitindo maior flexibilidade na simulação de períodos específicos (FREITAS, 2015).

Por fim, é importante destacar que este material não pretende apresentar de forma exaustiva todas as funcionalidades do software OpenDSS, mas sim fornecer as principais ferramentas necessárias para o desenvolvimento dos próximos itens do projeto.

3.3 Py-dss-interface

O py-dss-interface é um pacote python que oferece uma interface para a versão oficial do software OpenDSS.

O permite aos usuários interagirem com o OpenDSS diretamente através de código Python, o que facilita a automação de tarefas, execução de simulações e análise de resultados. As funcionalidades oferecidas por esse pacote incluem (RADATZ, 2024):

- Criação e modificação de modelos de circuitos no OpenDSS;
- Execução de simulações e análise dos resultados;
- Acesso e manipulação de dados dentro do modelo de circuito;
- Plotagem de resultados para visualização.

De modo geral, para otimizar a experiência de simulação no OpenDSS, é possível utilizar uma interface em linguagem python, permitindo a obtenção de resultados de maneira personalizada e mais eficiente. Essa potencialização pode ser alcançada por meio da criação de "loopings", aplicação de condições de filtragem, sobreposição de gráficos, entre outras técnicas. Além disso, o uso da interface py-dss-interface possibilita o controle direto dos elementos manipulados pelo OpenDSS.

Essa interface permite a execução de comandos que interagem com os elementos simulados no OpenDSS, proporcionando um controle mais dinâmico e flexível sobre o código. Com isso, é possível testar e simular diferentes cenários sem modificar o código original do OpenDSS, trabalhando apenas nas linhas de código Python.

No capítulo de resultados, serão apresentadas as simulações dos casos estudados neste trabalho, todos elaborados utilizando essa interface. Ela facilita o trabalho de diversos pesquisadores que utilizam o conjunto de ferramentas python e OpenDSS, permitindo uma abordagem mais ágil e personalizada para análises de sistemas de distribuição de energia.

4 RESULTADOS

4.1 Características da Rede de Distribuição

O sistema de baixa tensão analisado está conectado ao secundário do transformador de distribuição (código 2645112), cujos dados estão detalhados na tabela 4.1, conforme modelado na subseção 3.2.10. Esse transformador está localizado no condomínio Greenville II, em Belém, Pará. Para simplificar a modelagem, o circuito a montante (anterior ao transformador) será representado como um Equivalente de Thévenin, descrito como um barramento infinito na subseção 3.2.9, o que simplifica as características do sistema antes do transformador.

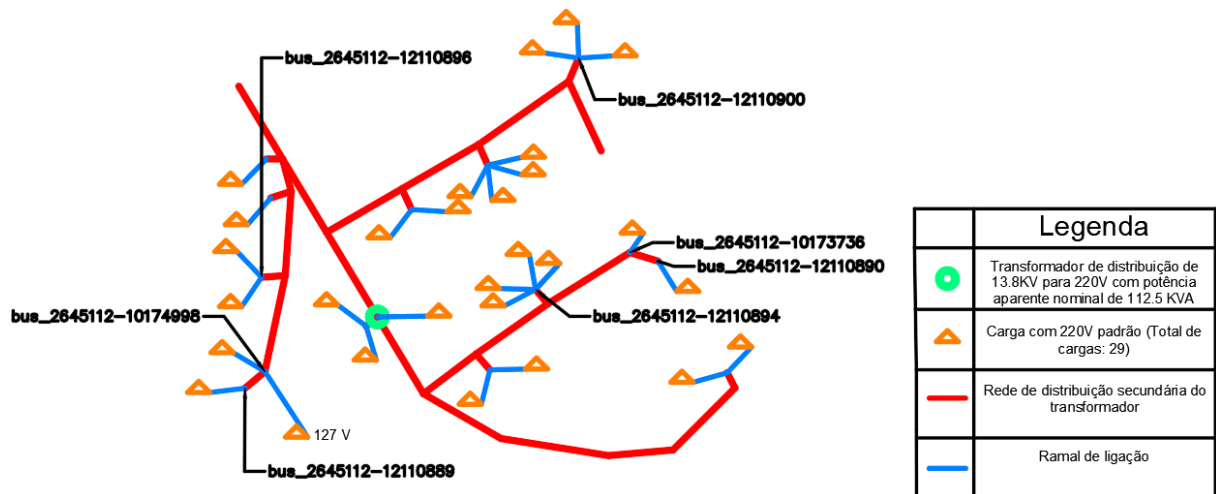
Tabela 4.1 – Dados do transformador de distribuição

Parâmetro	Descrição	Dados
kVA	Potência nominal do terminal em kVA	112.5
kV ₁	Tensão de linha nominal do enrolamento em kV primário	13.8
kV ₂	Tensão de linha nominal do enrolamento em kV secundário	0.220
Conn ₁	Ligação dos enrolamentos primários	Delta
Conn ₂	Ligação dos enrolamentos secundários	Estrela
XLH	Reatância Percentual do Primário para o Secundário	1.2
%R	Resistência Percentual do Primário para o Secundário	0.608889
%loadloss	Porcentagem da perda total com base na carga nominal	1.515556
%noloadloss	Porcentagem da perda em vazio com base na carga nominal	0.297778
tap	Tensão em pu do Tap utilizado	1.0455

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

O circuito a jusante (após o transformador) é representado na figura 4.1. Nesta figura, o transformador é simbolizado por um círculo verde, as linhas vermelhas indicam a rede de baixa tensão, as azuis representam os ramais de ligação, os triângulos laranjas correspondem às cargas residenciais, e as setas apontam as localizações dos barramentos que conectam os ramais de ligação à rede secundária de baixa tensão. A tabela 4.2 fornece dados complementares sobre a rede, como níveis de tensão e cargas conectadas, oferecendo uma visão detalhada do sistema a jusante do transformador.

