



UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ
CENTRO DE TECNOLOGIA
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA
PROGRAMA DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

JESSIANO FREIRE DOS SANTOS

ESTUDO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA
NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DO CAMPUS DO PICI

Fortaleza
2025

JESSIANO FREIRE DOS SANTOS

**ESTUDO DE CAPACIDADE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA
REDE DE MÉDIA TENSÃO DO CAMPUS DO PICI**

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao Programa de Graduação em Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará, como requisito parcial à obtenção do grau de bacharel em Engenharia Elétrica.

Orientador: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo

FORTALEZA

2025

Dados Internacionais de Catalogação na Publicação
Universidade Federal do Ceará
Sistema de Bibliotecas
Gerada automaticamente pelo módulo Catalog, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)

S235e Santos, Jessiano Freire dos.

Estudo de capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica na rede de média tensão do Campus do Pici / Jessiano Freire dos Santos. – 2025.

78 f. : il. color.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) – Universidade Federal do Ceará, Centro de Tecnologia, Curso de Engenharia Elétrica, Fortaleza, 2025.

Orientação: Prof. Dr. Lucas Silveira Melo.

1. Geração Fotovoltaica. 2. Capacidade de Hospedagem. 3. Geração Distribuída. 4. Redes de Distribuição. I. Título.

CDD 621.3

JESSIANO FREIRE DOS SANTOS

ESTUDO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA
REDE DE MÉDIA TENSÃO DO CAMPUS DO PICI

Trabalho de conclusão de curso apresentado ao
Programa de Graduação em Engenharia Elétrica
da Universidade Federal do Ceará, como
requisito parcial à obtenção do grau de bacharel
em Engenharia Elétrica.

Aprovada em:

BANCA EXAMINADORA

Prof. Dr. Lucas Silveira Melo (Orientador)
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio
Universidade Federal do Ceará (UFC)

Eng. Mozart Daniel Oliveira Nogueira
Universidade Federal do Ceará (UFC)

A Deus.

Aos meus pais e irmã.

A todos os meus familiares.

AGRADECIMENTOS

A Deus por me conceder a graça da vida e a força para superar os obstáculos e tribulações do dia a dia.

A Jesus das Santas Chagas e à Nossa Senhora das Lágrimas.

Aos meus pais José e Francisca e à minha irmã que me proporcionarem a possibilidade de ter um lar saudável e me incentivarem a seguir o caminho dos estudos.

A todos os meus familiares pelas palavras de incentivo.

Ao Prof. Dr. Lucas Silveira Melo pela orientação neste trabalho e a paciência.

Ao Prof. Dr. Raimundo Furtado Sampaio e Ao Eng. Mozart Daniel Oliveira Nogueira pela disponibilidade de participar da banca.

A todos os professores do Departamento de Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Ceará.

Aos amigos Diego Rodrigues, Eduardo Pereira e Leandro Mesquita e tantos outros que ajudaram nessa caminhada.

A empresa Halo Energia Solar por proporcionar a possibilidade atuar na área e aprender tudo que eu sei sobre projetos fotovoltaicos.

“O senhor é meu pastor, nada me falta.”
(Salmos 22, 1).

RESUMO

O crescimento da geração distribuída no Brasil e no mundo, tem proporcionado benefícios técnicos, econômicos e ambientais para as concessionárias de energia, os consumidores e a sociedade em geral. Porém a expansão da Geração Distribuída Fotovoltaica é proporcional aos impactos negativos na rede de distribuição de energia, entre os quais estão: elevação das tensões a níveis proibitivos, aumento das perdas nos condutores, interferência na coordenação da proteção, etc. Em função desses fatores, são necessários estudos para compreender os impactos causados pelo crescimento da GDFV nos sistemas de distribuição. O conhecimento sobre esses efeitos na rede de distribuição traz grandes benefícios às concessionárias de energia e consumidores, pois assegura a qualidade do fornecimento de energia elétrica. O estudo sobre capacidade de hospedagem das redes de distribuição, por exemplo, permite a implementação de GDFVs de forma planejada e sem impactos negativos na qualidade da energia fornecida aos consumidores. O objetivo deste trabalho é apresentar os resultados do ESTUDO DE CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA REDE DE MÉDIA TENSÃO DO CAMPUS DO PICI, além de apresentar a máxima capacidade de inserção de geração distribuída para os três alimentadores do Campus. A metodologia para desenvolvimento deste projeto abrange a modelagem da rede do Campus do Pici no software OpenDSS, o desenvolvimento de um algoritmo em Python capaz de alocar GDFV em 30% das barras de cada um dos três alimentadores da rede do campus e aumentar a potência das GDFV até ocorrer violação de sobretensão nas barras ou sobrecarga nos condutores. A seguir foram analisados os dados obtidos nas simulações de cada alimentador para o cenário de inserção de GD com carga elevada (dia de semana) e com carga leve (domingo) a fim de verificar a capacidade de hospedagem para diferentes níveis de carga. Como critério de análise, foi definido que a capacidade de hospedagem dos alimentadores deve ser baseada nos níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica para o cenário de carga leve, pois estes não resultam em violações de tensão ou sobrecarga nos condutores para ambos os cenários. Dessa forma, a capacidade de hospedagem dos alimentadores foram 4,63 MW para o alimentador 1, 4,75 MW para o alimentador 2 e 4,92 MW para o alimentador 3. Por fim, conclui-se a partir dos resultados obtidos que o estudo de capacidade de hospedagem é de fundamental importância para se conhecer o nível seguro de inserção das GDFV para avaliar seus impactos nos sistemas de distribuição de energia.

Palavras-chave: Geração Fotovoltaica, Capacidade de Hospedagem; Geração Distribuída; Redes de Distribuição.

ABSTRACT

The growth of distributed generation in Brazil and worldwide has provided technical, economic, and environmental benefits to energy utilities, consumers, and society in general. However, the expansion of Photovoltaic Distributed Generation is proportional to the negative impacts on the energy distribution network, including: voltage rise to prohibitive levels, increased losses in conductors, interference with protection coordination, and others. Due to these factors, studies are required to understand the impacts caused by the growth of Photovoltaic Distributed Generation on distribution systems. Knowledge about these effects on the distribution network brings significant benefits to energy utilities and consumers, as it ensures the quality of the electricity supply. The study of the hosting capacity of distribution networks, for example, allows the implementation of PV DG systems in a planned manner, without negative impacts on the quality of energy supplied to consumers. The aim of this study is to present the results of the STUDY OF PHOTOVOLTAIC GENERATION HOSTING CAPACITY IN THE MEDIUM VOLTAGE NETWORK OF THE PICI CAMPUS, as well as to present the maximum hosting capacity for distributed generation for the three feeders of the Campus. The methodology for the development of this project includes modeling the Pici Campus network in the OpenDSS software, developing a Python algorithm capable of allocating PV DG systems to 30% of the buses on each of the three feeders of the campus network, and increasing the power of the PV DG systems until overvoltage violations occur at the buses or overloads in the conductors. The data obtained from the simulations of each feeder for the scenario of high load (weekday) and low load (Sunday) were then analyzed to verify the hosting capacity for different load levels. As an analysis criterion, it was defined that the hosting capacity of the feeders should be based on the levels of penetration of photovoltaic distributed generation for the light load scenario, as these do not result in voltage violations or overloads in the conductors for both scenarios. Thus, the hosting capacity of the feeders was 4.63 MW for feeder 1, 4.75 MW for feeder 2, and 4.92 MW for feeder 3. Finally, it is concluded from the results obtained that the hosting capacity study is of fundamental importance to determine the safe level of PV DG integration and assess its impacts on energy distribution systems.

Keywords: Photovoltaic Generation, Hosting Capacity; Distributed Generation; Distributed Network.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional.....	19
Figura 2 - Média anual de insolação diária no Brasil (horas).....	20
Figura 3 - Estrutura física de uma célula fotovoltaica.....	22
Figura 4 – Curvas I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em série (a) e em paralelo (b).	22
Figura 5 - Sistema elétrico com geração distribuída de fontes fotovoltaica e eólica.	25
Figura 6 - Fluxo de potência normal (a) e inversão do fluxo de potência (b) em uma rede elétrica.	26
Figura 7 - Índices de performance para diferentes níveis de capacidade de hospedagem.	29
Figura 8 – Definição de barra com N nós no OpenDSS.....	33
Figura 9 – Exemplo de linha com interação entre o verbo e o elemento.	35
Figura 10 – Exemplo de linha no qual não há interação entre o verbo e o elemento.....	35
Figura 11 – Exemplo da utilização dos comandos do <code>opendssdirect.py</code> para imprimir a potência ativa e reativa do alimentador 1 às 14h de um dia de semana.	36
Figura 12 – Fluxograma do Algoritmo de Capacidade de Hospedagem.....	38
Figura 13 - Dados de georreferenciamento dos postes.....	39
Figura 14 – Print do arquivo em CSV contendo as coordenadas dos elementos da rede do campus.	39
Figura 15 – Cruzeta de um poste em estrutura normal.....	40
Figura 16 - Modelagem dos condutores.	41
Figura 17 – Diagrama unifilar da subestação do Campus do Pici.....	47
Figura 18 - Circuito do Alimentador 1.	48
Figura 19 - Circuito do Alimentador 2.	48
Figura 20 - Circuito do Alimentador 3.	48
Figura 21 - Fluxo de potência do alimentador 1 para GDFV em 30% das barras de média tensão.	52
Figura 22 - Fluxo de potência do alimentador 2 para GDFV em 30% das barras de média tensão.	60
Figura 23 - Fluxo de potência do alimentador 3 para um dia de semana com GDFV em 30% das barras.	67

LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1 - Curva de carga do Alimentador 1 em um dia durante a semana.....	41
Gráfico 2 - Curva de carga do Alimentador 1 em um domingo.	42
Gráfico 3 - Curva de carga do Alimentador 2 em um dia durante semana.....	43
Gráfico 4 - Curva de carga do Alimentador 2 em um domingo.	43
Gráfico 5 – Curva de carga do Alimentador 3 em um dia durante a semana.	44
Gráfico 6 - Curva de carga do Alimentador 3 em um domingo.	44
Gráfico 7 - Curva de Geração Normalizada.	46
Gráfico 8 - Curva de potência do alimentador 1 em um dia de semana.....	49
Gráfico 9 - Perfil de tensão do alimentador 1 às 13:30h de um dia de semana.....	50
Gráfico 10 - Curva de potência do alimentador 1 em um dia domingo.	50
Gráfico 11 - Perfil de tensão do alimentador 1 às 18h de um dia de domingo.....	51
Gráfico 12 - Curva de potência do alimentador 1 com nível máximo de GDFV em um dia de semana.	53
Gráfico 13 - Perfil de tensão do alimentador 1 com nível máximo de GDFV em um dia de semana.	53
Gráfico 14 - Curva de potência do alimentador 1 com nível máximo de GDFV em um dia de domingo.....	54
Gráfico 15 - Perfil de tensão do alimentador 1 com nível acima do máximo permitido de GDFV em um dia de domingo.	54
Gráfico 16 – Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).	55
Gráfico 17 – Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de domingo sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de fim de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).	55
Gráfico 18 - Curva de potência do alimentador 2 sem GDFV em um dia de semana.	57
Gráfico 19 - Perfil de tensão do alimentador 2 sem GDFV em um dia de semana.....	57
Gráfico 20 - Curva de potência do alimentador 2 em GDFV em um dia de domingo.....	58
Gráfico 21 - Perfil de Tensão do Alimentador 2 sem GDFV em um dia de domingo.....	58
Gráfico 22 - Curva de potência do alimentador 2 com máxima GDFV em um dia de semana.	60
Gráfico 23 - Perfil de tensão do alimentador 2 com máxima GDFV em um dia de semana. ..	61
Gráfico 24 - Curva de potência do alimentador 2 com máxima GDFV em um dia de domingo.	

.....	61
Gráfico 25 - Perfil de Tensão do alimentador 2 com máxima GDFV em um dia de domingo.	62
Gráfico 26 - Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).	62
Gráfico 27 - Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de domingo sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de fim de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).	63
Gráfico 28 - Curva de potência alimentador 3 para um dia de semana.	64
Gráfico 29 - Perfil de Tensão alimentador 3 para o maior nível de carga.	65
Gráfico 30 - Curva de Potência do alimentador 3 para um dia de domingo.	66
Gráfico 31 - Perfil de tensão do alimentador 3 para um dia de domingo para o maior nível de carga.	66
Gráfico 32 - Curva de potência do alimentador 3 com máxima GDFV em um dia de semana.	68
.....	68
Gráfico 33 - Perfil de Tensão do alimentador 3 com máxima GDFV em um dia de semana.	68
Gráfico 34 - Curva de potência do alimentador 3 com GDFV máxima para um dia de domingo.	69
.....	69
Gráfico 35 - Perfil de tensão do alimentador 3 com GDFV máxima para um dia de domingo.	69
.....	69
Gráfico 36 - Tensões em pu de todas as barras às 14h de um dia de semana sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).	70
Gráfico 37 - Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de domingo sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de fim de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).	70

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1kV e inferior a 69 kV.	37
Tabela 2 - Comparação das perdas nos períodos de maior carga para um dia de semana e para um dia de domingo.	51
Tabela 3 - Dados sobre perdas para o alimentador 1 com nível máximo de geração fotovoltaica.	56
Tabela 4 - Comparação das perdas nos períodos de maior carga para um dia de semana e para um dia de fim de semana.	59
Tabela 5 - Dados sobre perdas para o alimentador 2 com nível máximo de geração fotovoltaica.	63
Tabela 6 - Comparação entre as perdas no alimentador 3 em um dia de semana e em um dia de domingo.	67
Tabela 7 - Dados sobre perdas para o alimentador 3 com nível máximo de geração fotovoltaica.	71

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
AT	Alta Tensão
AWG	American Wire Gauge
BT	Baixa Tensão
CA	Corrente Alternada
CC	Corrente Contínua
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
COM	Component Object Model
CSV	Comma-Separated Values
DLL	Dynamic Link Library
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
GD	Geração Distribuída
GDFV	Geração Distribuída Fotovoltaica
GW	Gigawatt
KML	Keyhole Markup Language
kV	Kilovolt
kW	Kilowatt
MT	Média Tensão
MW	Megawatt
ONS	Operador Nacional do Sistema
PRODIST	Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica
SFI	Sistema Fotovoltaico Isolado
SFCR	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede
UFC	Universidade Federal do Ceará

SUMÁRIO

1 INTRODUÇÃO	14
1.1 Justificativa e Motivação	14
1.2 Objetivos	15
<i>1.2.1 Objetivo Geral</i>	15
<i>1.2.3 Metodologia</i>	16
2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA	18
2.1 Introdução	18
2.2 Sistema Elétrico Brasileiro	18
2.3 Geração Fotovoltaica	19
<i>2.3.1 Introdução</i>	19
<i>2.3.2 Radiação Eletromagnética</i>	20
<i>2.3.3 Células Fotovoltaicas</i>	21
<i>2.3.4 Inversores</i>	23
2.4 Sistema de Distribuição	23
2.5 Geração Distribuída	24
2.6 Impactos da Geração Distribuída na Rede de Distribuição	26
2.7 Capacidade de Hospedagem	28
2.8 Considerações Finais	31
3 FERRAMENTAS E MÉTODOS	32
3.1 Introdução	32
3.2 Open Distribution System Simulator (OpenDSS)	32
<i>3.2.1 Estrutura do OpenDSS</i>	33
<i>3.2.2 Linguagem de Programação do OpenDSS</i>	34
3.3 OpenDSSdirect.py	35
3.4 Programação em Python	36
3.5 Modelagem da Rede de Distribuição de Média Tensão do Campus do Pici	39
<i>3.5.1 Coordenadas das Barras</i>	39
<i>3.5.2 Condutores</i>	40
<i>3.5.3 Cargas e Loadshape</i>	41
<i>3.5.5 Sistema Fotovoltaico</i>	45
3.6 Considerações Finais	46
4 ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTVOLTAICA	46
4.1 Introdução	46
4.2 Dados da Rede de Média Tensão do Campus do Pici	46

4.3 Estudo do Alimentador 1	49
4.3.1 Alimentador 1 Sem Geração Distribuída	49
4.3.1.1 Dia de Semana	49
4.3.1.2 Domingo	50
4.3.2 Alimentador 1 com Geração Distribuída	52
4.3.2.1 Dia de semana	52
4.3.2.2 Dia de Domingo	53
4.4 Estudo do Alimentador 2	56
4.4.1 Alimentador 2 Sem Geração Distribuída	56
4.4.1.1 Dia de Semana	56
4.4.1.2 Dia de Domingo	57
4.4.2 Alimentador 2 Com Geração Distribuída	59
4.4.2.1 Dia De Semana	59
4.4.2.2 Dia de Domingo	61
4.5 Estudo do Alimentador 3	64
4.5.1 Alimentador 3 Sem Geração Distribuída	64
4.5.1.1 Dia de Semana	64
4.5.1.2 Dia de Domingo	65
4.5.2 Alimentador 3 com Geração Distribuída	67
4.5.2.1 Dia de Semana	67
4.5.2.2 Dia de Domingo	68
5. CONCLUSÃO	72
REFERÊNCIAS	74

1 INTRODUÇÃO

1.1 Justificativa e Motivação

O desenvolvimento socioeconômico de toda nação tem como fator fundamental a disponibilidade de energia que o território desta nação dispõe. O uso eficiente da energia produzida por uma nação é de grande importância para o progresso contínuo dos países, tanto na questão financeira quanto na questão ambiental (Correia-Silva; Rodrigues, 2022).

Atualmente, a principal fonte energética é de origem fóssil e não renovável. Essas características fazem com que seu uso gere transtornos para o meio ambiente através da geração de gases que contribuem para o efeito estufa. Além disso, soma-se o risco de esgotamento permanente desses recursos em razão da tendência de aumento da demanda de consumo de energia. As preocupações em torno dos impactos climáticos provocados a partir da queima de combustíveis fósseis aumentam o interesse na busca por alternativas de produzir energia de forma sustentável e eficiente (Tavares, 2023).

O Brasil apresenta uma situação privilegiada em relação ao mundo quando o assunto é a disponibilidade de recursos para produção da energia renovável, enquanto as fontes não renováveis como o carvão mineral e o gás natural representavam mais da metade da matriz elétrica mundial em 2020, aproximadamente 78% da matriz elétrica do país é composta por fontes renováveis, com grande participação das usinas hidrelétricas além de uma forte tendência de crescimento das fontes eólica e fotovoltaica (Tavares, 2023).

A produção elétrica através da fonte hidrelétrica foi por muito tempo e continua sendo a fonte mais utilizada no Brasil, apesar de ser uma fonte de origem renovável, a fonte hidráulica tem grande dependência de fatores climáticos, quando ocorrem longos períodos de seca, há a necessidade de complementação da produção de energia elétrica através das usinas termelétricas, que utilizam fontes não renováveis e possuem um custo de geração maior (Tavares, 2023).

Entre as características inerentes à geração por meio das usinas hidroelétricas, destacam-se a necessidade de grandes áreas para sua construção e as extensas linhas de transmissão, devido à distância dessas usinas para os grandes centros de consumo. Esses fatores demonstram a necessidade de se buscar alternativas para complementar a matriz energética do país e reduzir a dependência das usinas hidrelétricas (Leão, 2015).

Diante disso, o território brasileiro dispõe de grande potencial energético com destaque para as fontes renováveis como a hidrelétrica, a eólica, as biomassas e a solar. Dentre as fontes citadas, a eólica e a fotovoltaica apresentam maior nível de competitividade em termos econômicos, se comparadas com as outras tecnologias candidatas à expansão (EPE, 2022).

Entre janeiro e agosto de 2023 houve aumento de 7 GW da capacidade instalada da matriz elétrica brasileira, dos quais 6,2 GW tiveram como origem as fontes solar e eólica, esse foi o maior aumento de geração solar fotovoltaica e o segundo maior aumento da geração eólica na história (MME, 2023).

A geração distribuída (GD) caracteriza-se por fontes de geração de pequeno porte, em sua grande maioria de renováveis, que estão localizados próximos dos consumidores (ANEEL, 2016). A mudança de localização dos geradores traz impactos para a rede de distribuição, uma vez que essas redes foram desenvolvidas tendo em vista um fluxo unidirecional da potência dos geradores para as cargas. Esses impactos podem promover benefícios à rede, como a melhora nos índices de tensão no fim dos alimentadores e diminuição de perdas nos condutores, mas também podem causar impactos negativos caso a inserção de geração distribuída seja maior do que a capacidade da rede elétrica.