Figura 4.1 – Rede de baixa tensão do condomínio residencial Greenville II de Belém, Pará



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

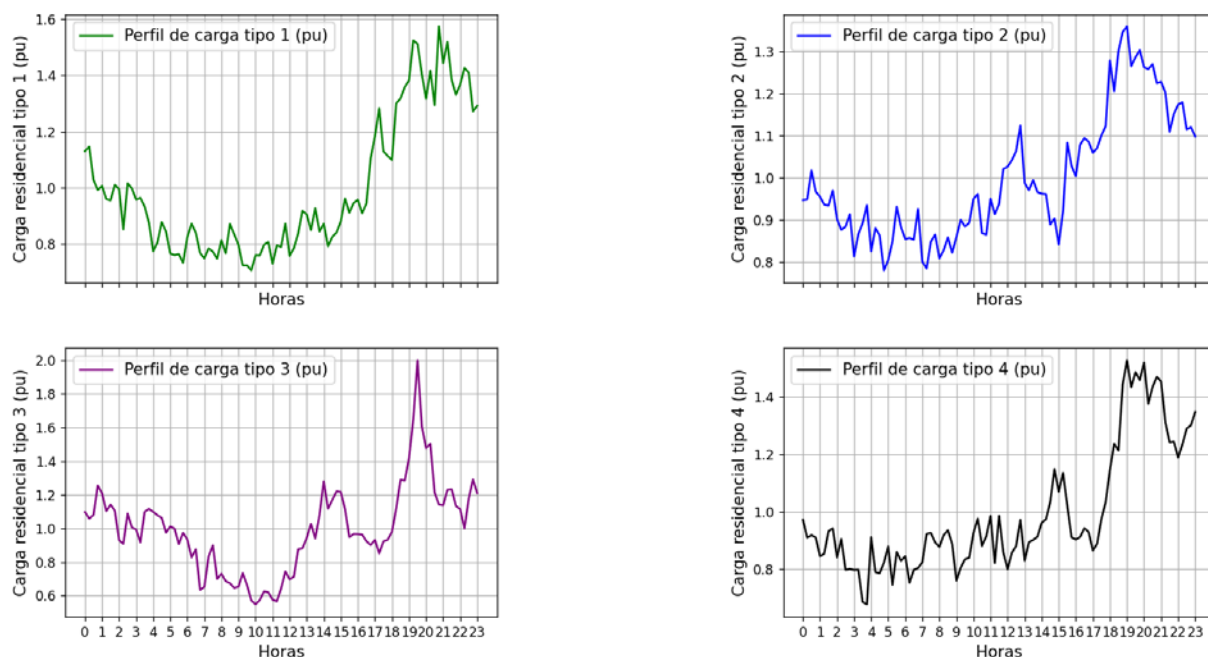
Tabela 4.2 – Descrição complementar da rede em estudo

Descrição	Dados
Quantidade de cargas monofásicas	1
Quantidade de cargas bifásicas	2
Quantidade de cargas trifásicas	26
Tensão fase-fase em baixa tensão (KV)	0.220
Tensão fase-neutro em baixa tensão (KV)	0.127

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

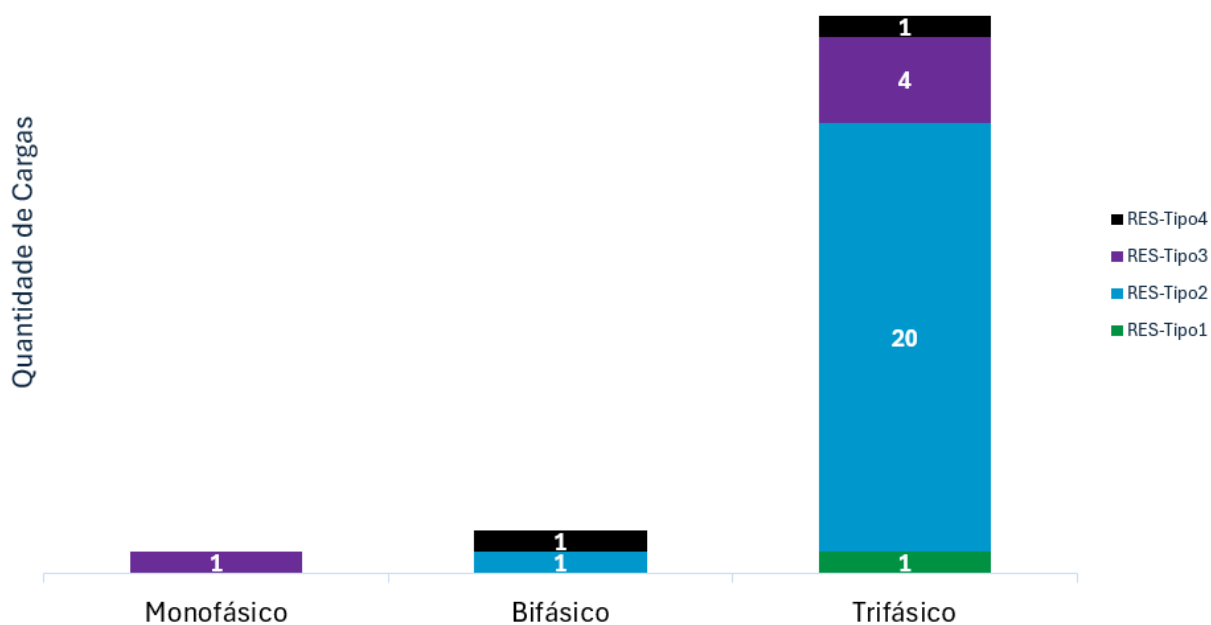
4.2 Dados da Carga Residencial

A figura 4.2 apresenta os quatro tipos de perfis de curva de carga característicos dos consumidores associados a essa rede de baixa tensão.

Figura 4.2 – Análise gráfica dos tipos de curvas de carga de consumidores

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Já a figura 4.3 mostra a distribuição das 29 cargas de acordo com a tensão de fornecimento, classificadas como monofásicas, bifásicas ou trifásicas, juntamente com seus respectivos perfis característicos de curva de carga.

Figura 4.3 – Distribuição de cargas por tensão de fornecimento e perfil da curva de carga

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

4.3 Resultados da Simulação

Foram definidos três cenários para a avaliação da rede elétrica:

- **Caso 1:** Sem geração fotovoltaica;
- **Caso 2:** Conexão de 15 sistemas de geração fotovoltaica;
- **Caso 3:** Conexão de 29 sistemas de geração fotovoltaica.

A modelagem dos sistemas fotovoltaicos foi realizada para todas as cargas da rede. A escolha das barras para conexão dos sistemas seguiu a ordem de prioridade: consumidores trifásicos primeiro, seguidos pelos bifásicos e, por último, os monofásicos. A potência de pico de cada sistema FV foi dimensionada para atender à demanda específica de cada residência, conforme detalhado na subseção 3.2.15 item a.

A análise dos impactos da conexão dos sistemas FV na rede será conduzida considerando dois aspectos principais:

- **Carregamento do transformador;**
- **Perfil de tensão nos barramentos mais sensíveis.**

Os barramentos classificados como mais sensíveis são aqueles que apresentam as maiores variações de tensão durante o dia, sendo eles: 16717164PE, 6990165PE, 16702785PE e 13991369PE (barra monofásica).

Os limites de tensão adotados para a análise seguem os critérios estabelecidos no módulo 8 do PRODIST, conforme descrito na tabela 4.3.

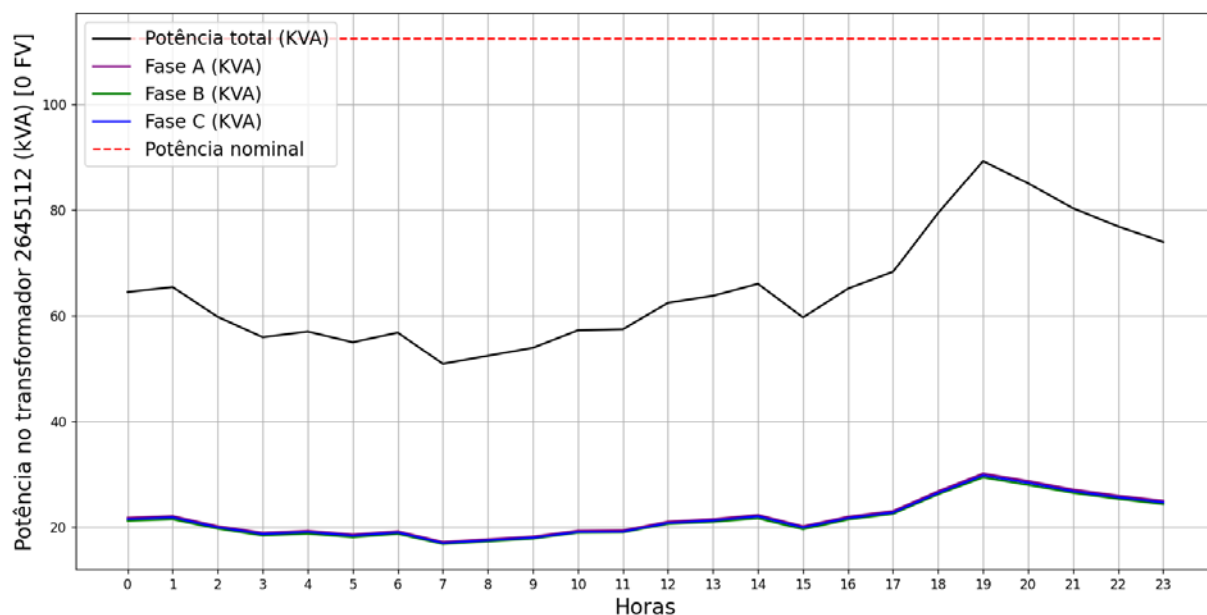
Tabela 4.3 – Critério para pontos de conexão em tensão nominal igual ou inferior a 2,3 kV (220/127)

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (Volts)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura p.u
Adequada	$(202 \leq TL \leq 231)/(117 \leq TL \leq 133)$	$0.92 \leq TL \leq 1.05$
Precária	$(191 \leq TL < 202 \text{ ou } 231 < TL \leq 233)/(110 \leq TL < 117 \text{ ou } 133 < TL \leq 135)$	$0.87 \leq TL < 0.92 \text{ ou } 1.05 < TL \leq 1.06$
Crítica	$(TL < 191 \text{ ou } TL > 233)/(TL < 110 \text{ ou } TL > 135)$	$TL < 0.87 \text{ ou } TL > 1.06$

Fonte: (ANEEL, 2021e)