Há uma forte tendência de crescimento da geração distribuída fotovoltaica (GDFV), seja em razão da disponibilidade de recursos em território brasileiro, seja pela diminuição dos preços dos equipamentos. Segundo ANEEL (2024), em 2023 mais de 625 mil sistemas de micro e minigeração distribuída foram conectados à rede de distribuição de energia elétrica, acrescentando 7,4 GW aos 18,4 GW conectados até o final de 2022. Esse aumento ficou atrás somente do aumento ocorrido em 2022 quando 796 mil unidades de micro e minigeração foram conectadas à rede, com potência instalada superior a 8,3 GW.

Nesse contexto de rápido aumento da geração distribuída no Brasil, surge a necessidade de medir o quanto de geração uma rede de distribuição pode suportar sem que a qualidade da energia elétrica fornecida seja comprometida. O processo de definir a máxima capacidade de inserção de geração distribuída sem a violação de nenhuma variável elétrica ou necessidade de redimensionamento é chamado *hosting capacity* (Capacidade de Hospedagem) (Torquato et al, 2022). Dessa forma, entende-se que o estudo de *hosting capacity* é essencial para prever problemas que, porventura, possam ocorrer em razão do aumento da inserção de geração distribuída nas redes de distribuição, fazendo com que as distribuidoras possam atuar antes que o problema aconteça de fato, reduzindo custos e transtornos aos consumidores, além de garantir a qualidade de energia elétrica.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo geral deste trabalho é apresentar o estudo de capacidade de hospedagem (*hosting capacity*) da rede de distribuição do Campus do Pici da Universidade Federal do Ceará (UFC) para implementação de geração distribuída fotovoltaica. O estudo será realizado com

auxílio do software Open Distribution System Simulator (OpenDSS) e da biblioteca OpenDSSDirect.py que permite controlar a execução do OpenDSS via linguagem de programação Python.

1.2.2 Objetivos Específicos

Dentre os objetivos específicos deste trabalho, estão:

- Modelar a rede de distribuição do Campus do Pici no software OpenDSS;
- Implementar um algoritmo para obtenção da capacidade de hospedagem para geração distribuída fotovoltaica para o sistema modelado;
- Verificar o nível máximo de inserção de GD em barras selecionadas da rede de média tensão do Campus do Pici para cenários com carga pesada (dia de semana) e com carga leve (fim de semana);
- Analisar os resultados dos impactos das perdas e dos níveis de tensão obtidos no OpenDSS.

1.2.3 Metodologia

A metodologia deste trabalho está estruturada nas seguintes etapas:

- Coleta de dados dos elementos da rede de média tensão do Campus do Pici para modelar a rede software no OpenDSS;
- Implementação de um algoritmo em Python para obtenção da capacidade de hospedagem de GDFV para a rede modelada;
- Definição dos cenários de simulação. Um cenário com carga elevada e um cenário de carga leve para a rede de média tensão do Campus do Pici sem inserção de GDFV e um cenário com carga elevada e um cenário de carga leve com nível máximo de GDFV na rede do campus.

1.3 Estrutura

O Capítulo 1 apresenta uma introdução sobre a geração distribuída no Brasil e suas perspectivas de avanço nos próximos anos.

O Capítulo 2 trata do sistema de distribuição, da geração distribuída fotovoltaica e de como a introdução de geração distribuída nas redes de distribuição de energia elétrica gera impactos que devem ser estudados para que se evitem danos.

O Capítulo 3 são apresentadas as ferramentas utilizadas neste trabalho e como a modelagem da rede elétrica do Campus do Pici foi implementada.

O Capítulo 4 expõe os resultados obtidos e considerações sobre cada caso estudado.

Por fim, o Capítulo 5 apresenta as conclusões sobre estudo, além de propor possíveis trabalhos futuros.

2 FUNDAMENTAÇÃO TEÓRICA

2.1 Introdução

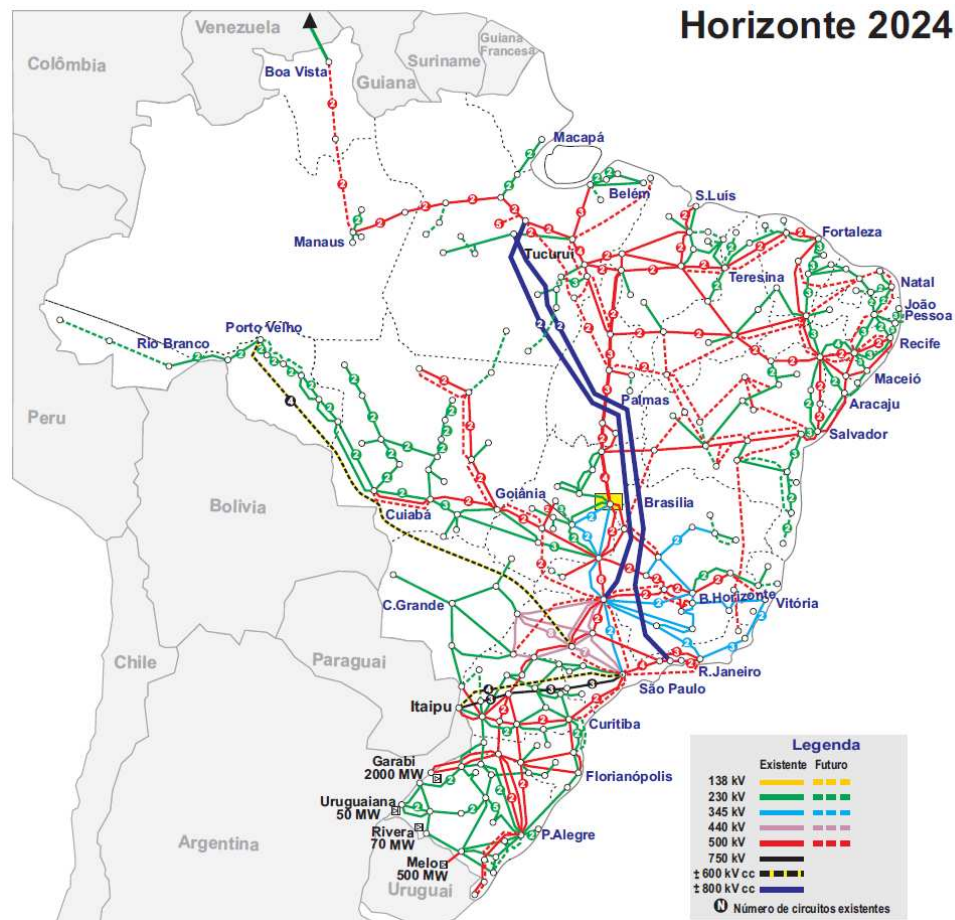
Neste capítulo são abordados temas e conceitos importantes para fundamentação deste trabalho como o sistema elétrico brasileiro, o sistema de distribuição, geração distribuída com maior foco na geração fotovoltaica, o impacto da geração distribuída nas redes de distribuição e, finalmente, aborda-se o tema principal deste trabalho, o hosting capacity (capacidade de hospedagem).

2.2 Sistema Elétrico Brasileiro

A grande dimensão do território brasileiro e a disponibilidade da matriz hidroelétrica influenciaram na formação do sistema elétrico do país, a interconexão característica desse sistema garante o fornecimento de energia a todo o território, mesmo em determinadas regiões com condições adversas a geração de energia. Essa característica faz com que haja transferência de energia entre os subsistemas, privilegiando a diversidade entre os regimes hidrográficos do país, fazendo com que o sistema seja mais seguro e confiável (ONS, 2024).

O SIN (Sistema Interligado Nacional) é constituído por quatro subsistemas (Sul, Sudeste, Centro-Oeste, Nordeste e a maior parte da região Norte) e transmite a energia produzida por usinas hidroelétricas, termoelétricas e eólicas através de uma rede de proporções continentais. A produção de energia no SIN é composta, principalmente, por usinas hidroelétricas distribuídas em diferentes regiões do país. As usinas eólicas estão presentes em regiões com boa capacidade de produção como Nordeste e Sudeste e apresentam crescimento nos últimos anos. Já as usinas térmicas atuam para garantir a segurança do fornecimento de energia elétrica em situações de seca ou alto consumo de eletricidade, por este motivo se encontram mais próximas dos grandes centros urbanos (ONS, 2024). Na Figura 1 é mostrada toda a extensão do Sistema Interligado Nacional com suas linhas de transmissão que vão de 138kV até 750kV, além as linhas de transmissão em corrente contínua de 600Kv e 800kv. Também são mostradas as novas linhas de transmissão planejadas até o ano de 2024.

Figura 1 - Sistema Interligado Nacional.



Fonte: ABRATE (2024).

A coordenação do SIN fica a cargo do ONS (Operador Nacional do Sistema). Além do planejamento dos sistemas isolados, esse órgão está sob fiscalização e regulação da ANEEL. O ONS opera para gerenciar as diferentes fontes de energia e a rede de transmissão por meio de estudos e ações exercidas sobre o sistema e seus agentes para garantir a segurança do suprimento contínuo em todo o país (ONS, 2024).

2.3 Geração Fotovoltaica

2.3.1 Introdução

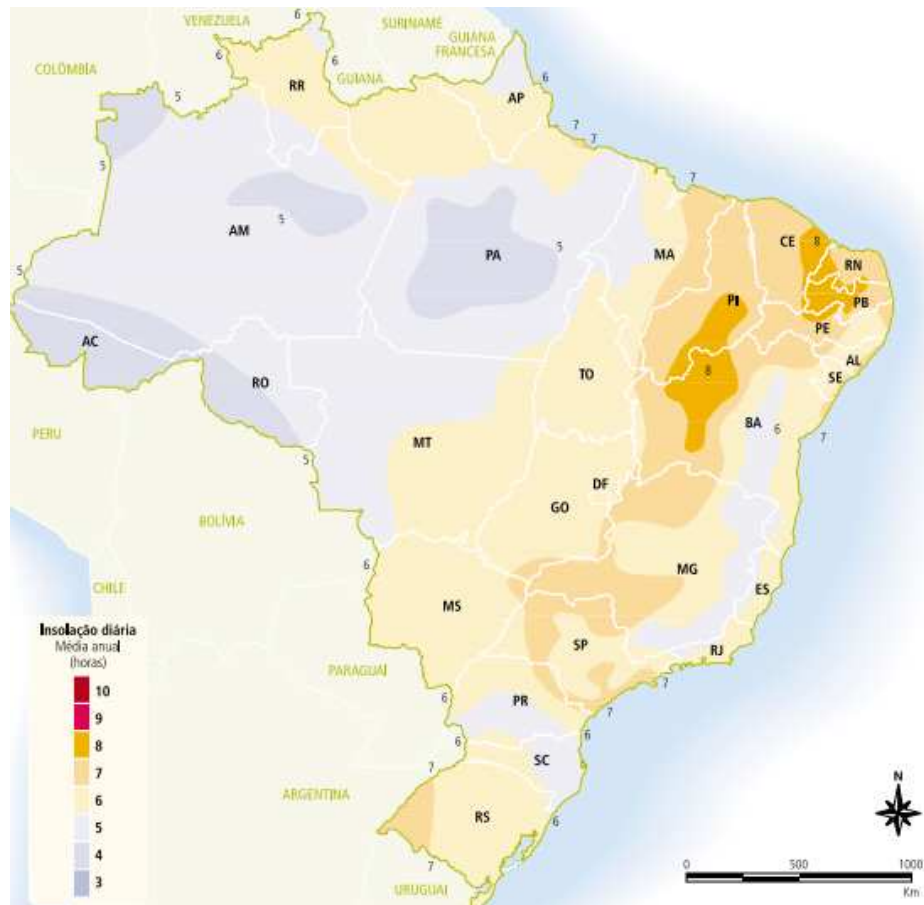
A partir da crescente preocupação com o meio ambiente e do processo de mudança climática que vem se acelerando nos últimos anos, surge a necessidade de se buscar fontes alternativas limpas e renováveis para diversos setores, dentre eles a produção de energia, uma vez que diversos países são dependentes de fontes não-renováveis e poluidoras. Por esta razão, houve um grande investimento nas últimas décadas em pesquisas e incentivos para viabilizar o crescimento do uso das fontes renováveis. Uma dessas referidas fontes é a fonte fotovoltaica, que vem ganhando espaço na matriz energética de vários países, muito por conta da sua fácil

instalação (podendo ser instalada em telhados) e componentes mais baratos (se comparados com outras formas de geração de energia) (Silva et al, 2021).

2.3.2 Radiação Eletromagnética

A energia provida pelo Sol através das reações nucleares chega à Terra na forma de radiação eletromagnética, anualmente o Sol fornece $1,15 \times 10^{18}$ kWh de energia para a atmosfera terrestre, em 1970, todos os sistemas desenvolvidos pelo homem produziram 2×10^{20} joules ou 0,004% da energia recebida pelo Sol. Apenas uma parte da radiação solar atinge diretamente a superfície terrestre, há ainda a radiação que passou por modificação por reflexão ou espelhamento na atmosfera, a chamada radiação difusa) e a radiação refletida por obstáculos. Os níveis de radiação solar que um determinado local na Terra recebe depende de vários fatores como as estações do ano, latitude, condições climáticas e altitude. Por ter grande parte de seu território próximo à linha do equador, o Brasil possui grande potencial de geração fotovoltaica, uma vez que, nessas regiões, as estações do ano pouco interferem na quantidade de horas de sol disponível. (Fadigas, 2012). A Figura 3 ilustra os diferentes níveis de insolação diária no Brasil. As áreas com os maiores níveis de insolação possuem grande potencial de geração fotovoltaica.

Figura 2 - Média anual de insolação diária no Brasil (horas).



Fonte: TIBA (2000).

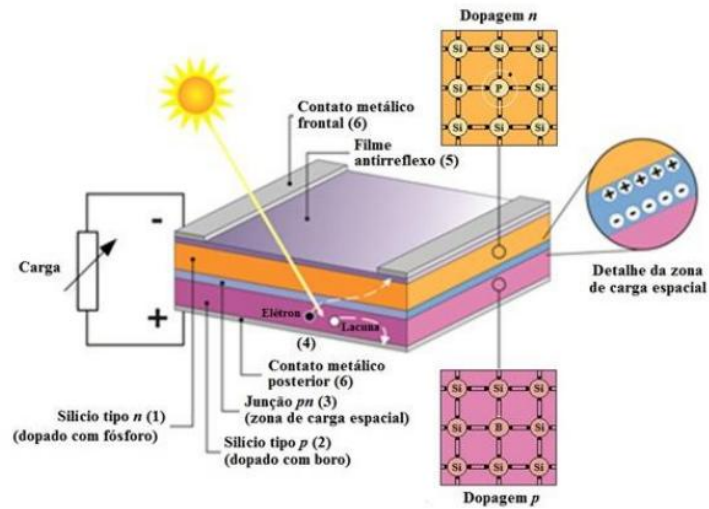
A utilização da radiação eletromagnética como fonte de energia elétrica é possível por conta do efeito fotoelétrico. Becquerel demonstrou o efeito fotoelétrico em 1839 quando converteu radiação luminosa em energia elétrica através da incidência de luz em um eletrodo mergulhado em uma solução de eletrólito (Fadigas, 2012).

Após a fase inicial de descoberta e estudos sobre o efeito fotoelétrico, a utilização desse efeito em maior escala se deu através da necessidade de satélites gerarem energia no espaço. A partir de 1959, a utilização da energia solar como fonte de energia para este propósito realizada através dos Estados Unidos abriu as portas para diversos estudos que acabaram por diminuir os preços desse tipo de tecnologia, fazendo com que houvesse a possibilidade de se utilizar esses equipamentos em aplicações residenciais e em grandes usinas (Marques; Krauter; de Lima 2010).

2.3.3 Células Fotovoltaicas

As células fotovoltaicas são fabricadas com material semicondutor, geralmente silício em sua forma pura, porém, nesta forma o silício não possui elétrons livres, sendo necessário um processo de dopagem no qual se acrescentam porcentagens de outros elementos como Fósforo e Boro. Na dopagem do silício com fósforo se forma um material com elétrons livres (Silício tipo N) e na dopagem de silício com boro forma-se um material com falta de elétrons (silício tipo P). As células fotovoltaicas são formadas por uma camada fina de material tipo N e outra de maior espessura do material tipo P (Nascimento, 2004). Quando essas duas camadas entram em contato, há a formação de um campo elétrico, uma vez que os elétrons livres do silício tipo N preenchem os espaços vazios da camada de silício tipo P, através da incidência da luz solar sobre a célula fotovoltaica, esta absorve os fótons que por sua vez se chocam com outros elétrons da estrutura do silício fazendo com que haja geração de eletricidade. A Figura 3 ilustra a estrutura física da junção pn de uma célula fotovoltaica.

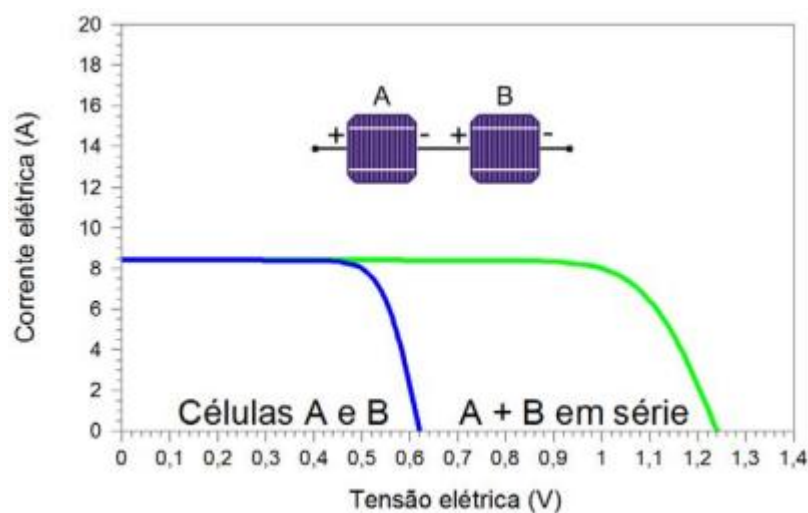
Figura 3 - Estrutura física de uma célula fotovoltaica.



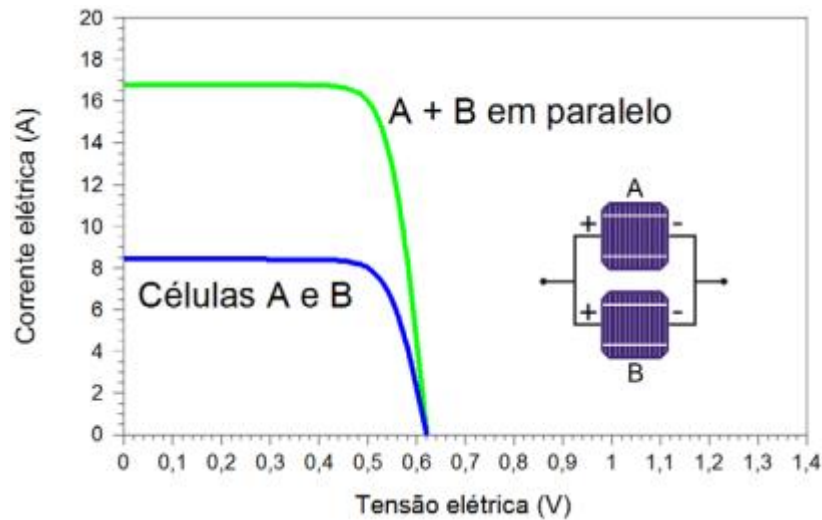
Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

Uma única célula fotovoltaica possui valores de potência muito baixos, sendo necessário a conexão de várias células para se atingir valores satisfatórios de produção de energia, a essa união de várias células fotovoltaicas se dá o nome de módulo fotovoltaico. As células podem ser conectadas de duas formas para formar um módulo, em série (mais utilizada) e em paralelo, com cada tipo de conexão apresentando um efeito diferente na Curva $I \times V$ (Pinho; Galdino, 2014). A Figura 5 demonstra as diferenças na Curva $I \times V$ para as células fotovoltaicas conectadas em série (a) e em paralelo (b).

Figura 4 – Curvas I-V de duas células fotovoltaicas conectadas em série (a) e em paralelo (b).



(a)



(b)

Fonte: PINHO; GALDINO (2014).

2.3.4 Inversores

Os inversores são dispositivos eletrônicos responsáveis por converter energia elétrica em corrente contínua (cc) para energia elétrica em corrente alternada (ca) com parâmetros como amplitude, frequência e harmônicos compatíveis para uso na alimentação de cargas ou para injeção de energia na rede elétrica. Sendo assim, seu uso em sistemas fotovoltaicos é imprescindível pois, é através dos inversores que a energia produzida nos módulos fotovoltaicos se torna adequada para uso (Pinho; Galdino, 2014). A conversão da tensão CC em CA ocorre em razão do controle de chaves eletrônicas constituídas de dispositivos semicondutores presentes nos inversores que, através de um sinal de controle, podem mudar seu estado de um estado de condução para um estado de bloqueio e vice-versa (Pinho; Galdino, 2014). Os inversores podem ser classificados de duas maneiras, dependendo do modo serão utilizados: Sistema Fotovoltaico Isolado (SFI) e Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede (SFCR), no qual os inversores SFCR são conectados na rede de distribuição, e por isso necessitam ser configurados de maneira a atender as exigências de qualidade e segurança das concessionárias de distribuição. Enquanto os inversores SFI são utilizados em sistemas isolados, sendo necessária a utilização de equipamentos armazenadores de energia, como baterias, para utilização da energia em momentos no qual não há produção. Apesar das diferenças de aplicação, o princípio de funcionamento é o mesmo para ambos os casos.