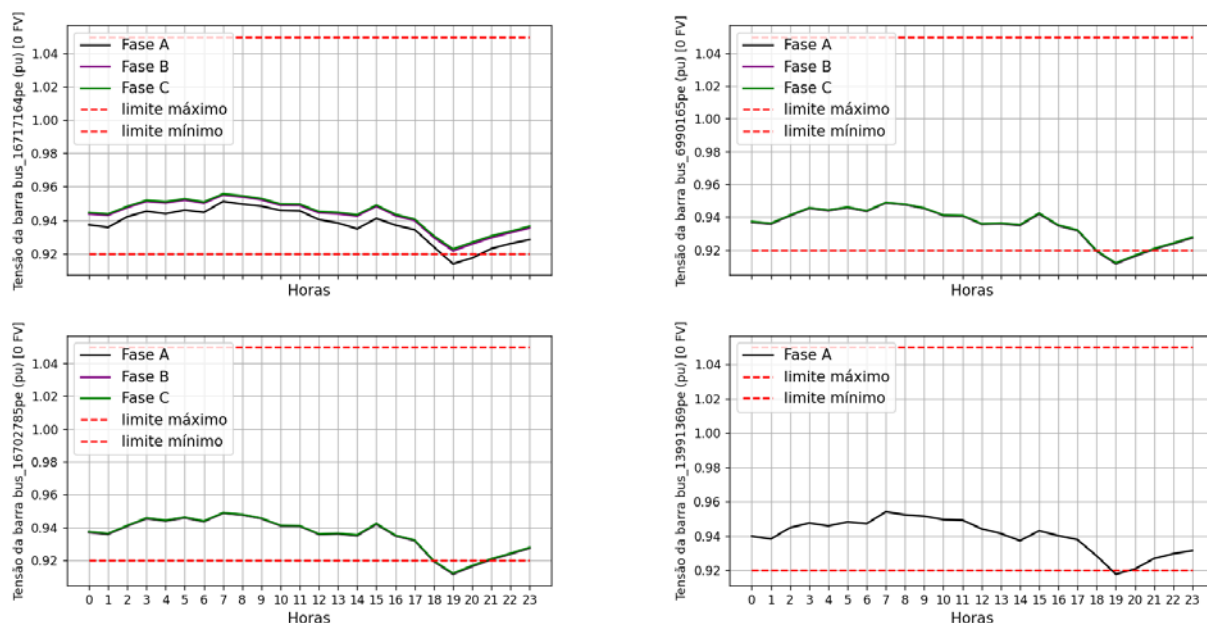
4.3.1 Caso 1: Sem geração fotovoltaica

A figura 4.4 apresenta a carga total no transformador ao longo do dia, no cenário em que não há geração FV conectada à rede. Observa-se que, nesse caso, não ocorre sobrecarga no transformador.

Figura 4.4 – Carga no transformador sem geração FV

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

Os resultados indicam violações nos limites inferiores de tensão nas quatro barras analisadas às 19 horas e, às 20 horas, em três delas, com exceção da barra 13991369PE. Esses valores estão em desacordo com os critérios estabelecidos no módulo 8 do PRODIST. A figura 4.5 apresenta o perfil de tensão das quatro barras mais sensíveis da rede, evidenciando essas irregularidades.

Figura 4.5 – Perfil de tensão nas 4 barras mais sensíveis da rede sem geração FV

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

4.3.2 Caso 2: Conexão de 15 sistemas de geração fotovoltaica

Este caso considera a conexão de geração FV em 15 residências, resultando em um nível de penetração de 65,61%. Esse valor foi calculado conforme a equação 9, que divide a potência de pico total da geração fotovoltaica pela capacidade nominal do transformador.

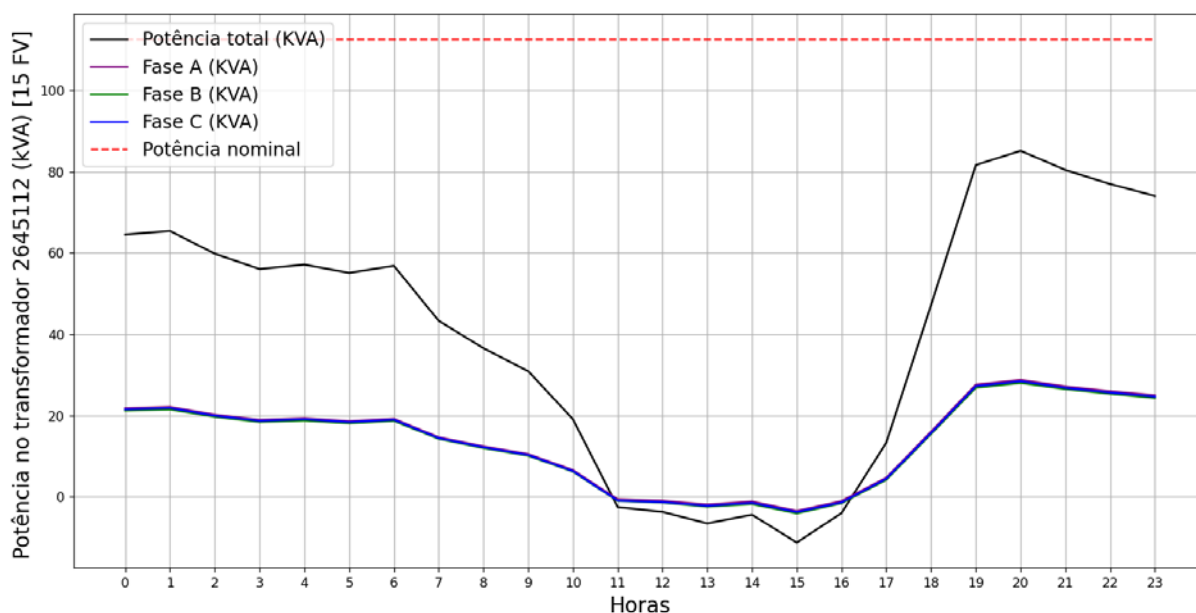
$$NP\% = \frac{PV_{peak}}{Transformer\ Rated\ Capacity} \times 100 \quad (9)$$

Onde:

- NP%: Nível de penetração em porcentagem;
- PV_{peak} : Potência de pico total da geração fotovoltaica.

A figura 4.6 apresenta a carga total no transformador ao longo do dia para este cenário. Nota-se uma redução na demanda, especialmente entre 7h e 18h, período de maior geração fotovoltaica. Entre 11h e 16h, ocorre fluxo reverso no transformador, com um valor máximo próximo a -10 kVA às 15h. Isso evidencia não apenas uma redução significativa do consumo total de energia proveniente da subestação, mas também a atuação como fornecedor de energia para a subestação nesse período.