2.4 Sistema de Distribuição

O sistema de distribuição de energia elétrica é responsável por entregar a energia produzida nas centrais de geração e transmitida pelo sistema de transmissão até os

consumidores, no Brasil, esse trabalho fica a cargo das empresas concessionárias de energia, que atuam para fornecer energia elétrica aos consumidores finais com boa qualidade, confiabilidade e sem interrupções.

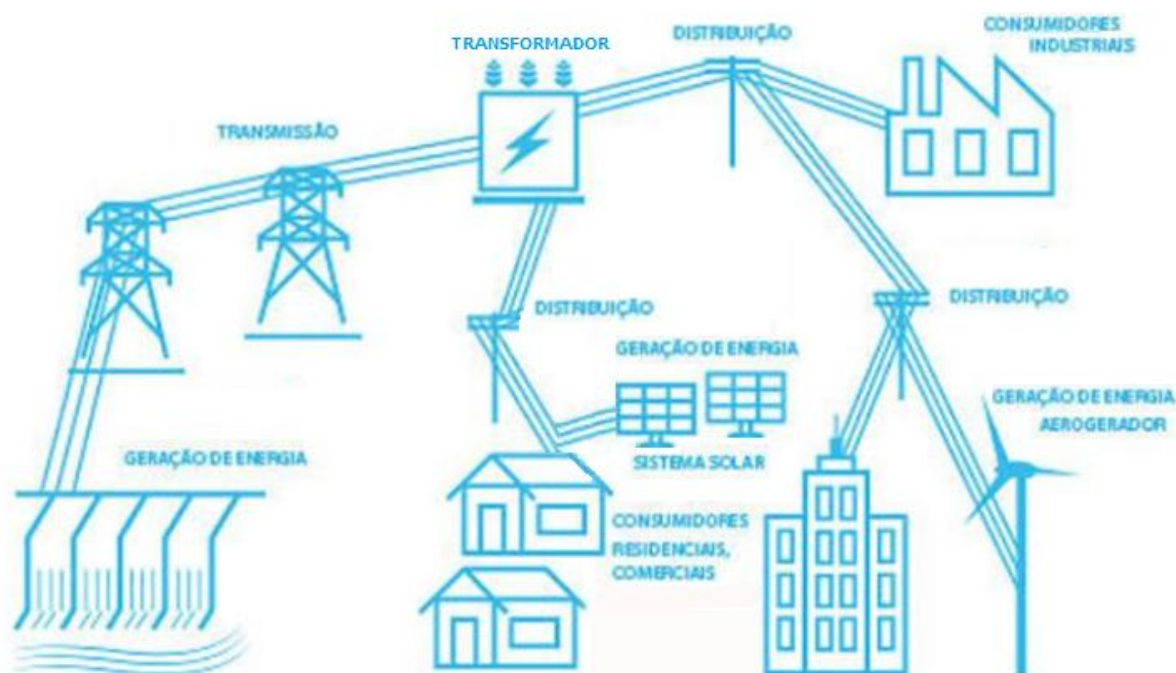
Tipicamente, o sistema de distribuição é dividido em: Sistema de Sub-Transmissão (alta tensão inferior a 230kV), Subestação de Distribuição (alta tensão/média tensão), Sistema de Distribuição Primário (Alimentadores de Distribuição / Consumidores de média tensão), Transformadores de Distribuição (média tensão/baixa tensão), Sistema de Distribuição Secundário (Consumidores em baixa tensão) e Ramais de Ligação (Leão, 2015). A regulação do sistema de distribuição no Brasil é realizada por meio de resoluções da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).

Durante a maior parte da existência dos sistemas de potência, o fluxo de energia nesses sistemas ocorria de maneira unidirecional, isto é, a energia gerada nas usinas era transportada até os grandes centros através do sistema de transmissão e então fornecida aos consumidores finais através do sistema de distribuição. Com a popularização da geração distribuída ocorreu que agora também há geração conectada ao sistema de distribuição, isso faz com que, em determinadas condições específicas, haja fluxo de energia no sentido contrário. Apesar de parecer algo indesejável, esse fluxo reverso pode até mesmo melhorar a qualidade da energia da rede, porém, em casos extremos esse fenômeno pode causar danos na rede e diminuição da qualidade do fornecimento de energia elétrica. Dessa forma, é essencial que se estude esse efeito e suas consequências para evitar que a qualidade da energia elétrica seja afetada.

2.5 Geração Distribuída

A geração distribuída pode ser definida como geração de energia elétrica de médio e pequeno porte que está conectada à rede de distribuição, geralmente esse tipo de geração provém de fontes renováveis e limpas como a fotovoltaica e eólica. Na Figura 2 é mostrado um esquema de sistema elétrico com características atuais, no qual há geração distribuída conectada à rede de distribuição.

Figura 5 - Sistema elétrico com geração distribuída de fontes fotovoltaica e eólica.



Fonte: ABRAPCH (2024).

Nas últimas décadas esse tipo de geração vem se tornando mais comum por conta do crescimento da produção de energia elétrica obtida através de fontes renováveis. A cada ano é possível perceber o aumento da participação dessas fontes na matriz energética brasileira. Segundo pesquisa do Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), somente em 2023 houve crescimento de 63,9% na produção de micro e minigeração distribuída (MMGD) com relação com 2022, com a maior parcela desse seguimento sendo de fonte fotovoltaica, enquanto a produção nos parques eólicos teve aumento de 23,8% com relação ao ano de 2022.

Espera-se que nos próximos anos, esse cenário de crescimento da geração distribuída se mantenha, muito por conta da grande disponibilidade de recursos no território brasileiro e da necessidade de se buscar alternativas mais sustentáveis de se gerar energia elétrica.

A regulação desse novo modelo de geração deu-se através da Resolução Normativa nº 482 (RN482) de 17 de abril de 2012 da ANEEL no qual se estabeleceu as diretrizes para o acesso da GD ao sistema elétrico e criou o Sistema de Compensação de Energia Elétrica que beneficia o consumidor através do abatimento do valor da fatura de energia de acordo com sua produção. Através de uma alteração em outubro de 2015, classificou-se a geração distribuída através da potência instalada. Para potência instalada menor ou igual a 75kW a geração distribuída é classificada como microgeração, para potência instalada maior que 75kW e menor

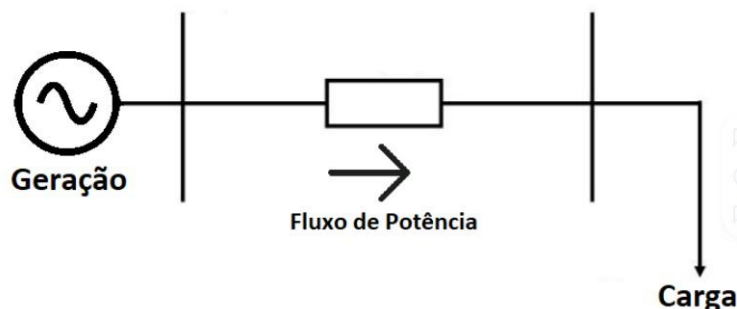
ou igual a 3MW, para fonte hídrica, ou 5MW para as demais fontes, a geração distribuída é classificada como minigeração. (ANEEL, 2016).

A implementação da geração distribuída infere em mudanças no sistema elétrico de potência, como a localização da produção de energia, ao invés das usinas hidroelétricas localizadas em locais mais distantes dos centros urbanos em razão da localização dos grandes rios e da extensa área necessária para se construir a usina, agora a geração está próxima dos consumidores, isso resulta em menos perdas por conta da menor distância entre geração e o consumidor e na diminuição dos efeitos causados por conta da queda de tensão ao longo da rede. A conexão com a rede de distribuição faz com que também sejam necessárias mudanças na rede e adição de procedimentos de operação (Kagan et al, 2013).

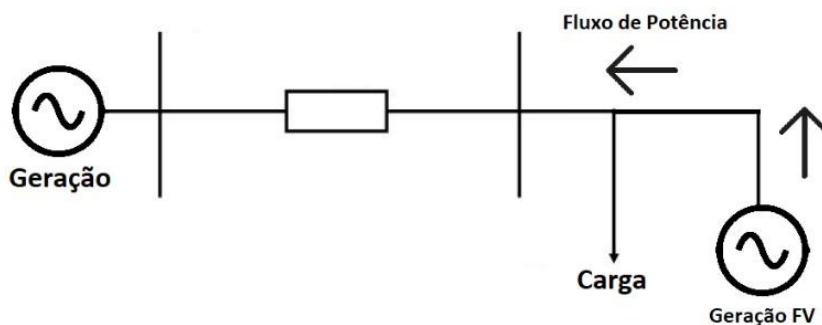
2.6 Impactos da Geração Distribuída na Rede de Distribuição

Como já discutido em tópicos anteriores, sabe-se que a implementação de geração distribuída nas redes de distribuição provoca impactos na mesma, uma vez que há geração em pontos próximos das cargas, isso altera uma das principais características do sistema elétrico, pois torna o fluxo de potência antes unidirecional em bidirecional. Com o avanço da geração distribuída, há a possibilidade de haver fluxo de potência das cargas para a geração quando a produção de energia é maior que o necessário para suprir as cargas, dessa forma, um aumento desordenado de geração distribuída em uma rede sem um estudo prévio trará consequências negativas para todo o sistema como a ultrapassagem dos limites de tensão no ponto de conexão do gerador fotovoltaico, além dos impactos na coordenação e operação da proteção e da regulação de tensão. Na Figura 6 é mostrada uma representação de um sistema no qual há um fluxo de potência apenas no sentido da geração para carga e de um sistema no qual há um fluxo de potência bidirecional.

Figura 6 - Fluxo de potência normal (a) e inversão do fluxo de potência (b) em uma rede elétrica.



(a)



(b)

Fonte: CANAL SOLAR (2023).

O fator de potência da rede também sofre alterações em razão da geração distribuída, pois, esta fornece potência ativa das cargas durante um período do dia, porém, a potência reativa consumida por estas mesmas cargas continuará a ser fornecida pela rede, fazendo com que haja redução do fator de potência no ponto no qual há conexão de geração distribuída com a rede de distribuição, o que é chamado de excedente de reativos. Hoje, somente os grandes consumidores são cobrados por excedente de reativos. A mudança no fator de potência dos inversores, que geralmente atuam com fator de potência (FP) unitário, pode trazer benefícios para a rede, porém, isso acarretaria na diminuição de potência ativa produzida e, conseqüentemente, um retorno financeiro menor para os clientes que optem por instalar geração distribuída.

A elevação de tensão causada pela GD impacta diretamente nos equipamentos de controle de tensão como bancos de capacitores e reguladores, sendo necessárias alterações nesses equipamentos, como a alteração no TAP dos reguladores e na desconexão dos bancos de capacitores quando houver produção de energia fotovoltaica, essas alterações são necessárias para suavizar o aumento de tensão. Essa característica de aumento de tensão provocada através da implementação de geração distribuída tem como benefício a redução da queda de tensão em pontos a jusante do ponto de conexão da geração distribuída, para locais muito distantes da subestação essa característica pode ser muito benéfica uma vez que, as cargas presentes ao longo do alimentador causam queda de tensão, que, dependendo da quantidade de cargas, pode prejudicar a qualidade da energia elétrica.

Outro benefício para as redes de distribuição ocorre através da redução da demanda de carga na subestação já que as cargas serão alimentadas, em parte, por conta da geração fotovoltaica, isso também ajuda na redução das perdas no sistema, pois a corrente que percorrerá o sistema entre a subestação e as cargas será menor. No caso de excesso de geração distribuída o efeito é inverso, já que o sistema pode ficar sobrecarregado por conta do fluxo de potência reverso, aumentando a corrente e as perdas totais.

2.7 Capacidade de Hospedagem

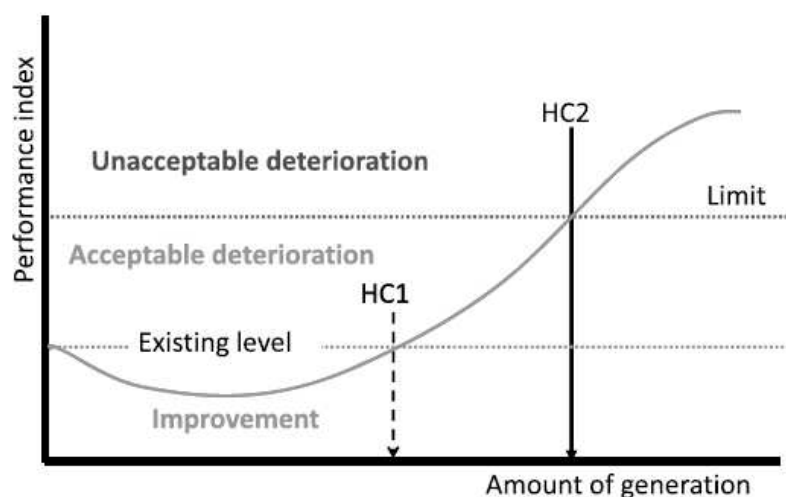
Como apresentado em Mulenga et al (2020), a transição de uma rede sem geração fotovoltaica para uma rede com uma grande densidade de geração FV passa por três estágios, o primeiro, no qual há mais consumo de potência do que geração, nesse caso haverá poucos efeitos adversos na rede. No segundo estágio, a potência gerada através dos sistemas fotovoltaicos começa a exceder o consumo de potência, de tal forma que efeitos adversos aumentam significativamente. No último estágio, a geração é muito maior do que o consumo e grandes quantidades de potência são injetadas na rede, causando fluxo reverso, neste caso os impactos infligidos impedem que a rede possa fornecer energia elétrica com qualidade para os consumidores, causando transtornos e riscos. O estudo desse último estágio torna-se essencial para evitar que a qualidade do fornecimento de energia elétrica seja afetada. Dá-se o nome de hosting capacity (capacidade de hospedagem) ao limite aceitável do nível de geração distribuída que uma rede pode suportar, quantificar esse limite é essencial para determinar o nível de geração fotovoltaica que poderá ser implementado em uma rede sem que haja necessidade de investimentos em adequações e expansões de rede, além de evitar que sejam necessárias ações para mitigar danos causados por geração além do suportado pela rede de distribuição (Mulenga; Bollen; Etherden, 2020).

A importância de se pesquisar e implementar um estudo de capacidade de hospedagem em uma rede de distribuição se dá pelo fato de que o conhecimento da rede que se obterá através desses estudos pode evitar gastos e problemas na rede que possam ocorrer devido ao aumento da instalação de geração distribuída. Essa visão a longo prazo permite que as novas redes de distribuição sejam dimensionadas tendo em vista o crescimento da implementação da geração distribuída (seja microgeração ou minigeração), dessa forma, não serão necessários gastos para trocas de equipamentos e transtornos provenientes de obras na rede elétrica para acomodar mais geração distribuída. Outro benefício proveniente do hosting capacity é o aumento da eficiência da rede, uma vez que implementação de geração distribuída, levando em conta os limites da rede, ajuda a mitigar problemas como quedas de tensão em pontos distantes das subestações. Isso faz com que a qualidade da energia elétrica fornecida aos clientes melhore e dispensa a necessidade de gastos com equipamentos próprios para elevação de tensão como reguladores de tensão e de recondutoramento dos cabos. A capacidade de saber com precisão o quanto de geração distribuída pode ser implementada em uma rede sem que haja detrimento na qualidade da energia proveniente dos estudos de capacidade de hospedagem, permite que haja um planejamento para o futuro, logo, esses estudos são essenciais para criação de políticas públicas com foco na transição energética uma vez que a demanda de geração distribuída tende

a aumentar através dos anos. É necessário que os incentivos à geração distribuída não se prendam apenas no potencial de geração de uma determinada localidade, também é essencial que se saiba sobre as características da rede elétrica que escoará a produção de energia elétrica e, caso haja a necessidade, realizar incentivos para a melhora das redes de distribuição dessas localidades com grande potencial de geração distribuída (ANEEL, 2024).

Em Bollen, Hassan (2011), utiliza-se o conceito de indicadores de performance, que se faz necessário para quantificar os impactos da GD na rede. Para a análise de hosting capacity é necessário haver um limite ao qual esse índice de performance não deve ultrapassar, isto é, caso o limite seja ultrapassado, haverá perda da qualidade de energia elétrica, o que pode causar danos aos equipamentos conectados ao sistema. Na Figura 7 o índice de performance é definido de tal forma que valores mais baixos representam um melhor desempenho, dessa forma, há uma melhora no índice de performance para um nível de inserção de geração distribuída na rede até o ponto HC1, a partir desse ponto, o aumento na inserção de geração distribuída começa a causar distúrbios na rede até o ponto em que o limite é atingido no ponto HC2. A partir deste ponto a degradação na qualidade de energia elétrica se torna inaceitável.

Figura 7 - Índices de performance para diferentes níveis de capacidade de hospedagem.



Fonte: BOLLEN e HASSAN (2011).

Bollen, Hassan (2011), apresenta passos simplificados para obtenção da capacidade de hospedagem de uma rede/sistema

- Escolher um fenômeno e um (ou mais) índices de desempenho (ex: magnitude de tensão, sobrecarga nos condutores, etc);
- Determinar os limites adequados;

- Calcular os índices de desempenho como função da quantidade de geração;
- Obter a capacidade de hospedagem da rede.

A escolha dos índices de desempenho é de extrema importância para a definição da capacidade de hospedagem de uma rede. Para este trabalho, optou-se por realizar o estudo de hosting capacity da rede de distribuição do Campus do Pici tendo como foco a variação da tensão e a sobrecarga nos condutores.

No que se refere às variações de tensão, as quedas de tensão são mais recorrentes que os eventos de sobretensão e por isso recebem mais atenção com relação a estudos e métodos para mitigar seus efeitos. Redes de distribuição sem inserção de geração distribuída não costumam sofrer com sobretensões muito por conta das grandes distâncias de seus condutores e a grande quantidade de cargas, a tensão no fim de um alimentador sempre será menor do que a tensão no início do alimentador. Porém, a injeção de potência ativa na rede proveniente da geração distribuída causa um aumento da tensão no trecho a jusante do local de instalação da GD. Os inversores fotovoltaicos são um exemplo de geradores que causam um grande aumento de tensão na rede por conta de sua operação com FP unitário. Sabe-se que haverá elevação de tensão quando a potência ativa dos geradores for maior que a carga instantânea instalada na rede (Almeida; Jota, 2018), no caso da geração fotovoltaica, essa característica é percebida por volta do meio-dia, quando a geração atinge seu pico e há poucas cargas na rede.

Outro foco importante do estudo do hosting capacity em uma rede de distribuição deve ser as sobrecargas provenientes da implementação de geração distribuída. O impacto que essa modalidade de geração de energia elétrica tem sobre a sobrecarga e perdas na rede é proporcional à quantidade de sistemas de geração distribuída ligadas a essa rede, para uma pequena quantidade desses sistemas na rede haverá um risco menor de problemas relacionados a sobretensão e perdas do que para uma grande quantidade de GDs conectadas em uma rede.

A proximidade da geração com as cargas faz com que a energia percorra um caminho menor até o ponto no qual será consumida, isso faz com que as perdas da rede sejam reduzidas, essa característica também ajuda a mitigar problemas provenientes de sobrecargas em razão da diminuição do fluxo de potência de níveis mais altos de tensão para as cargas. Percebe-se que, até certo ponto, a implementação de geração distribuída em uma rede de distribuição pode ajudar a diminuir os problemas causados por sobrecarga e perdas no sistema.

Porém, caso a inserção de GD aumente mais do que a rede pode comportar, os impactos começarão a ser negativos e trarão mais problemas do que melhorias para a rede, como no caso em que a rede começa a apresentar fluxo reverso devido à grande quantidade de

geração distribuída e as perdas se tornam tão grandes ou maiores do que as perdas em um sistema sem geração distribuída para os casos em que a produção média ultrapasse o dobro do consumo médio. Apesar disso, esta característica pode não ser um impeditivo, pois o aumento das perdas será apenas uma pequena quantidade da energia produzida. Com relação ao risco de sobrecarga, o limite de geração que pode ser conectado em uma rede é mais restrito, uma vez que quando ocorrer uma sobrecarga no sistema a proteção atuará, resultando na interrupção de um ou mais consumidores.

Um estudo de hosting capacity para verificar quando soma da máxima geração e da carga mínima excede a capacidade de condução dos condutores da rede é de extrema importância, pois, neste caso, faz-se necessário que medidas de mitigação como reforço da seção dos condutores do alimentador e até a redução da geração em momentos no qual a carga está baixa sejam implementadas para evitar maiores danos na rede (Bollen; Hassan, 2011).

Há diversos modos para determinar o capacidade de hospedagem de uma rede. Os métodos simplificados utilizam derivadas e fluxo de potência, além de algoritmos simplificados para o cálculo tendo como base um índice de desempenho. Os métodos baseados em fluxo de carga estocástico consideram em sua aplicação as incertezas ou parâmetros dos quais não são bem conhecidos na avaliação da capacidade de hospedagem como a variabilidade dos perfis de carga, localização, etc. Esse método considera uma ampla gama de cenários aleatórios, executando o fluxo de carga para cada cenário, contabilizando as violações dos índices de desempenho. Há também métodos de determinação de hosting capacity com base no fluxo de carga determinístico e com modelos de otimização (de Cillo Moro; Bonadia; Trindade, 2022). Neste trabalho foi utilizado um método simplificado de capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica no qual um algoritmo em loop realiza o fluxo de carga na rede e acrescenta geração de energia solar fotovoltaica de forma aleatória em 30% barras da rede até que os parâmetros para variação de tensão e sobrecarga se tornem inaceitáveis para um bom funcionamento da rede.

2.8 Considerações Finais

Neste capítulo, foram apresentados aspectos do sistema elétrico brasileiro, bem como conceitos relacionados à geração fotovoltaica, geração distribuída e sistemas de distribuição. Também foram abordados os impactos provenientes da inserção de GDFV (Geração Distribuída de Energia Fotovoltaica) nas redes de média tensão, além de noções de capacidade de hospedagem fotovoltaica.

3 FERRAMENTAS E MÉTODOS

3.1 Introdução

Neste capítulo será apresentada a ferramenta OpenDSS (Open Distribution System Simulator) juntamente com o pacote OpenDSSDirect.py e a descrição do algoritmo utilizado para determinar a capacidade de hospedagem fotovoltaica de uma rede. Além disso, serão abordados alguns aspectos relacionados à modelagem da rede de média tensão do Campus do Pici.

3.2 Open Distribution System Simulator (OpenDSS)

O OpenDSS é um simulador de sistema de distribuição elétrica desenvolvido com foco na integração das redes de distribuição com a geração distribuída e na modernização das redes. Através de sua facilidade de uso, customização e flexibilidade, o software permite que se realizem simulações em regime permanente senoidal utilizadas para análise e planejamento de sistemas de distribuição elétrica. Através da sua capacidade de implementação de novas tecnologias e recursos em suas análises, o OpenDSS fornece a possibilidade de estudos relacionados as redes inteligentes (smart-grids) além de ter suporte a análise de eficiência energética, transporte de energia e análise harmônica, havendo também a possibilidade de implementação de métodos de hosting capacity. Desenvolvido em 1997 com intuito de analisar os impactos que a geração distribuída causa nas redes de distribuição, passou a ser um software de código aberto em 2008 e se tornou uma poderosa ferramenta de simulação utilizada por concessionárias, laboratórios e universidades por conta da sua capacidade de se moldar às necessidades específicas dos usuários e dos problemas propostos.

Seu modo de solução quasi-static permite que sejam realizadas simulações sequenciais no tempo, fazendo com que seja possível a análise de uma rede através de um intervalo de tempo. Dentre os principais métodos de solução estão: Fluxo de Potência Instantâneo (snapshot), Fluxo de Potência Diário, Fluxo de Potência Anual, Análise Harmônica, Análise Dinâmica e Estudo de Curto-Circuito.

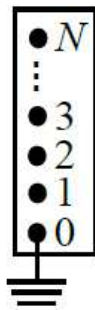
Há dois modos pelos quais se é possível utilizar o OpenDSS, o primeiro trata-se de um modo autônomo no qual há uma interface de usuário que permite que a rede seja modelada através da descrição do circuito e exibe as soluções, permitido a visualização dos resultados. No segundo modo, o aplicativo roda em um servidor COM implementado a partir de uma DLL, o que permite que se possa utilizá-lo através de várias plataformas como matlab ou python, esse modo expande ainda mais as possibilidades de uso do software. Este será o modo utilizado neste trabalho, pois fornece as ferramentas necessárias para implementar o método de capacidade de hospedagem, desta forma, optou-se por utilizar o pacote multiplataforma

opendssdirect.py, uma vez que este pacote implementa o software como uma interface de biblioteca utilizando o DSS Python, além de ser compatível com diversos sistemas operacionais como Windows e Linux.

3.2.1 Estrutura do OpenDSS

As redes modeladas no OpenDSS se constituem de blocos básicos de elementos de transporte de energia (PD) e elementos de conversão de energia (PC), no qual os principais elementos de transporte de energia são as linhas e os transformadores e os principais elementos de conversão são as cargas e os geradores. Além desses elementos também é possível implementar elementos de controle, de medição e outros elementos gerais que são utilizados para refinar a rede e deixá-la mais próxima do modelo real. Os elementos são conectados entre seus nós através de barras criadas no momento em que cada elemento é declarado, fazendo com que o aplicativo opere de forma diferente em relação aos outros programas de fluxo de potência no qual toda a rede é modelada em torno das barras. Essas barras são constituídas de nós e possuem um nó de referência que possui tensão nula. A Figura 8 apresenta um modelo de uma barra declarada no OpenDSS.

Figura 8 – Definição de barra com N nós no OpenDSS.



Fonte: SEXAUER (2016).

Os elementos possuem um ou mais terminais com vários conectores, cada terminal deve ser conectado a somente 1 barra, os elementos de transporte possuem terminais suficientes para se conectar entre outros elementos fazendo com que a energia passe de um elemento a outro, já os elementos de conversão possuem 1 terminal, o suficiente para que a energia seja enviada do elemento de conversão para o sistema, no caso de um gerador, ou que a energia que está no sistema chegue até o elemento de conversão, no caso das cargas.

Os elementos de suporte auxiliam na realidade do sistema uma vez que são utilizados junto aos elementos de transporte e de conversão com intuito de facilitar a definição

de parâmetros e controle dos elementos, além de monitorar ou fornecer dados. Dentre os elementos de suporte estão:

- Linecode: definem-se os parâmetros das linhas através deste elemento.
- LineGeometry e WireData: através das informações contidas neste elemento, o OpenDSS constrói a matriz de admitância nodal da linha, também são armazenadas as informações geométricas dos postes e das linhas.
- LoadShape: neste elemento é possível modelar a curva de carga associada a um consumidor ou a curva de geração de um gerador, com isso, as simulações sequenciais no tempo se tornam mais refinadas.
- EnergyMeter: corresponde a um medidor que atua no fornecimento de vários resultados referentes à sua área de medição.
- Monitor: fornecem resultados e dados elétricos sobre o ponto no qual foi instalado.
- CapControl: atua no controle dos capacitores presentes no sistema.
- RegControl: atua no controle do TAP ou dos TAPs de um transformador.
-

3.2.2 Linguagem de Programação do OpenDSS

A modelagem de uma rede no OpenDSS exige que o usuário descreva a rede em linhas de comando respeitando a linguagem de programação do software, fica a cargo do usuário definir qual opção de processamento desse conjunto de linhas de comando se adéqua melhor às suas necessidades, havendo as seguintes opções:

1. Processamento do circuito descrito na Janela de Script do OpenDSS standalone
2. Processamento do circuito descrito através da interface COM.
3. Processamento do circuito descrito em um arquivo DSS externo.

No OpenDSS, cada comando corresponde a uma linha de texto e apresenta um Verbo e alguns Parâmetros, as linhas de comando podem ser de dois tipos: um na qual o verbo interage diretamente com um elemento do circuito e outra na qual o verbo não interage com um elemento. A Figura 9 apresenta um exemplo de uma linha de comando no qual o verbo interage com o elemento. Esse tipo de linha de comando é utilizado para criar ou alterar os parâmetros um elemento.

Figura 9 – Exemplo de linha com interação entre o verbo e o 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).

Na Figura 10 é mostrado um exemplo de uma linha na qual o verbo não interage com o elemento. Esse modelo é utilizado quando há a necessidade de acessar dados, mostrar relatórios ou qualquer outra ação que não necessite da interação com algum elemento.

Figura 10 – Exemplo de linha no qual não há interação entre o verbo e o elemento.

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

Fonte: SEXAUER (2016).

Os verbos são de grande importância para a modelagem de circuitos no software pois é através deles que se é possível realizar diversos comandos para montar, adicionar elementos, compilar a rede, plotar gráficos, etc. Dentre verbos mais utilizados estão:

- NEW: utilizado sempre que se deseja inserir um novo elemento no circuito.
- EDIT: utilizado quando se quer editar um elemento que faz parte de um circuito.
- SET: utilizado para definir diversas opções de solução e modos de solução de um circuito, utiliza-se esse comando quando se quer especificar se o modo de solução será instantâneo, diário ou anual.
- Solve: soluciona o circuito.
- Show: utilizado para apresentar relatórios e dados referentes ao circuito em arquivo txt.
- Export: utilizado para salvar relatórios referentes ao circuito em arquivo csv.
- Plot: utilizado para plotar diversos gráficos referentes ao circuito, como, por exemplo, gráficos de tensão, corrente, potência e fluxo de potência.

3.3 OpenDSSdirect.py

Os estudos capacidade de hospedagem de geração distribuída requerem várias simulações envolvendo a rede modelada e a alteração da potência dos sistemas fotovoltaicos, logo, é necessário criar estruturas em laço que permitam a implementação dessas mudanças no circuito e a verificação dos parâmetros importantes para o estudo.

Como não é possível realizar esse processo no software nativo do OpenDSS, optou-se por utilizar uma linguagem de programação para tornar a obtenção de resultados viável. A linguagem de programação Python foi escolhida em razão da sua compatibilidade com vários

sistemas operacionais, e também por ser uma linguagem de alto nível, isto é, o Python possui uma sintaxe de fácil entendimento para os usuários. Outro ponto crucial para utilização do Python se deve ao `OpendssDirect.py`, um pacote multiplataforma em Python que utiliza o DSS-Python para implementar uma interface customizada do software.

Através de comandos em Python, `opendssdirect.py` permite que dados de determinados elementos sejam apresentados, armazenados em variáveis, exibidos em gráficos. Isso permite que haja uma maior liberdade para o usuário, pois há a possibilidade de implementar gráficos no próprio programa, sem a necessidade de coletar os dados e utilizar outro software para criar os gráficos. Portanto, esta ferramenta foi de vital importância para realização do estudo de capacidade de hospedagem na rede de distribuição do Campus do Pici. Na Figura 11 demonstra-se como usar um dos módulos do `opendssdirect.py` para mostrar as potências ativa e reativa para um determinado horário no alimentador 1.

Figura 11 – Exemplo da utilização dos comandos do `opendssdirect.py` para imprimir a potência ativa e reativa do alimentador 1 às 14h de um dia de semana.

```
# Obtenção dos valores de Potência Ativa e Reativa consumida pelo alimentador no horário de maior carga (14h)
alimentador_p = dss.Circuit.TotalPower()[0] *(-1)
print("Potência Ativa:", alimentador_p)
alimentador_q = dss.Circuit.TotalPower()[1] *(-1)
print("Potência Reativa:", alimentador_q)

Potência Ativa: 1031.5779057381535
Potência Reativa: 439.0757540859219
```

Fonte: Autor.

3.4 Programação em Python

A programação utilizada neste trabalho foi baseada em Radatz (2023). Para implementação da programação em Python foi utilizado o software VS Code, um editor de código-fonte gratuito desenvolvido pela Microsoft.

Basicamente, este programa determina de forma aleatória a inserção de geração distribuída nas barras de uma rede e aumenta a potência desses sistemas fotovoltaicos até que sejam ultrapassados limites de tensão em pu ou de sobrecarga nos condutores.

Definiu-se que a cada iteração, os sistemas fotovoltaicos aumentariam sua potência em 10kW.

A tensão em pu foi limitada em 1,05 pu, conforme os limites estabelecidos no Módulo 8 do PRODIST para redes de média tensão, isso implica que o programa será interrompido caso a tensão em pu de alguma barra chegue a 1,05 pu.

Estabelecido através da Resolução Normativa ANEEL nº 956/2021, o PRODIST (Procedimentos de Distribuição) tem como objetivo normatizar e padronizar atividades técnicas

relacionadas ao funcionamento e ao desempenho dos sistemas de distribuição de energia elétrica. O PRODIST é dividido em 11 módulos que tratam sobre o planejamento da expansão, conexão e procedimentos operativos do sistema de distribuição, sistemas de medição e procedimentos de Leitura, cálculos de perdas na distribuição, qualidade do fornecimento de energia elétrica, etc (GOV, 2022).

O módulo 8 do PRODIST aborda temas referentes à qualidade da energia elétrica, com foco tanto no produto, quanto na qualidade do serviço prestado. Este módulo é de grande interesse para este trabalho, uma vez que um dos parâmetros que serão utilizados como limitadores para injeção de geração distribuída na rede do Campus do Pici é a tensão.

De acordo com a Tabela 1 o nível adequado para tensão de atendimento para uma rede de média tensão deve estar entre 0,93 pu e 1,05 pu, esses valores devem ser considerados no estudo dos perfis de tensão.

Tabela 1 - Pontos de conexão em Tensão Nominal superior a 1kV e inferior a 69 kV.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão de Referência (TR)
Adequada	$0,93TR \leq TL \leq 1,05TR$
Precária	$0,90 \leq TL < 0,93 TR$
Crítica	$TL < 0,90TR$ ou $TL > 1,05 TR$

Fonte: ANEEL (2011).

O limite de sobrecorrente nos condutores está relacionado com a capacidade de condução do próprio condutor, neste trabalho, a corrente máxima suportada pelos condutores é de 150 A.

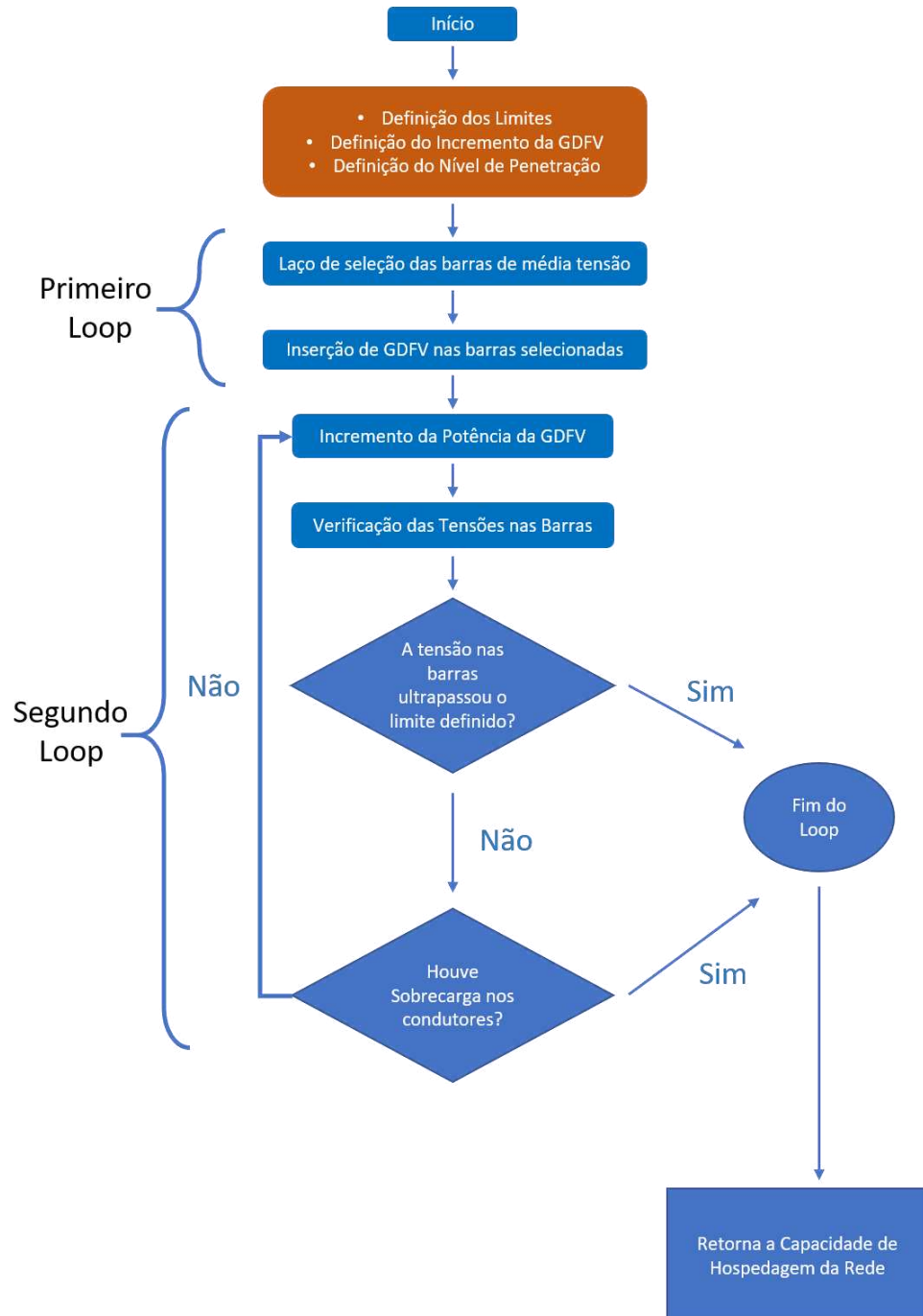
O primeiro laço implementado foi para selecionar apenas as barras de média tensão, como na modelagem há também as barras de baixa tensão que são utilizadas para conectar os transformadores às cargas, esse laço permitiu que apenas as barras de tensão secundária fossem selecionadas para receber os sistemas fotovoltaicos. Logo em seguida, um comando para seleção aleatória das barras de média tensão que receberam os sistemas fotovoltaicos foi implementado.

Outro ponto importante foi a implementação da rotina de verificação de ultrapassagem de tensão e sobrecarga nas barras da rede. A rotina consiste em aumentar 10kW a potência da geração distribuída a cada vez que não forem detectadas nenhuma sobretensão ou sobrecarga nos condutores. Quando algum desses parâmetros é violado, a rotina de verificação

é interrompida e finalizada, para determinar a capacidade máxima de inserção de GD na rede é necessário obter o nível de penetração de GD da iteração anterior a iteração na qual houve a ultrapassagem de algum parâmetro.

Na Figura 12 apresenta o fluxograma que ilustra o funcionamento do algoritmo utilizado neste trabalho.

Figura 12 – Fluxograma do Algoritmo de Capacidade de Hospedagem.



Fonte: Autor.

3.5 Modelagem da Rede de Distribuição de Média Tensão do Campus do Pici

3.5.1 Coordenadas das Barras

Os dados necessários para realizar a modelagem da rede de distribuição do campus foram obtidos através de Prata (2019), no qual foi realizado o georreferenciamento da rede elétrica do campus e utilizando os softwares Google Earth e QGIS para criar um banco de dados que permitisse o gerenciamento de manutenção da rede elétrica. Para extrair esses dados, foi utilizado o software QGIS para acessar o banco de dados e extraí-los para um arquivo em Excel, para que, desta forma, fosse possível ter acesso às coordenadas de postes, potência dos transformadores e distância dos condutores, etc. A Figura 12 apresenta os dados de georreferenciamento referentes aos postes da rede de média tensão do campus.

Figura 13 - Dados de georreferenciamento dos postes.

1	Name	NOME	TIPO	LATITUDE	LONGITUDE	DATA_DA_EX	OBSERVAÇ	COD_ID	DIST	TIP_PN	POS
2	P-00	P-00	POSTE	-3,7492	-38,5783	03/02/2021		P-00		POS	0
3	P-01	P-01	POSTE	-3,74906	-38,5781	03/02/2021		P-01		POS	0
4	P-02	P-02	POSTE	-3,74866	-38,5777	03/02/2021		P-02		POS	0
5	P-03	P-03	POSTE	-3,74838	-38,5773	03/02/2021		P-03		POS	0
6	P-100	P-100	POSTE	-3,74524	-38,5744	02/02/2021		P-100		POS	0
7	P-102	P-102	POSTE	-3,74439	-38,5742	03/02/2021		P-102		POS	0
8	P-103	P-103	POSTE	-3,74452	-38,5738	03/02/2021		P-103		POS	0
9	P-104	P-104	POSTE	-3,74464	-38,5736	03/02/2021		P-104		POS	0
10	P-105	P-105	POSTE	-3,74476	-38,5735	03/02/2021		P-105		POS	0
11	P-107	P-107	POSTE	-3,74526	-38,573	03/02/2021		P-107		POS	0
12	P-110	P-110	POSTE	-3,74568	-38,573	03/02/2021		P-110		POS	0
13	P-111	P-111	POSTE	-3,74582	-38,5732	03/02/2021		P-111		POS	0
14	P-116	P-116	POSTE	-3,74672	-38,5725	03/02/2021		P-116		POS	0
118	P-118	P-118	POSTE	-3,74683	-38,5727	03/02/2021		P-118		POS	0

Fonte: Prata (2019).