Figura 4.6 – Carga no transformador com 15 sistemas FV



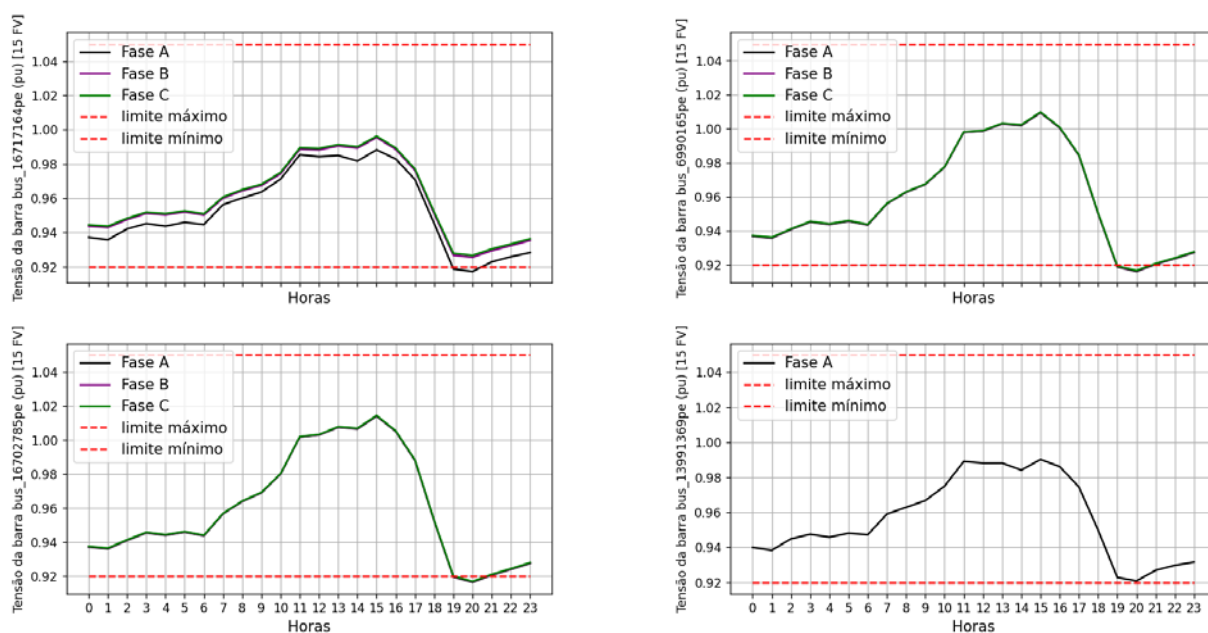
Fonte: Elaborado pelo próprio autor

A figura 4.7 apresenta o perfil de tensão nas barras mais sensíveis da rede. Observa-se um aumento no nível de tensão, especialmente entre 7h e 18h, período de maior geração fotovoltaica. No caso 1, tomando como referência a barra 16702785PE, o perfil de tensão se

mantinha em torno de 0.94 p.u. Com a inserção da geração fotovoltaica, o nível de tensão alcança valores próximos a 1.01 p.u.

Apesar do aumento no perfil de tensão das barras, ainda há violações no limite inferior de tensão. Essas ocorrem em duas barras (16717164PE e 6990165PE) às 19h e em três barras (16717164PE, 6990165PE e 16702785PE) às 20h, permanecendo fora dos padrões estabelecidos.

Figura 4.7 – Perfil de tensão nas 4 barras mais sensíveis da rede com a conexão de 15 sistemas FV

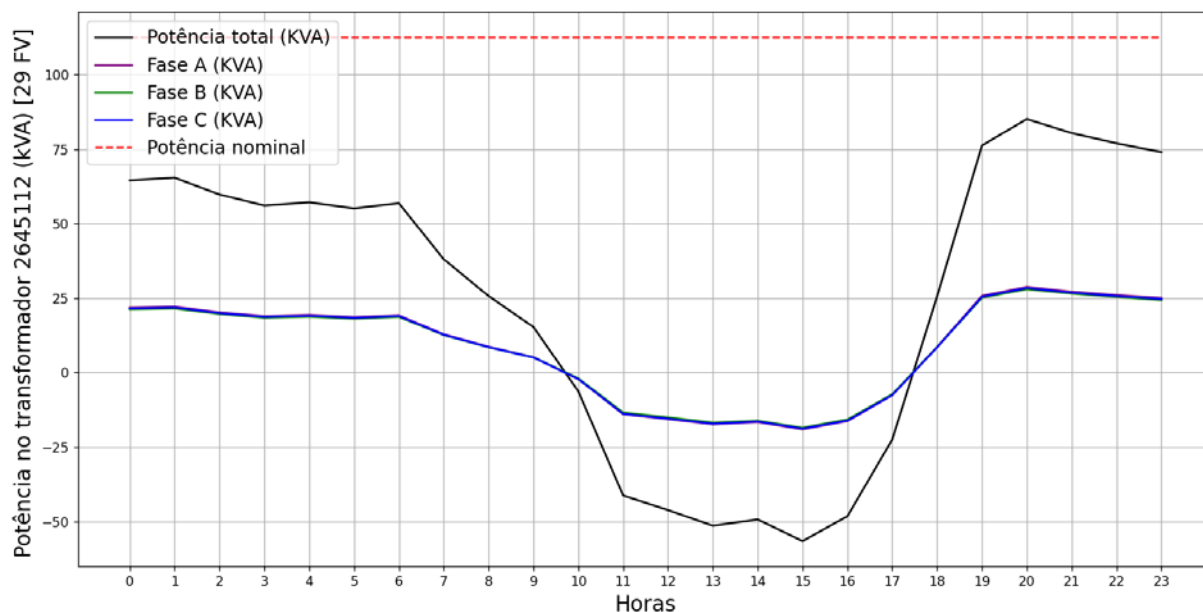


Fonte: Elaborado pelo próprio autor

4.3.3 Caso 3: Conexão de 29 sistemas de geração fotovoltaica

Este cenário considera a conexão de sistemas de geração fotovoltaica (FV) em todas as 29 residências, resultando em um nível de penetração de 111,6%, representando um caso extremo. A figura 4.8 ilustra a carga total no transformador ao longo do dia. Observa-se uma redução ainda mais significativa da carga durante o período de maior geração FV, em comparação ao caso 1.