As coordenadas foram transferidas para um arquivo CSV, como mostrado na Figura 13, para que fossem utilizadas no comando buscoords e, dessa forma, o georreferenciamento da rede foi implementado no OpenDSS.

Figura 14 – Print do arquivo em CSV contendo as coordenadas dos elementos da rede do campus.

```
!Coordenadas
01B1, -38.581062, -3.747730
bus_aux, -38.580002, -3.747579
bus_P00, -38.5783, -3.7492
bus_P01, -38.5781, -3.74906
bus_P02, -38.5777, -3.74866
bus_P03, -38.5773, -3.74838
bus_P100, -38.5744, -3.74524
bus_P101, -38.5742, -3.74439
bus_P102, -38.5738, -3.74452
bus_P103, -38.5736, -3.74464
bus_P104, -38.5735, -3.74476
```

Fonte: Autor

Os arquivos em Excel foram convertidos para KML e simulados no software Google Earth. Esse procedimento facilitou a visualização da rede elétrica e possibilitou a criação de pontos imaginários, que permitiram que o georreferenciamento realizado no OpenDSS esteja mais próximo da realidade.

3.5.2 Condutores

Os condutores foram modelados com base nas equações reduzidas de Carson assumindo frequência igual a 60Hz e resistência da terra igual a 100 ohms- m.

$$Z_{ii} = r_i + 0,09530 + j0,12134 \left(\frac{1}{GMR_i} + 7,93402 \right) \quad (a)$$

$$Z_{ij} = 0,09530 + j0,12134 \left(\frac{1}{D_{ij}} + 7,93402 \right) \quad (b)$$

No qual:

Z_{ii} : Impedância própria dos condutores de fase em Ω /Milhas;

Z_{ij} : Impedância mútua do condutor de fase em Ω /Milhas;

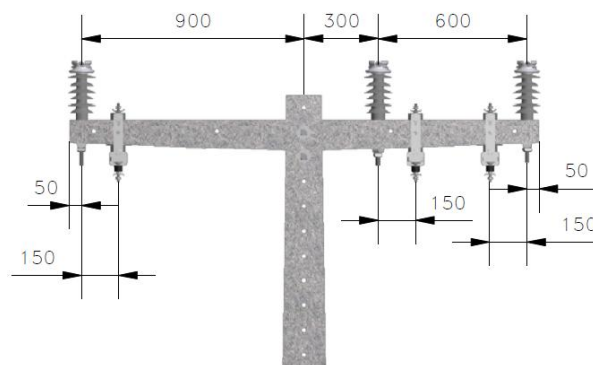
r_i : Resistência do condutor em Ω /milhas a 25 °C;

GMR_i : Raio médio geométrico, em pés;

D_{ij} : Distância entre os condutores i e j, em pés.

As distâncias entre os condutores de média tensão utilizadas para o cálculo foram definidas com base no modelo de estrutura normal de postes da ENEL, conforme a Figura 14. Uma inspeção da rede elétrica no local constatou que todos os postes pertencentes à rede de distribuição do Campus do Pici apresentam essa configuração.

Figura 15 – Cruzeta de um poste em estrutura normal.



Fonte: ENEL (2016)

Ao definir os parâmetros do elemento de suporte Wiredata como a resistência, o raio médio geométrico e o diâmetro do condutor, o próprio OpenDSS calcula as matrizes de impedância primitiva dos condutores. Na Figura 15 é mostrada a modelagem dos condutores

no software. Os condutores mais próximos do início dos alimentadores foram modelados tendo como base os condutores de Alumínio com Alma de Aço com seção de 1/0 AWG enquanto os demais condutores foram modelados tendo como base os condutores de Alumínio com Alma de Aço com seção de 4 AWG.

Figura 16 - Modelagem dos condutores.

```

New WireData.CAA4AWG Rac=0.84164728 Runits=mi
~ GMRac=0.00019229 GMRunits=ft Diam=0.0209974 Radunits=ft Normamps=150
! Dados referentes ao condutor swan - conduspar

New WireData.CAA1/0AWG Rac=0.33305496 Runits=mi
~ GMRac=0.000303457 GMRunits=ft Diam=0.03313648 Radunits=ft Normamps=230
! Dados referentes ao condutor raven - conduspar

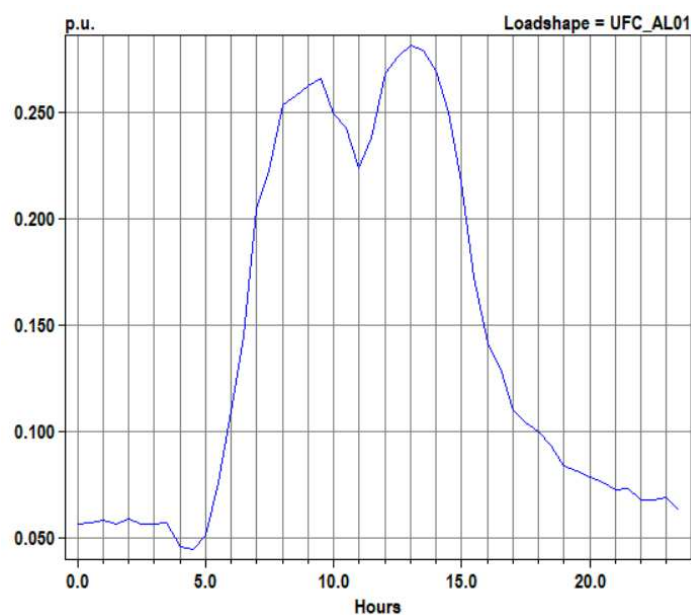
```

Fonte: Autor.

3.5.3 Cargas e Loadshape

Para aproximar o modelo à realidade, foram obtidos dados de medição da subestação do campus que permitiram que as curvas de carga de cada alimentador fossem modeladas. Através da curva de carga é possível verificar o momento em que ocorre a pior situação possível, elevada geração fotovoltaica e carga leve. As Gráficos 1 mostra a curva de carga do alimentador 1 em um dia típico de semana. Nota-se dois picos de consumo por volta das 09 horas e das 14 horas, a queda da potência das cargas entre esses dois horários ocorre por conta do horário do almoço.

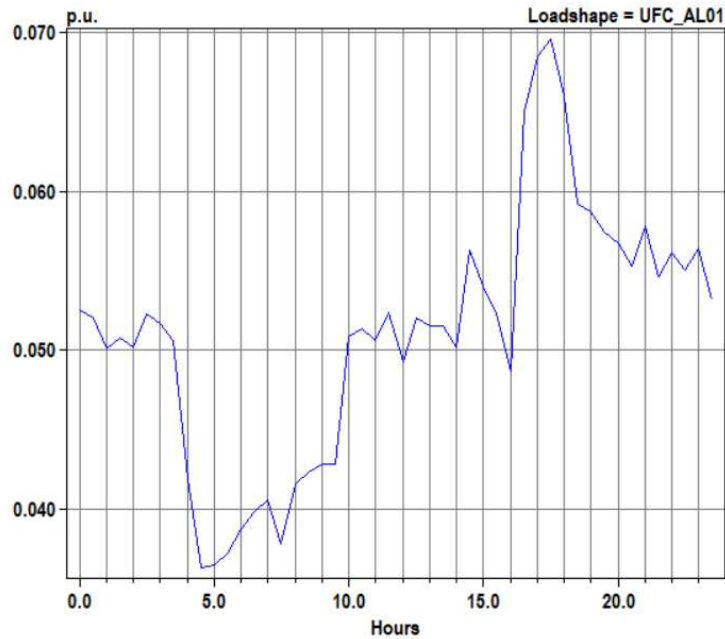
Gráfico 1 - Curva de carga do Alimentador 1 em um dia durante a semana.



Fonte: Autor.

No Gráfico 2 é mostrada a curva de carga do alimentador 1 para um dia de domingo. Este é um cenário com a menor quantidade de cargas da semana pois não há aulas e a maior parte das cargas nesse cenário são referentes à iluminação do campus. Como é possível notar no pico de carga por volta das 18 horas e diminuição da carga por volta das 05 horas.

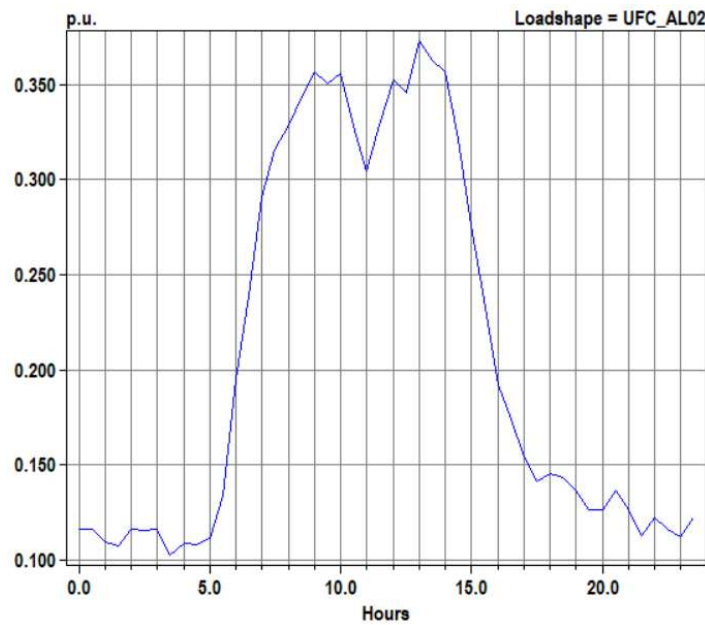
Gráfico 2 - Curva de carga do Alimentador 1 em um domingo.



Fonte: Autor.

O Gráfico 3 apresenta a curva de carga do alimentador 2 durante o cenário de carga elevada (dia típico de semana). O padrão da curva de carga do alimentador 1 se repete e é possível notar dois picos de carga e uma diminuição das cargas durante o período de almoço.

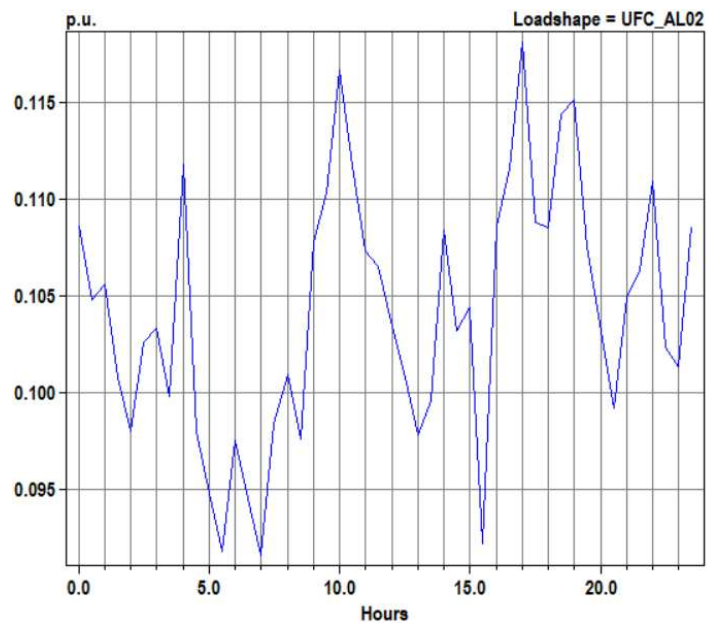
Gráfico 3 - Curva de carga do Alimentador 2 em um dia durante semana.



Fonte: Autor.

O Gráfico 4 ilustra a curva de carga do alimentador 2 em um dia de domingo. É possível perceber a grande oscilação das cargas, não sendo possível notar qual é o momento de maior ou menor consumo.

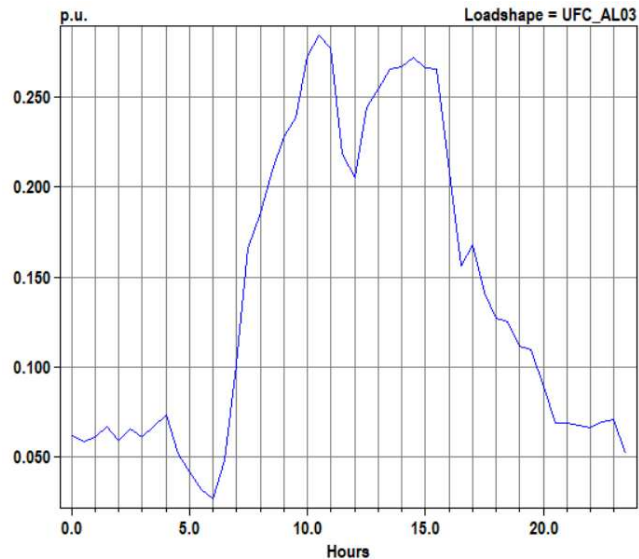
Gráfico 4 - Curva de carga do Alimentador 2 em um domingo.



Fonte: Autor.

O Gráfico 5 indica a curva de carga para o alimentador 3 pra um dia típico durante a semana. A curva segue o mesmo padrão das curvas de carga dos alimentadores 1 e 2 para este período. É interessante notar que o pico de cargas nesse alimentador ocorre por volta das 11 horas, diferindo dos outros alimentadores no qual o pico de cargas ocorre depois das 12 horas.

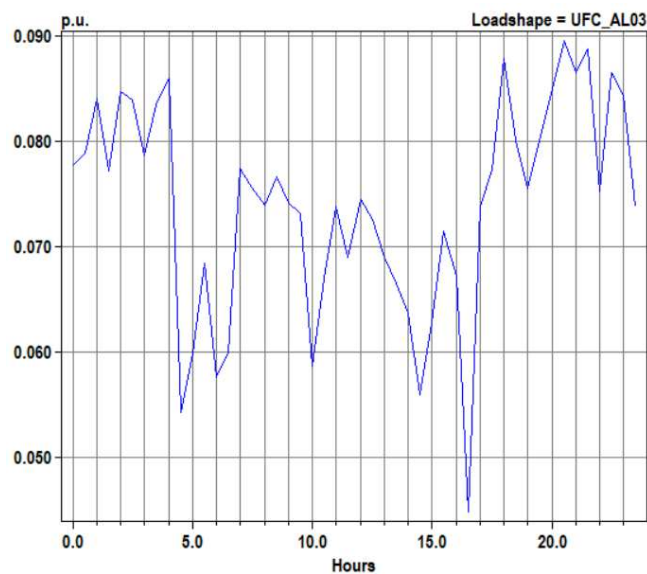
Gráfico 5 – Curva de carga do Alimentador 3 em um dia durante a semana.



Fonte: Autor.

No Gráfico 6 é mostrada a curva de carga do alimentador 3 para um dia de domingo. Seu padrão também possui muita variação, porém é possível notar que o momento em que há mais cargas no sistema é durante o período noturno por conta da iluminação do campus.

Gráfico 6 - Curva de carga do Alimentador 3 em um domingo.



Fonte: Autor.

Foram modelados dois tipos de curvas de carga para cada alimentador, uma é referente a um dia de semana normal, e o outro é referente a um dia de domingo/feriado. As cargas foram modeladas com 70% do valor dos transformadores na qual estão ligadas. É importante ressaltar que a curva de carga de um campus universitário difere da curva de carga de uma residência, pois enquanto o consumo de uma residência tende a ser baixo durante o dia e alto durante a noite. No caso de um campus universitário, o maior consumo ocorre durante o horário das aulas, que, no caso do Campus do Pici, se iniciam por volta das 08 da manhã e seguem até 12h, durante a pausa para o almoço, é possível notar que o consumo cai um pouco e volta aumentar por volta de 14h quando há o retorno das aulas do período da tarde. Durante o período noturno o consumo continua caindo, pois a quantidade de alunos é menor do que os outros períodos. Para o caso de um dia de domingo, é possível verificar que há muita variação da potência consumida, porém, deve-se considerar que essa potência é bem mais baixa do que a potência consumida em um dia de semana. É possível verificar que o maior consumo de potência ocorre durante 17h e 04h, isso se deve, pois a maior parte das cargas são de iluminação pública.

Para cada cenário serão considerados um dia de semana e um dia de fim de semana (domingo), para que, dessa forma, seja possível obter resultados dos impactos da inserção de GD para diferentes níveis de potência de carga. O dia de domingo foi escolhido para esta análise pois é um dia no qual não há aulas, logo, a quantidade de cargas na rede é bem menor em comparação a um dia normal com aulas e atividades no campus.

3.5.5 Sistema Fotovoltaico

A modelagem do sistema fotovoltaico foi realizada com base em um caso real de um dia com ótima produção de energia fotovoltaica, essa característica é importante, pois permite que os dados obtidos expressem os impactos da inserção de geração distribuída no cenário de maior produção que o sistema pode fornecer. O Gráfico 7 ilustra a curva de geração característica de um gerador fotovoltaico em um dia com boa produção.

Gráfico 7 - Curva de Geração Normalizada.



Fonte: Autor.

3.6 Considerações Finais

Neste capítulo, foram apresentadas algumas características do software OpenDSS incluindo sua estrutura e linguagem de programação própria. Também foram comentados alguns aspectos importantes sobre a utilização o pacote OpenDSSDirect.py. Além disso, detalhou-se o algoritmo utilizado para determinar a capacidade de hospedagem de geração distribuída fotovoltaica na rede utilizada. Por fim, foram abordados alguns pontos relevantes da modelagem da rede de média tensão do Campus do Pici no OpenDSS.

4 ANÁLISE DOS IMPACTOS DA INSERÇÃO DE GERAÇÃO DISTRIBUIDA FOTOVOLTAICA

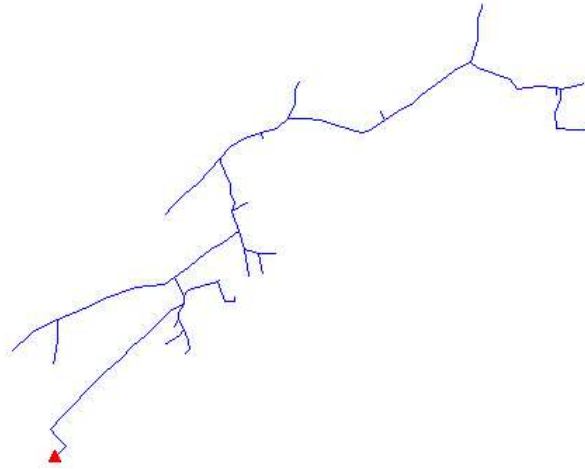
4.1 Introdução

Este capítulo tem como objetivo apresentar a rede elétrica utilizada como base para este estudo e verificar a capacidade de hospedagem de geração distribuída que esta rede suporta para diferentes cenários, como em um dia de semana e em um dia de fim de semana (domingo). Os parâmetros a serem investigados para definir o nível máximo de inserção de GD serão sobretensão e sobrecarga nos condutores.

4.2 Dados da Rede de Média Tensão do Campus do Pici

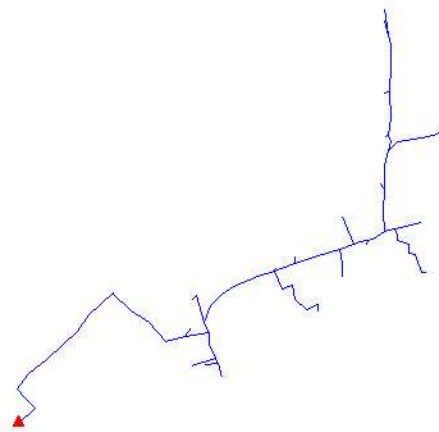
A rede elétrica modelada e simulada neste estudo foi a rede de distribuição da Universidade Federal do Ceará - Campus do Pici, uma rede de média tensão suprida por uma subestação de 69-13,8kV com dois transformadores de 5/6,25 MVA, sendo que atualmente 1 dos transformadores está em funcionamento, o outro serve como reserva. Na figura 23 é mostrado o diagrama unifilar do Campus do Pici com seus equipamentos e barras. Para este estudo, o ponto de partida da modelagem da rede de distribuição foi a barra de 13,8 kV.

Figura 18 - Circuito do Alimentador 1.



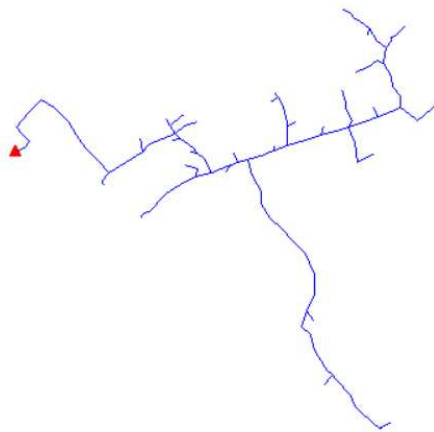
Fonte: Autor.

Figura 19 - Circuito do Alimentador 2.



Fonte: Autor.

Figura 20 - Circuito do Alimentador 3.



Fonte: Autor.

4.3 Estudo do Alimentador 1

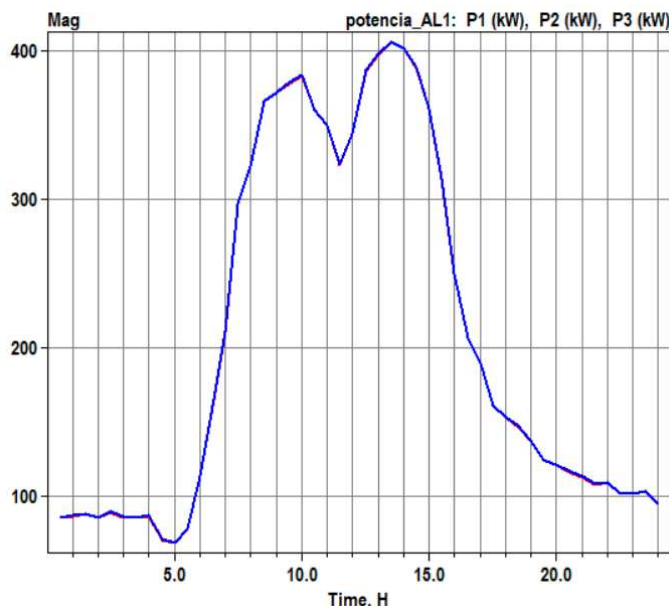
4.3.1 Alimentador 1 Sem Geração Distribuída

4.3.1.1 Dia de Semana

Para este cenário, considerou-se o alimentador 1 da rede de distribuição do campus sem inserção de geração distribuída, os resultados obtidos neste tópico serão comparados com os resultados obtidos após a inserção máxima de geração distribuída fotovoltaica.

A potência fornecida para as cargas do alimentador 1 atingem o pico de aproximadamente 1,2 MW no período de maior demanda. No Gráfico 27 é mostrado a curva de potência do alimentador 1 durante um dia de semana, nota-se que o OpenDSS plota as curvas para cada fase dos condutores.

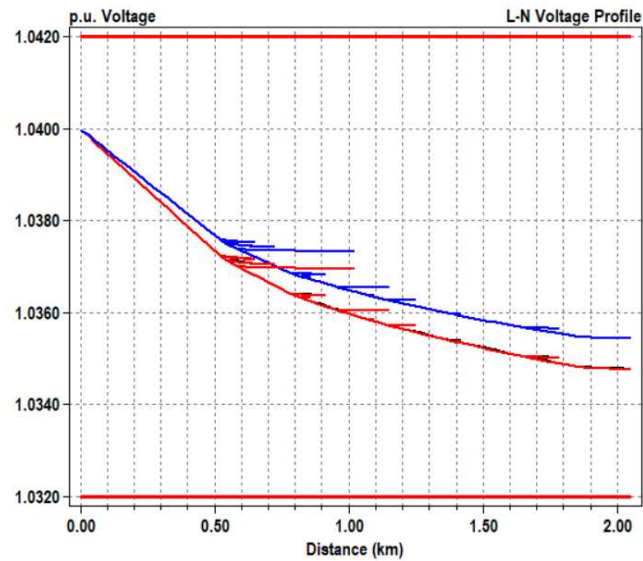
Gráfico 8 - Curva de potência do alimentador 1 em um dia de semana.



Fonte: Autor.

Para a rede em estudo, o período do dia em que a rede necessita de mais atenção é entre 10h e 12h e 13h e 15h. Isso se deve ao fato de haver mais cargas no sistema, o que aumenta as perdas nos condutores e provoca queda de tensão ao longo do alimentador. No caso do Campus do Pici, as cargas estão bem abaixo do necessário para causar problemas desse tipo, como é possível verificar na Gráfico 9, a queda de tensão entre o início do alimentador e o fim do alimentador é de apenas 0,05 pu e a tensão em pu mínima do alimentador está muito distante do valor mínimo definido no módulo 8 do PRODIST.

Gráfico 9 - Perfil de tensão do alimentador 1 às 13:30h de um dia de semana.

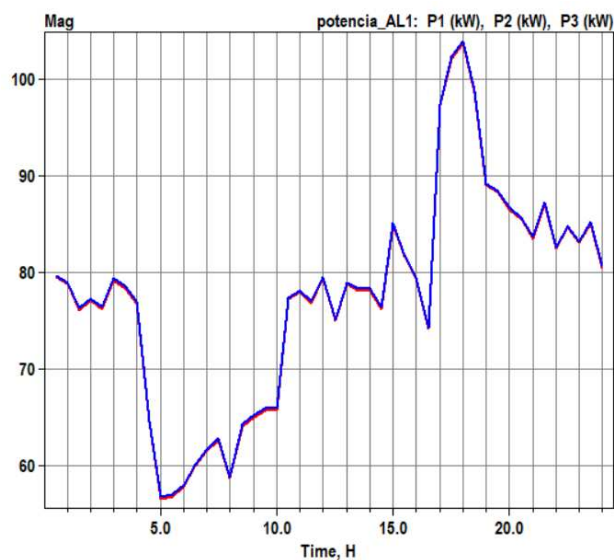


Fonte: Autor.

4.3.1.2 Domingo

Considerando um dia de fim de semana ou feriado, através do Gráfico 10, é possível notar uma grande diferença na forma da curva de potência da rede com relação a um dia de semana, a maior parte das cargas são estão em funcionamento entre 17h e 04h, esse padrão indica que essas cargas são referentes ao sistema de iluminação pública, já que há uma grande redução da potência a partir das 05h, horário que a iluminação pública é desligada.

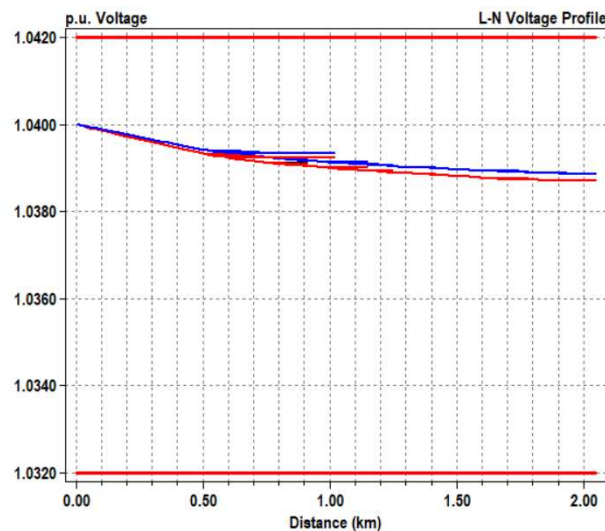
Gráfico 10 - Curva de potência do alimentador 1 em um dia domingo.



Fonte: Autor.

No horário de maior carregamento da rede em um dia de fim de semana houve uma queda de tensão ainda menor em razão da baixa quantidade de cargas, como se nota no Gráfico 11. Houve queda de aproximadamente 0,01 pu, se comparada com a queda de tensão em um dia de semana, esta é ainda menor.

Gráfico 11 - Perfil de tensão do alimentador 1 às 18h de um dia de domingo.



Fonte: Autor.

Outro ponto interessante a ser analisado é a questão das perdas no circuito, a Tabela 2 mostra os valores de perda em kW para o período de maior carga em um dia de semana e em um dia de fim de semana (domingo), verifica-se que as perdas são maiores na hora de maior carga em um dia de semana, com grande parcela das perdas nos condutores, porém, o percentual de perdas em comparação com a potência de cargas é menor que o caso para o domingo, no qual há menos perdas nos condutores por conta da menor potência de cargas, mas, as perdas nos transformadores se mantêm altas.

Tabela 2 - Comparação das perdas nos períodos de maior carga para um dia de semana e para um dia de domingo.

	Perdas nos Condutores (kW)	Perdas nos Transformadores (kW)	Perdas Totais (kW)	Potência de Carga (kW)	Porcentagem de Perdas do Circuito (%)
Dia de Semana	3,0	18,6	21,6	1196,5	1,81
Domingo	0,1	15,5	15,6	222,6	7,03

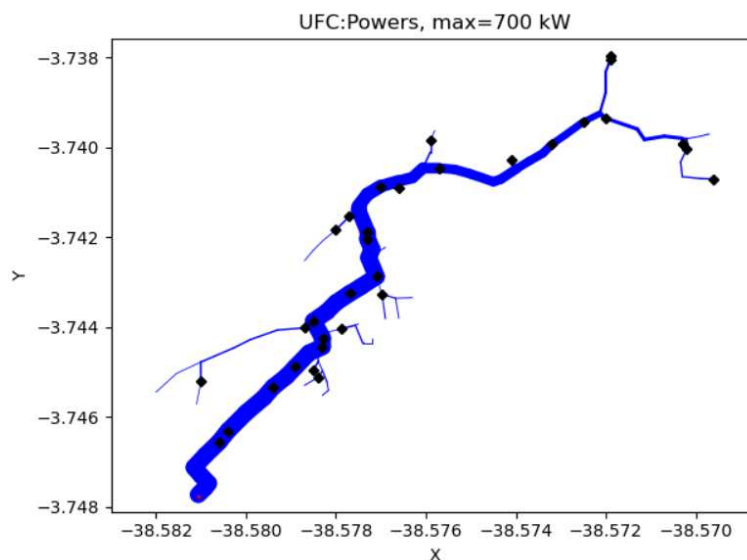
Fonte: Autor.

4.3.2 Alimentador 1 com Geração Distribuída

4.3.2.1 Dia de semana

Neste cenário, haverá inserção de geração distribuída no alimentador 1 até que o limite de sobretensão nas barras ou sobrecarga nos condutores sejam atingidos. A análise será feita para um dia de semana e um dia de fim de semana. Foram implementados, de forma aleatória, sistemas de geração distribuída fotovoltaicos em 30% das barras do alimentador 1 como mostrado na Figura 20. Essa porcentagem foi escolhida tendo em vista uma quantidade razoável de barras com sistemas fotovoltaicos e fatores financeiros. É possível notar que a Figura 20 também demonstra o fluxo de potência do alimentador 1 para o horário de 12h, esse horário é importante para este estudo, pois a produção fotovoltaica está no pico enquanto há uma queda na potência das cargas em razão do horário de almoço.

Figura 21 - Fluxo de potência do alimentador 1 para GDFV em 30% das barras de média tensão.

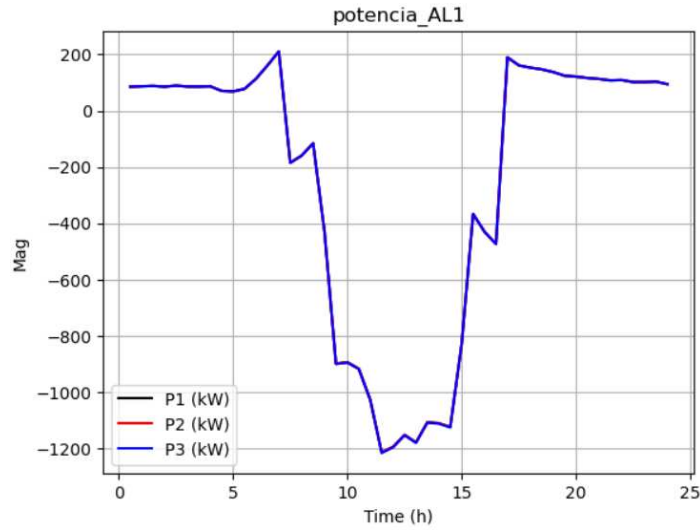


Fonte: Autor.

A análise da curva de potência do alimentador 1 com nível máximo de geração distribuída evidenciada na Gráfico 12 mostra que houve inversão do fluxo de potência, isto é, a potência gerada por meio dos sistemas fotovoltaicos está suprindo as cargas e o excedente flui para o ramo principal em direção ao início do alimentador.

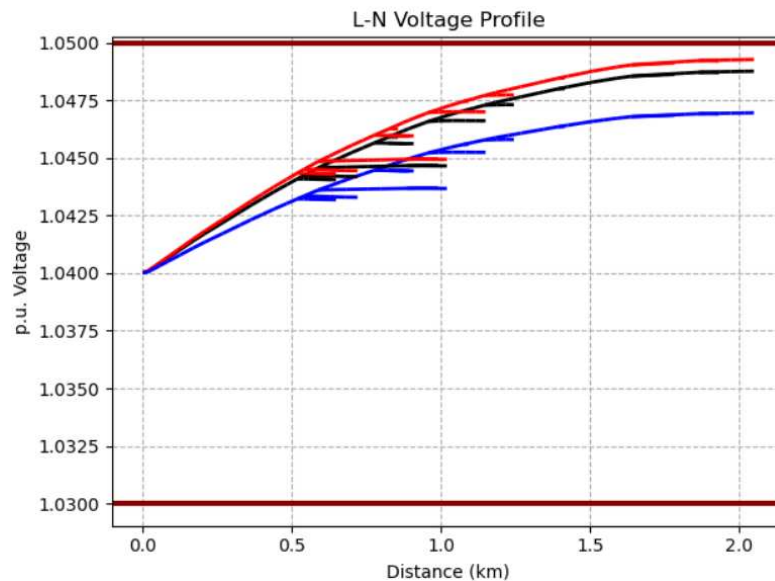
O perfil de tensão no Gráfico 13 indica que haverá não haverá sobretensão na rede durante todo o momento de geração fotovoltaica durante o dia de semana, logo, o parâmetro que delimitou o aumento da injeção de potência de geração foi sobrecarga. Apesar disso nota-se que as tensões em pu das barras no fim do alimentador se aproximaram do limite estabelecido

Gráfico 12 - Curva de potência do alimentador 1 com nível máximo de GDFV em um dia de semana.



Fonte: Autor.

Gráfico 13 - Perfil de tensão do alimentador 1 com nível máximo de GDFV em um dia de semana.



Fonte: Autor.

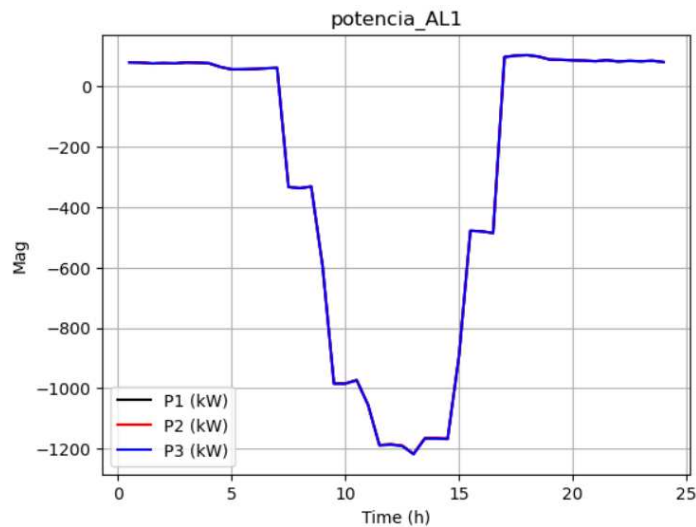
De acordo com os dados obtidos através da simulação, o nível máximo de geração distribuída suportado pelo alimentador 1 em um dia de semana foi de 5,61 MW.

4.3.2.2 Dia de Domingo

Para o caso da análise de inserção de GD em 30% das barras em um dia de domingo, também foi possível notar através do Gráfico 14 que houve inversão do fluxo de potência para o nível máximo de geração. O Gráfico 15 demonstra que a interrupção no aumento das potências da geração fotovoltaica ocorreu em razão de sobretensão na rede elétrica para

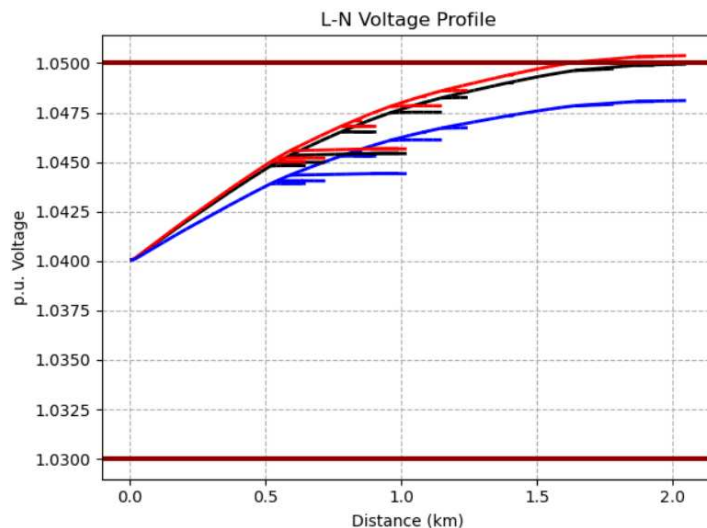
inserção de GD maior que 4,62 MW. Este é o pior caso dentre os dois estudados, isto indica que se a potência de inserção máxima obtida na simulação para um dia de semana for implementada, a rede apresentará problemas com sobretensão durante os fins de semana (domingos) e dias em que a demanda de carga seja baixa, dessa forma, a máxima potência de geração distribuída para o alimentador 1 é de 4,62 MW.

Gráfico 14 - Curva de potência do alimentador 1 com nível máximo de GDFV em um dia de domingo.



Fonte: Autor.

Gráfico 15 - Perfil de tensão do alimentador 1 com nível acima do máximo permitido de GDFV em um dia de domingo.

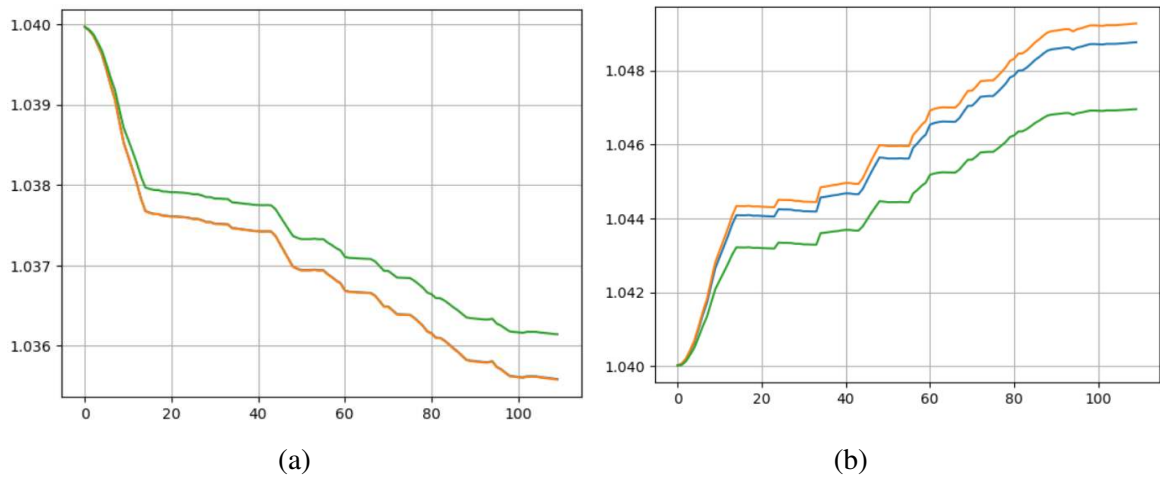


Fonte: Autor.