O intervalo de fluxo reverso no transformador foi ampliado, ocorrendo entre 10h e 17h, com um valor máximo superior a -50 kVA registrado às 15h. Isso demonstra uma redução expressiva do consumo total de energia proveniente da subestação, além da atuação como fornecedor de energia para a subestação nesse período.

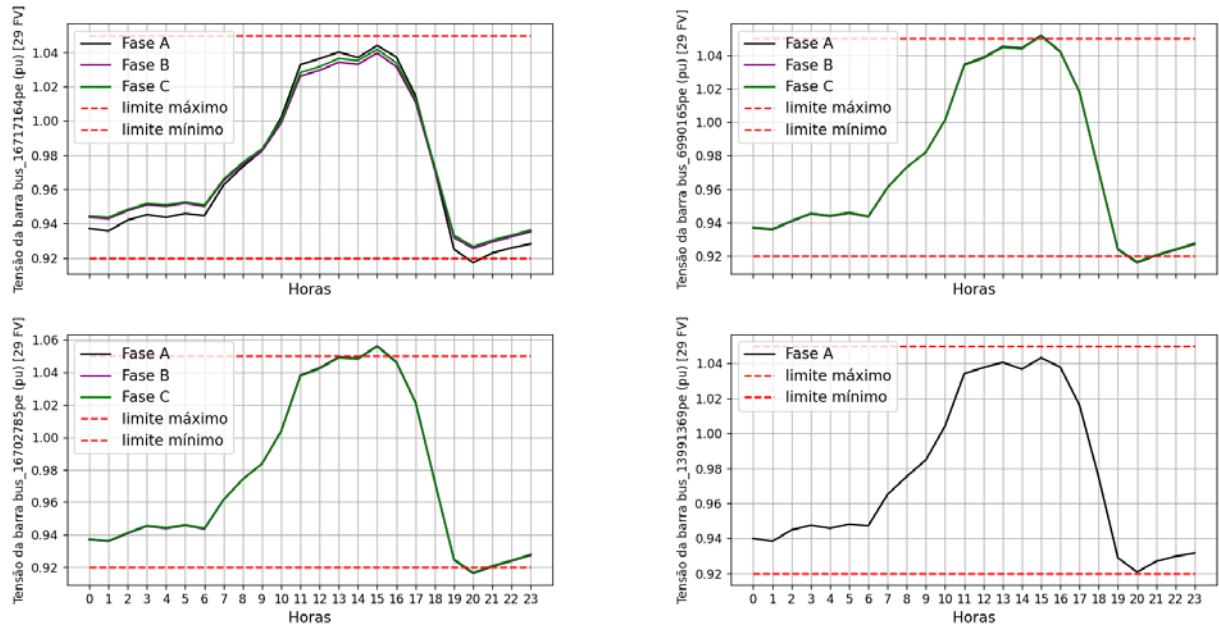
Figura 4.8 – Carga no transformador com 29 sistemas FV

Fonte: Elaborado pelo próprio autor

A figura 4.9 apresenta o perfil de tensão nas barras mais sensíveis da rede. Observa-se um aumento no nível de tensão, especialmente entre 7h e 18h, período de maior geração fotovoltaica. No caso 1, tomando como referência as barras 16702785PE e 6990165PE, o perfil de tensão se mantinha em torno de 0,94 p.u. Com a inserção da geração fotovoltaica, o nível de tensão ultrapassa 1,05 p.u., excedendo o limite permitido pelo módulo 8 do PRODIST e caracterizando um caso de sobretensão.

Apesar do aumento no perfil de tensão das barras, ainda há violações nos limites inferiores de tensão, que agora ocorrem apenas às 20h, mas continuam presentes em três barras (16717164PE, 6990165PE e 16702785PE), permanecendo fora dos padrões estabelecidos.

Figura 4.9 – Perfil de tensão nas 4 barras mais sensíveis da rede com a conexão de 29 sistemas FV



Fonte: Elaborado pelo próprio autor

5 CONCLUSÃO

Conclui-se, portanto, que o alimentador não é capaz de suportar a conexão de sistemas de geração fotovoltaica em todas as residências sem apresentar problemas de sobretensão. Além disso, foi identificado o fluxo reverso, caracterizado pelo excesso de geração FV sendo injetado de volta na rede elétrica.

Ainda foram observados casos de subtensão às 20h, decorrentes da alta demanda durante o horário de pico e da ausência de geração FV devido à falta de irradiação solar. Contudo, nota-se uma melhoria na qualidade do fornecimento de energia, com os níveis de tensão se aproximando dos valores de referência, quando uma quantidade menor de sistemas FV está instalada, como demonstrado no caso 2, com 15 sistemas FV.

A adoção de fontes alternativas de energia, como a geração FV, é amplamente considerada benéfica, trazendo vantagens econômicas e energéticas para a comunidade. No entanto, ao desenvolver este trabalho, foi constatado que há um limite para a instalação de um número elevado de sistemas FVs em redes de baixa tensão. O uso excessivo dessa prática, sem monitoramento adequado de seus efeitos no sistema de distribuição elétrica, pode causar problemas na qualidade da tensão entregue aos consumidores, o que pode resultar em reclamações e ações por parte dos órgãos reguladores.

Para as concessionárias, existem alternativas que podem ser exploradas para mitigar esses impactos na rede, como a alteração dos taps dos transformadores. Transformadores de distribuição equipados com sistemas automáticos de ajuste de tap, embora mais eficientes, possuem um custo mais elevado, o que deve ser levado em consideração ao se analisar o aumento de custos para as concessionárias, especialmente em redes de baixa tensão com a presença de geração distribuída.

Entre as sugestões de novos trabalhos relacionados ao tema, estão o desenvolvimento de circuitos de automação para realizar a comutação dos taps de forma sob demanda, além da possibilidade de armazenar a energia gerada nas próprias instalações, por meio de sistemas de baterias. Isso evitaria que a potência gerada circulasse pelas redes de baixa tensão, reduzindo os efeitos indesejados no aumento da tensão sobre o ponto de acoplamento comum.

REFERÊNCIAS

- ALMEIDA, A. A. W. D. **Notas de aula de sistemas elétricos de potência**. Curitiba: [s.n.], 2023. Disponível em: http://paginapessoal.utfpr.edu.br/alvaroaugusto/SEP_notas_aula_2023.pdf/view. Acesso em: 25 Junho 2024.
- ANEEL. **Manual de instruções da base de dados geográfica da distribuidora**. Brasília: [s.n.], 2020.
- _____. **Módulo 1 – glossário de termos técnicos**. Brasília: [s.n.], 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2.pdf. Acesso em: 25 Junho 2024.
- _____. **Módulo 10 - sistema de informação geográfica regulatório**. Brasília: [s.n.], 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_9.pdf. Acesso em: 26 Junho 2024.
- _____. **Módulo 2 – planejamento da expansão do sistema de distribuição**. Brasília: [s.n.], 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_1.pdf. Acesso em: 26 Junho 2024.
- _____. **Módulo 8 – qualidade do fornecimento de energia elétrica**. Brasília: [s.n.], 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 26 Junho 2024.
- BEZERRA, U. H. **Curso de análise de sistemas de potência**. Belém: [s.n.], 2012.
- BRITO, L. *et al.* Impactos da geração distribuída fotovoltaica na tensão elétrica de uma rede de distribuição em baixa tensão. **O setor elétrico**, São Paulo, n. 189, Agosto 2022., p. 40-47 Disponível em: <https://www.osestoreletrico.com.br/impactos-da-geracao-distribuida-fotovoltaica-na-tensao-eletrica-de-uma-rede-de-distribuicao-em-baixa-tensao/>. Acesso em: 25 Junho 2024.
- FREITAS, P. R. R. D. **Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS**. São Paulo: [s.n.], 2015. p. 191.
- HEIN, H. Geração distribuída pode ultrapassar 70 GW em dez anos, aponta EPE. **Canal Solar**, 2024. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/geracao-distribuida-potencia-instalada-epe/>. Acesso em: 26 Junho 2024.
- KAGAN, N.; OLIVEIRA, C. C. B. D.; ROBBA, E.. **Introdução aos sistemas de distribuição de energia elétrica**. 1. ed. [S.l.]: Blucher, 2010.
- LASGRID. Laboratório de Smart Grids da Universidade Federal do Pará. **LASGRID**, 2024. Disponível em: <https://www.lasgrid.ufpa.br/index.html>. Acesso em: 22 Janeiro 2025.

LUCCHESE, F. C. *et al.* **Análise do Impacto da Geração Distribuída Fotovoltaica na Rede Elétrica da Universidade Federal de Santa Maria.** [S.l.]. 2018.

MOHAN, N. **Sistemas elétricos de potência: um curso introdutório.** 1. ed. Rio de Janeiro: LTC, 2016.

MONTICELLI, A.; GARCIA, A. **Introdução a sistemas de energia elétrica.** 2. ed. Campinas: Unicamp, 2011.

OLIVEIRA, L. *et al.* **Sistemas de distribuição de energia elétrica: uma abordagem introdutória sobre as perdas técnicas em um contexto de disseminação de recursos energéticos distribuídos.** [S.l.]: [s.n.], 2020. Disponível em: <https://nepse.com.br/wp-content/uploads/2020/12/Artigo-Didático-NEPSEL-Sistemas-de-Distribuição-versão-final-1.pdf>. Acesso em: 26 Junho 2024.

PWC. **Os desafios do setor elétrico brasileiro-avanços esperados frente a transformação.** [S.l.]: [s.n.], 2017. Disponível em: <https://www.pwc.com.br/pt/estudos/strategy/2017/2017-strategy-desafios-setor-elertrico-brasileiro.pdf>. Acesso em: 28 Junho 2024.

RADATZ, P. py-dss-interface: Um pacote Python que faz interface com a versão OFICIAL do OpenDSS. **GitHub**, 2024. Disponível em: https://github.com/PauloRadatz/py_dss_interface. Acesso em: 20 Junho 2024.

RICARDO. Geração Distribuída irá impulsionar crescimento das energias renováveis até 2024. **INRI**, 2019. Disponível em: <https://inriufsm.com.br/geracao-distribuida/geracao-distribuida-ira-impulsionar-crescimento-das-energias-renovaveis-ate-2024/>. Acesso em: 20 Janeiro 2025.

SEXAUER, J. **Introdução ao OpenDSS.** [S.l.]: [s.n.], 2016. Disponível em: <https://ifgjatai.eu5.org/OpenDSS.pdf>. Acesso em: 15 Janeiro 2023.

SILVA, A. D. D. C. **Desenvolvimento de Interfaces para o Software OpenDSS.** Campina Grande: [s.n.], 2021. p. 105.

SILVA, R. S. D. **Introdução aos sistemas elétricos de potência (SEP).** Londrina: Educacional S.A., 2019.