A análise das tensões em pu nas barras demonstra que a queda de tensão será maior no caso em que houver mais cargas atuando no alimentador (dia de semana), enquanto a maior elevação de tensão ocorrerá no caso em que houver a menor quantidade de cargas atuando no

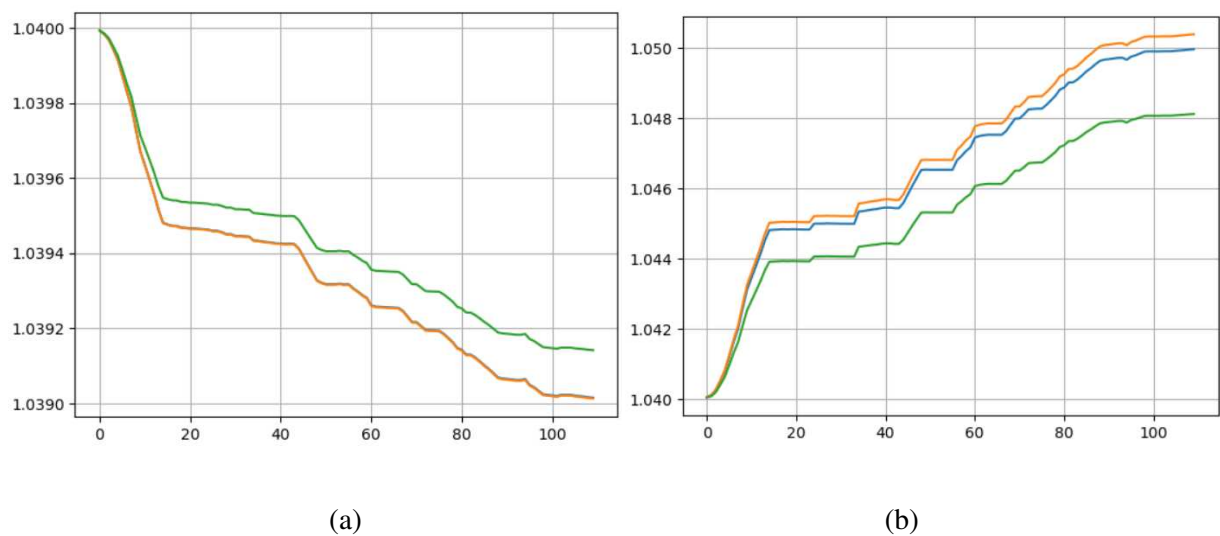
alimentador, o que ocorre no dia de fim de semana (domingo), no qual a potência de carga que atua no alimentador é mais baixa durante o mesmo período em que há a maior produção de energia fotovoltaica, por este motivo ocorreu a ultrapassagem da tensão máxima em pu. Os Gráficos 16 e 17 mostram a queda de tensão nas redes quando não há GDFV e a elevação de tensão quando a rede possui inserção de geração distribuída.

Gráfico 16 – Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).



Fonte: Autor.

Gráfico 17 – Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de domingo sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de fim de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).



Fonte: Autor.

Na tabela 3 são mostrados dados de perdas nos condutores e transformadores do alimentador 1 com o nível máximo de geração fotovoltaica.

Tabela 3 - Dados sobre perdas para o alimentador 1 com nível máximo de geração fotovoltaica.

	Perdas nos Condutores (kW)	Perdas nos Transformadores (kW)	Perdas Totais (kW)	Potência de Carga (kW)	Porcentagem de Perdas do Circuito (%)
Dia de semana	26,1	17,9	44	1010,8	4,35
Domingo	25,3	15,7	41	222,6	18,43

Fonte: Autor.

A comparação da Tabela 2 com a Tabela 3 demonstra que houve aumento nas perdas totais do alimentador quando o nível de inserção de geração distribuída é máximo, as perdas no dia de fim de semana chegaram a 18,43%, uma análise financeira de perdas é necessária para determinar se esse nível de perdas pode trazer mais problemas que benefícios para o alimentador.

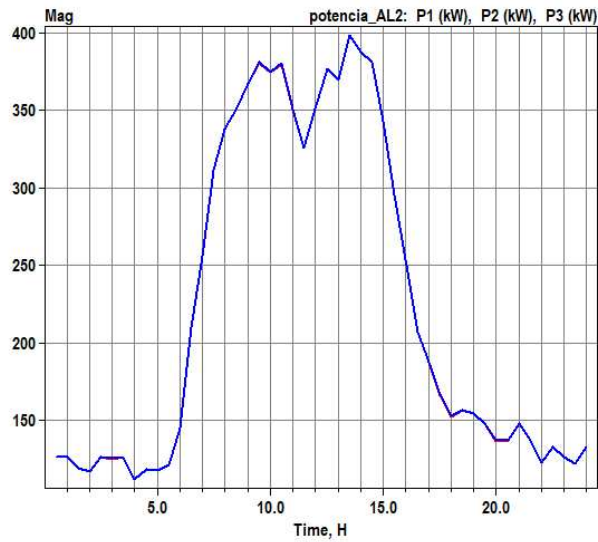
4.4 Estudo do Alimentador 2

4.4.1 Alimentador 2 Sem Geração Distribuída

4.4.1.1 Dia de Semana

Neste cenário será analisada a inserção de GD no alimentador 2 da rede do Campus do Pici. A Gráfico 18 demonstra que o pico de potência no alimentador 2 ocorre por volta das 13h, a curva de potência tem as características clássicas de um campus universitário, aumento de potência entre as 07h e 11h, diminuição durante o horário do almoço e nova elevação de potência quando têm início as aulas do período da tarde. No momento de maior carga, a potência fornecida pelo alimentador é de aproximadamente 1,2 MW.

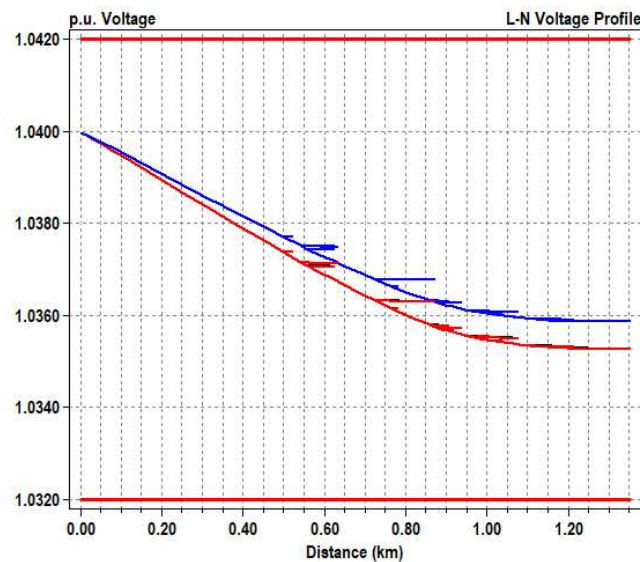
Gráfico 18 - Curva de potência do alimentador 2 sem GDFV em um dia de semana.



Fonte: Autor.

Conforme o Gráfico 19 constata-se que a queda de tensão do alimentador 2 para o momento de maior demanda de carga do dia é baixa, o que indica que as cargas instaladas não estão em um nível preocupante para o sistema.

Gráfico 19 - Perfil de tensão do alimentador 2 sem GDFV em um dia de semana.



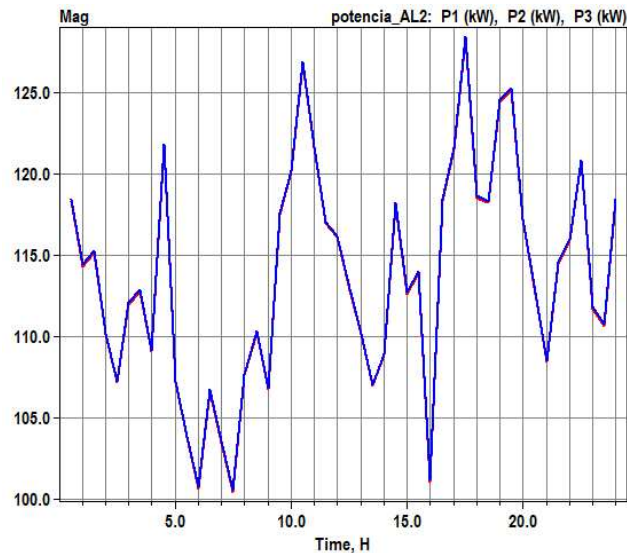
Fonte: Autor.

4.4.1.2 Dia de Domingo

No Gráfico 20 é mostrada a curva de potência do alimentador 2 para um dia de fim de semana, verifica-se uma grande oscilação na potência fornecida pelo alimentador. É possível

notar picos de potência em diferentes horas do dia, a causa dessa grande variação da demanda de carga pode ser a inexactidão da medição da tensão uma das fases do alimentador 2. Para que fosse possível realizar o estudo para este alimentador, foi necessário realizar a média das outras duas fases para chegar a um valor aproximado da potência total do alimentador.

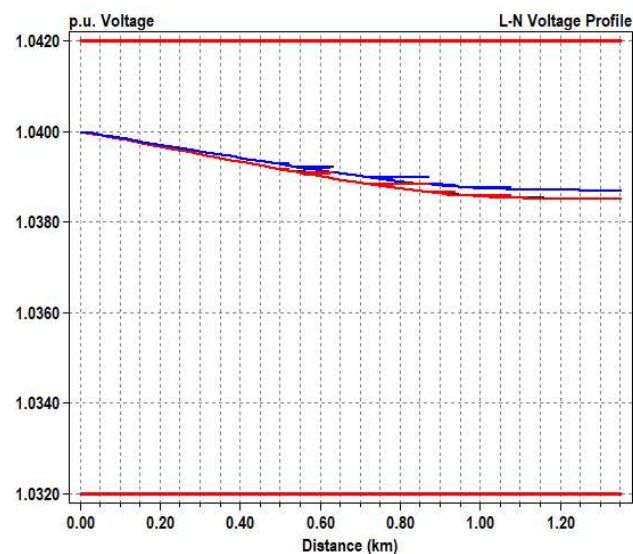
Gráfico 20 - Curva de potência do alimentador 2 em GDFV em um dia de domingo.



Fonte: Autor.

O momento de maior carga do alimentador 2 em um dia de fim de semana (domingo) foi por volta de 17h, como mostrado no Gráfico 21 a queda de tensão nesse momento é muito baixa e não apresenta riscos à rede elétrica.

Gráfico 21 - Perfil de Tensão do Alimentador 2 sem GDFV em um dia de domingo.



Fonte: Autor

A Tabela 4 mostra a comparação das perdas entre os cenários de dia de semana e dia de fim de semana demonstram que, apesar das perdas nos condutores e nos transformadores serem maiores durante os dias de semana, a porcentagem total das perdas é maior no fim de semana (domingo) por conta da menor demanda de carga. No entanto, a porcentagem das perdas do circuito para ambos os casos é baixa.

Tabela 4 - Comparação das perdas nos períodos de maior carga para um dia de semana e para um dia de fim de semana.

	Perdas nos Condutores (kW)	Perdas nos Transformadores (kW)	Perdas Totais (kW)	Potência de Carga (kW)	Porcentagem de Perdas do Circuito (%)
Dia de Semana	3,3	17,0	20,3	1174,9	1,73
Domingo	0,3	13,0	13,0	335,5	3,89

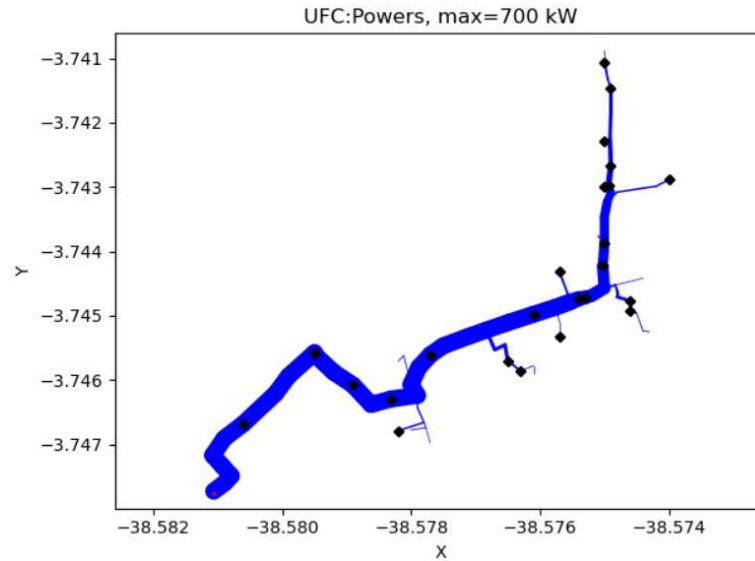
Fonte: Autor

4.4.2 Alimentador 2 Com Geração Distribuída

4.4.2.1 Dia De Semana

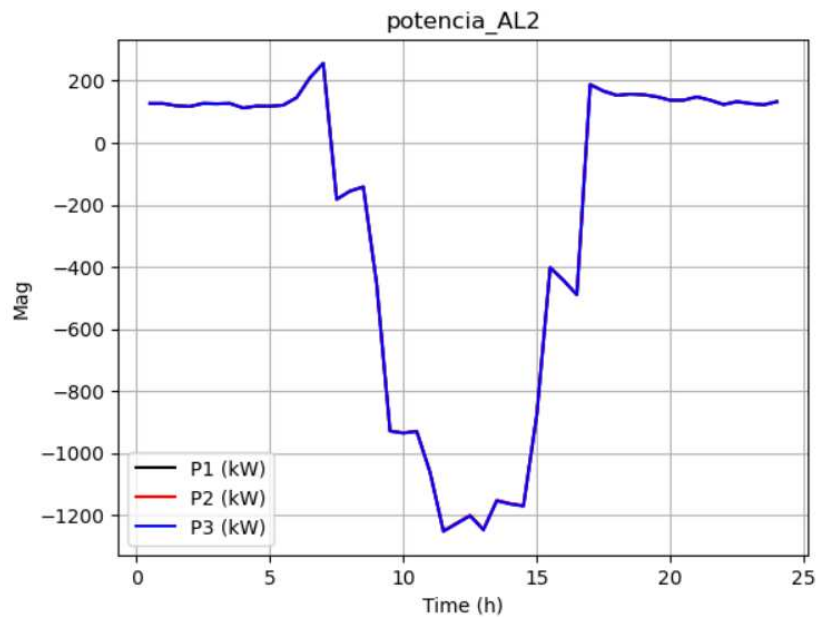
Neste cenário, 30% das barras presentes no alimentador 2 receberam geração distribuída através de usinas fotovoltaicas como mostrado na Figura 21. A análise do Gráfico 22 mostra que houve fluxo de potência reverso para o maior nível de penetração de GD no alimentador, a potência máxima que o alimentador 2 pôde acomodar sem violação de tensão ou sobrecarga nos condutores foi de 5,75 MW para o caso referente a um dia de semana.

Figura 22 - Fluxo de potência do alimentador 2 para GDFV em 30% das barras de média tensão.



Fonte: Autor.

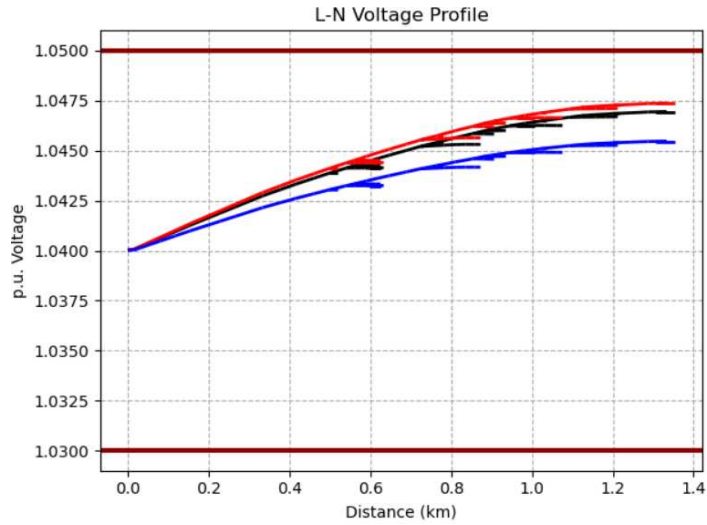
Gráfico 22 - Curva de potência do alimentador 2 com máxima GDFV em um dia de semana.



Fonte: Autor

O perfil de tensão na Gráfico 23 obtido com inserção de 5,75 MW de geração distribuída no alimentador mostra que não houveram tensões maiores que 1,05 pu no alimentador, logo, a causa da interrupção da inserção de mais potência nos sistemas fotovoltaicos foi sobrecarga nos condutores.

Gráfico 23 - Perfil de tensão do alimentador 2 com máxima GDFV em um dia de semana.

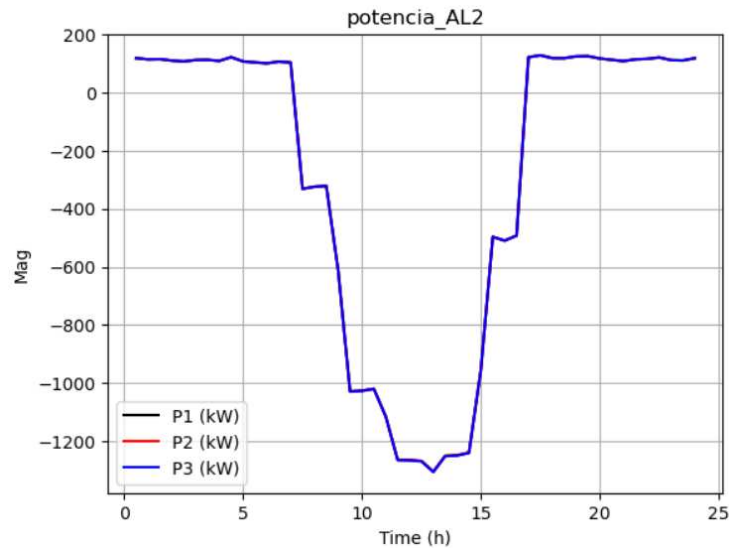


Fonte: Autor.

4.4.2.2 Dia de Domingo

A máxima inserção de geração distribuída fotovoltaica no alimentador 2 em um dia de fim de semana (domingo) segundo os resultados obtidos é de 4,75 MW. O Gráfico 24 demonstra que houve fluxo de potência reverso para este caso.

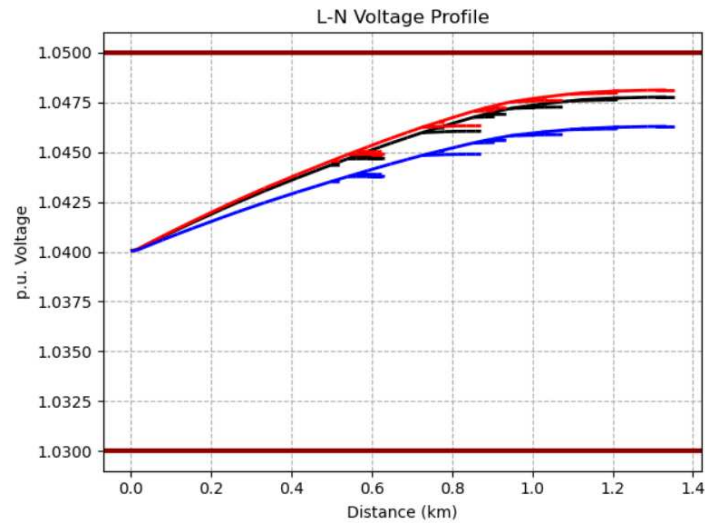
Gráfico 24 - Curva de potência do alimentador 2 com máxima GDFV em um dia de domingo.



Fonte: Autor.

O motivo da interrupção de inserção de GD no alimentador foi sobrecarga nos condutores, a análise do perfil de tensão mostrado no Gráfico 25 indica que as tensões em pu do alimentador se mantiveram abaixo dos limites estabelecidos.

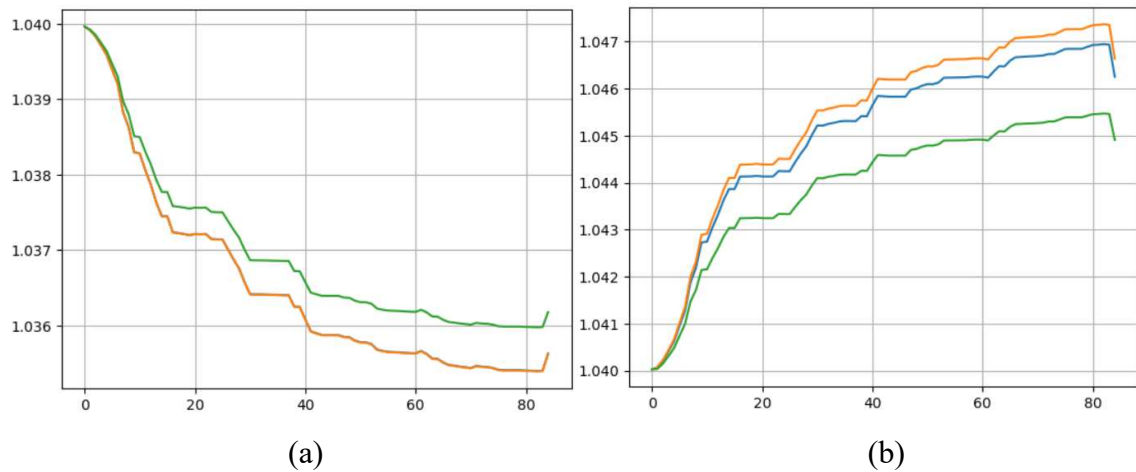
Gráfico 25 - Perfil de Tensão do alimentador 2 com máxima GDFV em um dia de domingo.



Fonte: Autor.