ANEXO A – TIPOS DE ENTIDADES GEOGRÁFICAS

a) Tipo usuário

Nome	Representação Geográfica	Conteúdo
Unidade Consumidora	Ponto que representa a localização da unidade consumidora.	- Atividade Econômica exercida na UC (CNAE); Carga Instalada; Cep e Endereço Completo; Classe e Subclasse de Consumo; Conectividade Elétrica; Curva de Carga associada; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Consumida Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de acesso; Grupo Tarifário; Município da localização; Integração com SISGD; Nível de Tensão no ponto de acesso (AT, MT ou BT); Qualidade de Fornecimento Mensalmente; Relacionamento com outros conteúdos da BGDG; Situação da Conexão; Tensão no ponto de acesso; Tipo de Localização; Tipo de Mercado.
Unidade Geradora	Ponto que representa a localização da unidade geradora.	- Atividade Econômica exercida; Cep e Endereço Completo; Conectividade Elétrica; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Integração com BASE DE GERADORES; Município de localização; Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Potência contratada; Potência instalada; Qualidade da conexão; Relacionamento com outros conteúdos da BGDG; Situação da Conexão; Tensão no ponto de acesso.

Fonte: (ANEEL, 2021c)

b) Tipo equipamento

Nome	Representação Geográfica	Conteúdo
Transformador	Ponto que representa o local de instalação do equipamento.	- Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Classe de Tensão; Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Município da localização; Potência Nominal; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão de Linha; Tensão de operação; Tensão Nominal; Tipo de Equipamento; Tipo de Ligação; Tipo de Localização; Tipo do local de instalação (posto); Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Regulador	Ponto que representa o local de instalação do equipamento.	- Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Município da localização; Potência Nominal; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão de operação; Tipo de Equipamento; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Compensador de Reativos	Ponto que representa o local de instalação do equipamento.	- Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Data de Conexão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Município da localização; Potência Nominal; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão de operação; Tipo de Equipamento; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Seccionador de Rede	Ponto que representa o local de instalação do equipamento.	- Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Classe de Tensão; Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Data de Conexão; Faseamento no ponto de conexão; Município da localização; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tipo de Equipamento; Tipo de Localização; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).

Fonte: (ANEEL, 2021c)

c) Tipo rede

Nome	Representação Geográfica	Conteúdo
Segmento de Rede	Linha que representa o traçado de um segmento de rede entre duas estruturas de suporte da rede consecutivas (vão).	- Nível de Tensão no ponto de conexão (AT, MT ou BT); Identificação do Circuito; Comprimento do trecho de rede; Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Faseamento no ponto de conexão; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Localização; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Estrutura de Suporte da Rede	Ponto que representa o local de instalação da estrutura de suporte da rede (alimentadores, linhas e equipamentos)	- Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos; Município da localização; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Equipamento; Tipo de Localização; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).

Fonte: (ANEEL, 2021c)

d) Tipo área de interesse

Nome	Representação Geográfica	Conteúdo
Conjunto de Unidades Consumidoras	Polígono que representa a área dos Conjuntos de Unidades Consumidoras.	- Integração com INDQUAL; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Interligação ao SIN; Se é classificado como subterrâneo ou interligado.
Área de Atuação	Polígono que representa a área de atuação estabelecida pelo contrato da distribuidora.	- Integração com Base de Agentes da ANEEL; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Número de Funcionários da Distribuidora.
Subestação	Polígono que representa a área geográfica que delimita o espaço físico ocupado por uma determinada subestação de interesse	- Propriedade da Subestação; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Identificação da Subestação.

Fonte: (ANEEL, 2021c)

ANEXO B – TIPOS DE ENTIDADES NÃO GEOGRÁFICAS

a) Tipo usuário

Nome	Conteúdo
Ponto de Iluminação Pública	- Carga Instalada; Classe e Subclasse de Consumo; Conectividade Elétrica; Curva de Carga associada; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Faseamento no ponto de conexão; Grupo Tarifário; Município da localização; Nível de Tensão no ponto de acesso (AT, MT ou BT); Qualidade da conexão; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Situação da Conexão; Tensão no ponto de acesso; Tipo de Localização; Dados técnicos do sistema de iluminação.

Fonte: (ANEEL, 2021c)

b) Tipo equipamento

Nome	Conteúdo
Barramento	- Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Propriedade do ativo; Dados Técnicos; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tensão Nominal; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Medidor	- Conectividade Elétrica; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Equipamento; Dados Técnicos; Faseamento no ponto de conexão; Dados Contábeis do MCPSE; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Transformador de Medida	- Conectividade Elétrica; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Equipamento; Dados Técnicos; Faseamento no ponto de conexão; Dados Contábeis do MCPSE; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Bay	- Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Subgrupo de Tensão; Propriedade do ativo; Tipo de Bay.

Fonte: (ANEEL, 2021c)

c) Tipo rede

Nome	Conteúdo
Ramal de conexão	- Comprimento do trecho de rede; Conectividade Elétrica; Dados Contábeis do MCPSE; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Faseamento no ponto de conexão; Propriedade do ativo; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tipo de Localização; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).
Circuito de Rede (Linhas e Alimentadores)	- Conectividade Elétrica; Dados Técnicos e de Perdas Técnicas; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente; Identificação do Circuito; Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Tensão de operação; Tensão Nominal; Tipo de Instalação (Linha, rede, subestação).

Fonte: (ANEEL, 2021c)

d) Tipo energia

Nome	Conteúdo
Balanço de Energia	- Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Subgrupo de Tensão; Origem da Energia; Energia Ativa Medida Mensalmente.
Energia Passante	- Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Subgrupo de Tensão; Energia Ativa Medida Mensalmente.
Perda Técnica	- Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Categoria de Perdas Técnicas; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente.
Perda Não Técnica	- Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Subgrupo de Tensão; Energia e Demanda Ativa Medida Mensalmente.
Curva de Carga	- Nível de Tensão; Tipo de Dia; Potência Instantânea; Tempo.

Fonte: (ANEEL, 2021c)

e) Tipo metadado

Nome	Conteúdo
Informações de envio da BDGD	- Relacionamento com outros conteúdos da BDGD; Período dos dados da BDGD; Data de Extração da BDGD.

Fonte: (ANEEL, 2021c)