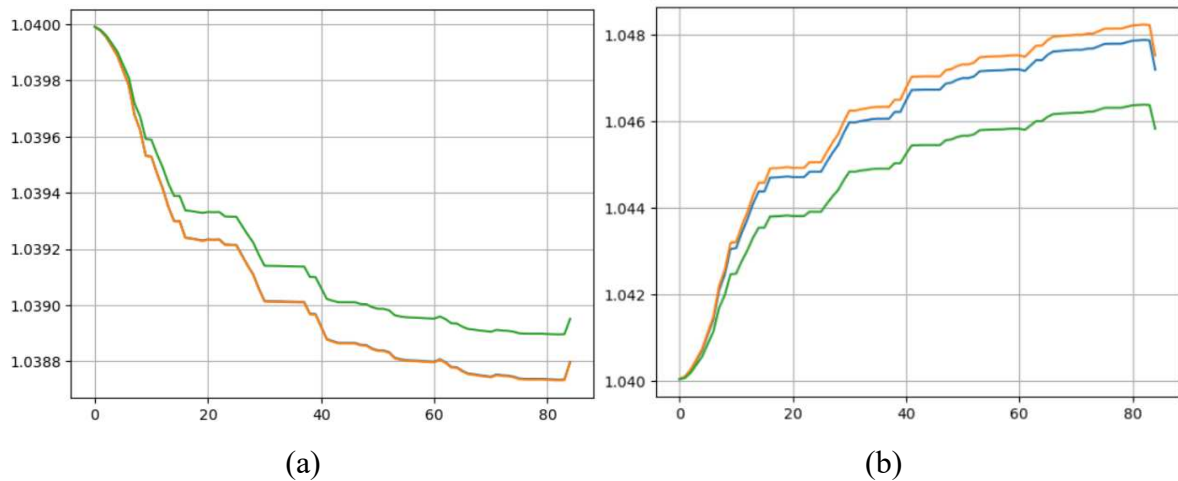
A análise das tensões em pu por barra, conforme os Gráficos 26 e 27, demonstram que a maior elevação de tensão ocorreu durante o dia de fim de semana (domingo), isso se deve em razão da baixa quantidade de cargas nesse período.

Gráfico 26 - Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).



Fonte: Autor.

Gráfico 27 - Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de domingo sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de fim de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).



Fonte: Autor.

De acordo com este estudo, a máxima potência de geração distribuída fotovoltaica que pode ser inserida no alimentador 2, sem que haja sobretensão ou sobrecarga nos condutores, é de 4,75 MW. O alimentador suporta uma potência de GD maior durante os dias de semana, muito em razão da grande quantidade de cargas nesse período, porém, caso a inserção ultrapasse os 4,75 MW, o alimentador sofreria com sobrecarga nos condutores durante os dias de fim de semana (domingo) ou feriados.

Nota-se através da Tabela 5 que a máxima inserção de geração fotovoltaica aumentou as perdas no alimentador 2, principalmente no cenário de dia de fim de semana em que as cargas estão muito baixas e não conseguem equilibrar as perdas.

Tabela 5 - Dados sobre perdas para o alimentador 2 com nível máximo de geração fotovoltaica.

	Perdas nos Condutores (kW)	Perdas nos Transformadores (kW)	Perdas Totais (kW)	Potência de Carga (kW)	Porcentagem de Perdas do Circuito (%)
Dia de semana	23,7	16,1	39,9	1034,8	3,85
Domingo	22,6	12,9	35,5	335,5	10,60

Fonte: Autor.

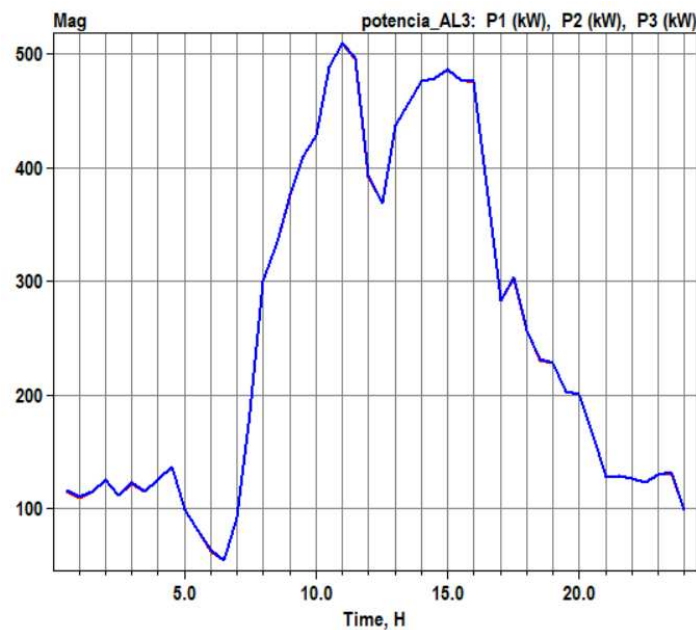
4.5 Estudo do Alimentador 3

4.5.1 Alimentador 3 Sem Geração Distribuída

4.5.1.1 Dia de Semana

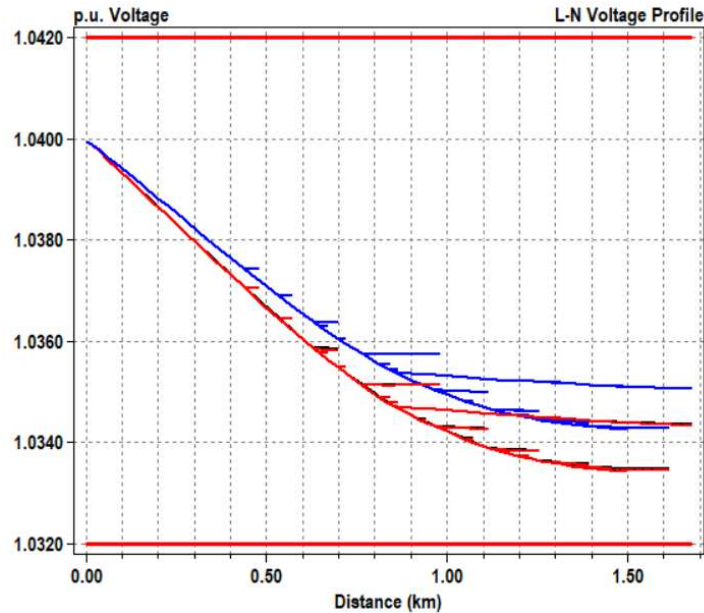
Neste cenário serão analisados alguns dados do alimentador 3 sem a inserção de geração distribuída. O alimentador 3 tem a maior quantidade de cargas dentre os 3 alimentadores estudados neste trabalho. O pico máximo de potência demandada pelas cargas ocorre por volta das 11 horas, como mostra o Gráfico 28. Apesar de ser o alimentador com maior número de subestações e cargas, a queda de tensão não é um problema, mesmo no período de maior carga do dia, a diferença de tensão em pu do início do alimentador para o final do alimentador está em um nível tolerável e não coloca os equipamentos em risco. No Gráfico 29 é mostrado o perfil de tensão do alimentador 3 no qual é possível verificar a queda de tensão da rede.

Gráfico 28 - Curva de potência alimentador 3 para um dia de semana.



Fonte: Autor.

Gráfico 29 - Perfil de Tensão alimentador 3 para o maior nível de carga.

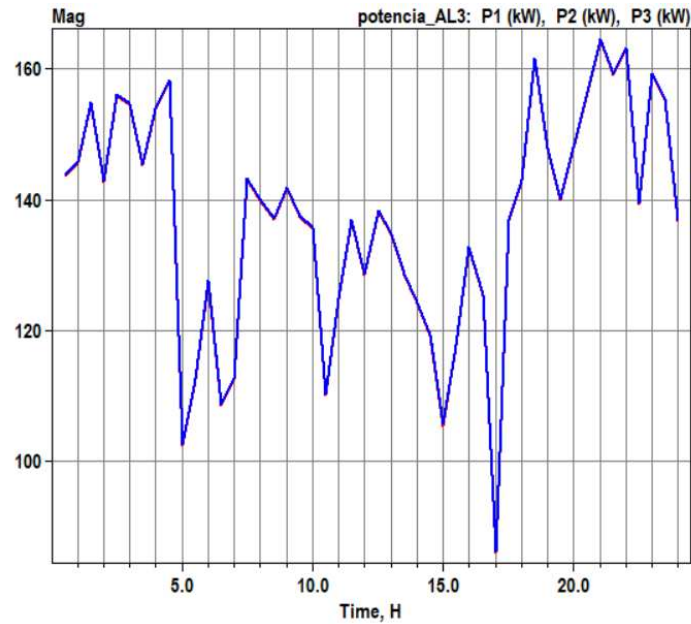


Fonte: Autor.

4.5.1.2 Dia de Domingo

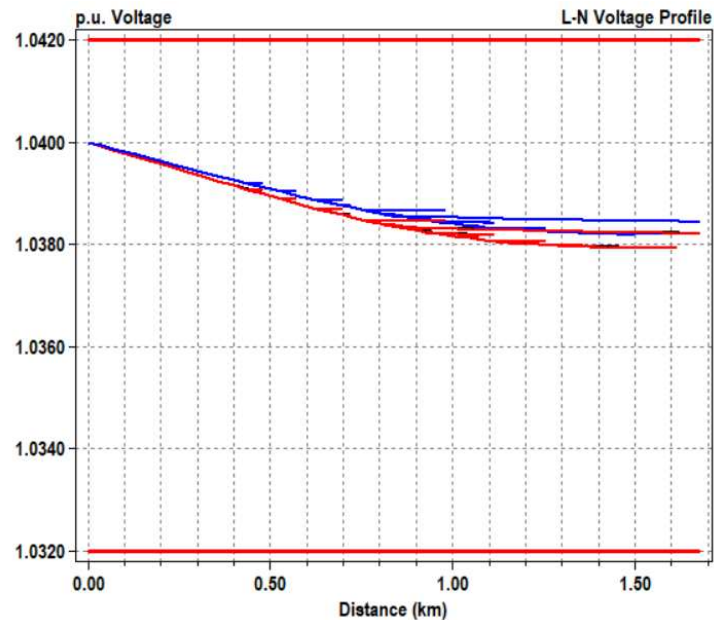
A curva de potência do alimentador 3 para um dia de domingo apresenta uma grande variação durante o dia, apesar disso, nota-se que o período noturno apresenta uma demanda de carga maior que outros períodos do dia, grande parte das cargas ligadas durante esse período são referentes à iluminação pública, isso terá um impacto no estudo da inserção de geração distribuída, pois a maior quantidade das cargas deste alimentador não estará atuando no momento de maior irradiação solar do dia. Como é possível verificar no Gráfico 30, a queda de tensão no alimentador 3 sem inserção de geração distribuída em um dia de fim de semana (domingo) é baixa e não põe em risco os elementos presentes no alimentador.

Gráfico 30 - Curva de Potência do alimentador 3 para um dia de domingo.



Fonte: Autor.

Gráfico 31 - Perfil de tensão do alimentador 3 para um dia de domingo para o maior nível de carga.



Fonte: Autor

Seguindo os mesmos resultados das análises para os outros alimentadores, as perdas nas linhas e transformadores do alimentador 3 são maiores para um dia de semana do que para um dia de domingo, porém, a maior demanda de carga durante os dias de semana torna a porcentagem das perdas muito baixa, enquanto a porcentagem de perdas do alimentador para um dia de fim de semana apresenta um valor maior.

Tabela 6 - Comparação entre as perdas no alimentador 3 em um dia de semana e em um dia de domingo.

	Perdas nos Condutores (kW)	Perdas nos Transformadores (kW)	Perdas Totais (kW)	Potência de Carga (kW)	Porcentagem de Perdas do Circuito (%)
Dia de Semana	5,6	26,1	31,7	1495,6	2,12
Domingo	0,3	22,2	22,6	362,9	6,22

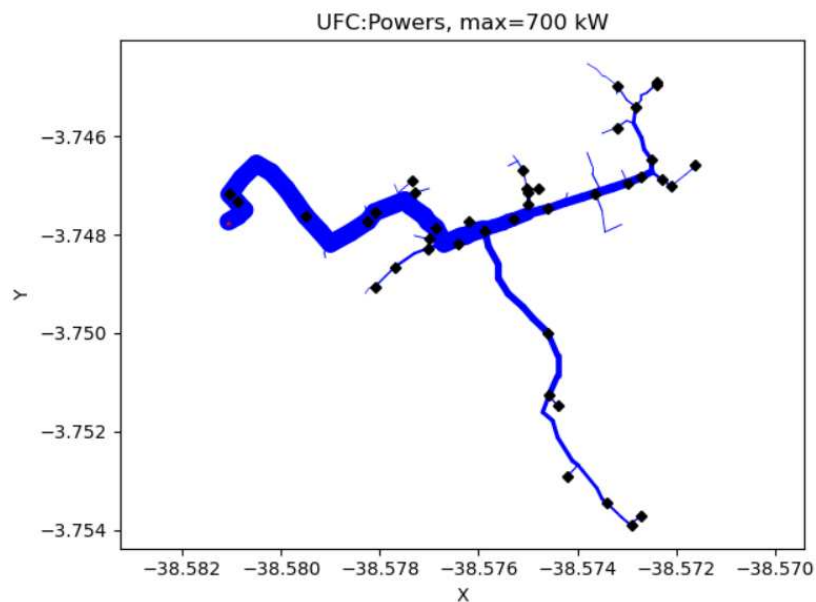
Fonte: Autor.

4.5.2 Alimentador 3 com Geração Distribuída

4.5.2.1 Dia de Semana

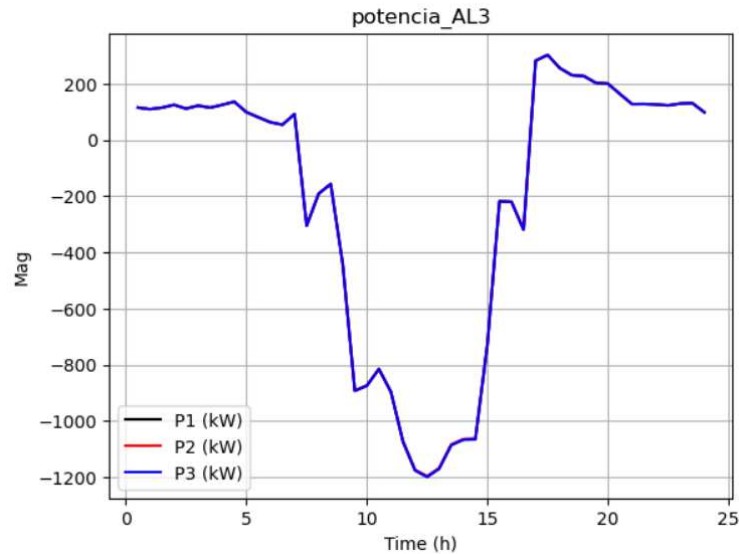
Neste cenário, 30% barras do alimentador 3 receberam geração distribuída, a distribuição dos sistemas fotovoltaicos no alimentador 3 é mostrada na Figura 22. Para o caso no dia de semana, a máxima inserção de geração no alimentador 3 foi de 5,74 MW, através do Gráfico 32 percebe-se que haverá inversão no fluxo de potência no alimentador para este nível de potência de geração distribuída.

Figura 23 - Fluxo de potência do alimentador 3 para um dia de semana com GDFV em 30% das barras.



Fonte: Autor.

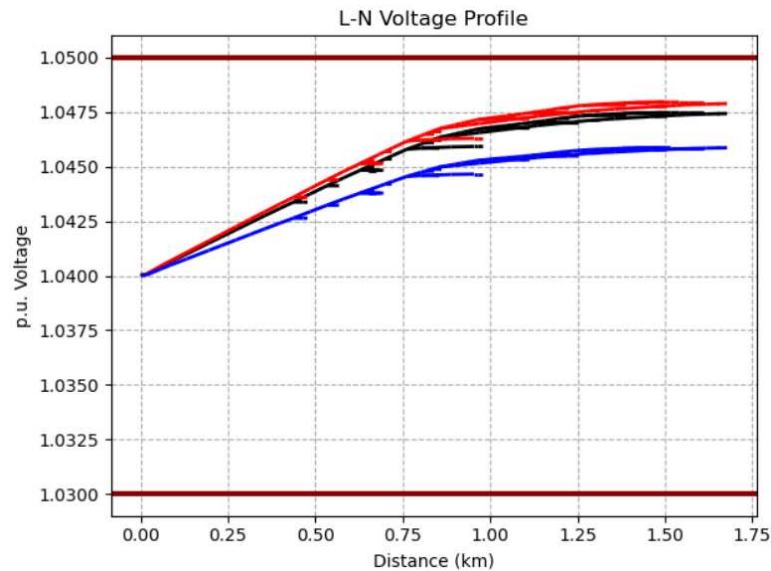
Gráfico 32 - Curva de potência do alimentador 3 com máxima GDFV em um dia de semana.



Fonte: Autor.

A análise do perfil de tensão do Gráfico 33 mostra que a tensão em pu nas barras não ultrapassou o limite de 1,05 pu, logo, a causa da interrupção da inserção de mais potência no alimentador foi causada por sobrecarga nos condutores.

Gráfico 33 - Perfil de Tensão do alimentador 3 com máxima GDFV em um dia de semana.



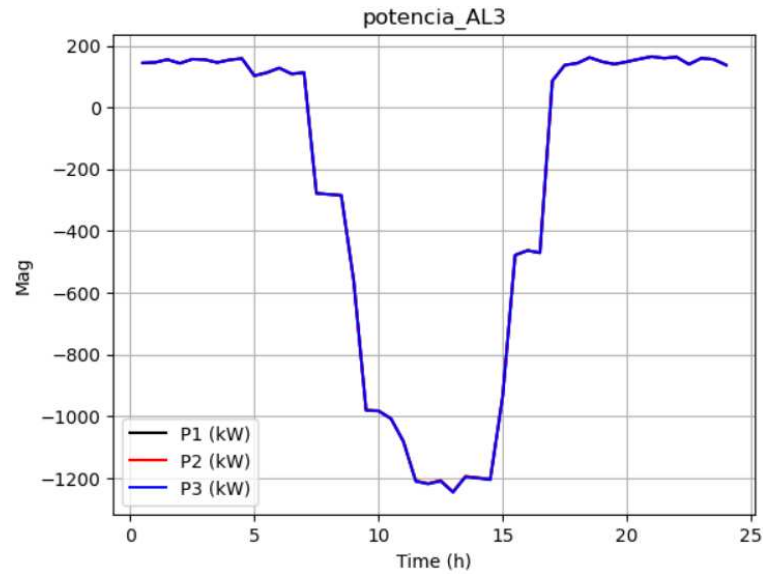
Fonte: Autor.

4.5.2.2 Dia de Domingo

No cenário de inserção de GD em 30% das barras do alimentador 3 em um dia de fim de semana (domingo), a máxima potência de geração distribuída injetada foi de 4,92 MW.

Verifica-se por meio do Gráfico 34 que houve inversão do fluxo de potência no alimentador durante o período em que há mais produção de energia fotovoltaica.

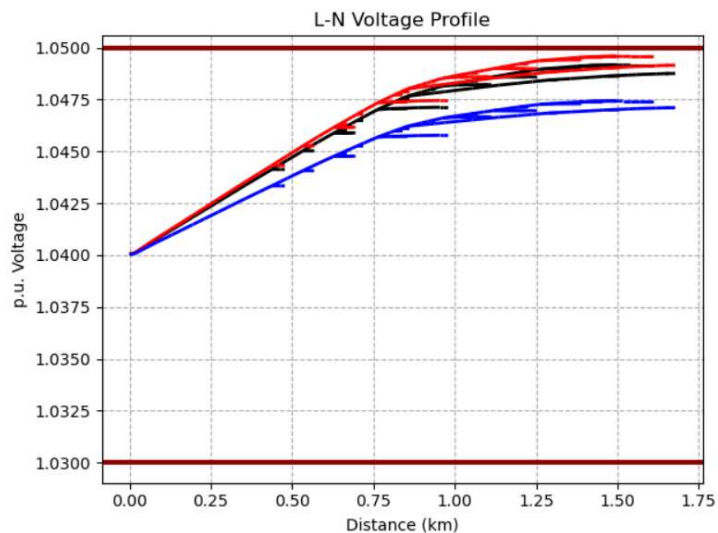
Gráfico 34 - Curva de potência do alimentador 3 com GDFV máxima para um dia de domingo.



Fonte: Autor.

Analisando o Gráfico 35 é possível afirmar que, embora as tensões em pu no fim do alimentador tenham apresentados valores bem altos, ainda não foi suficiente para ultrapassagem da tensão máxima permitida pelo módulo 8 do PRODIST, dessa forma, a simulação foi interrompida por conta da sobrecarga nos condutores.

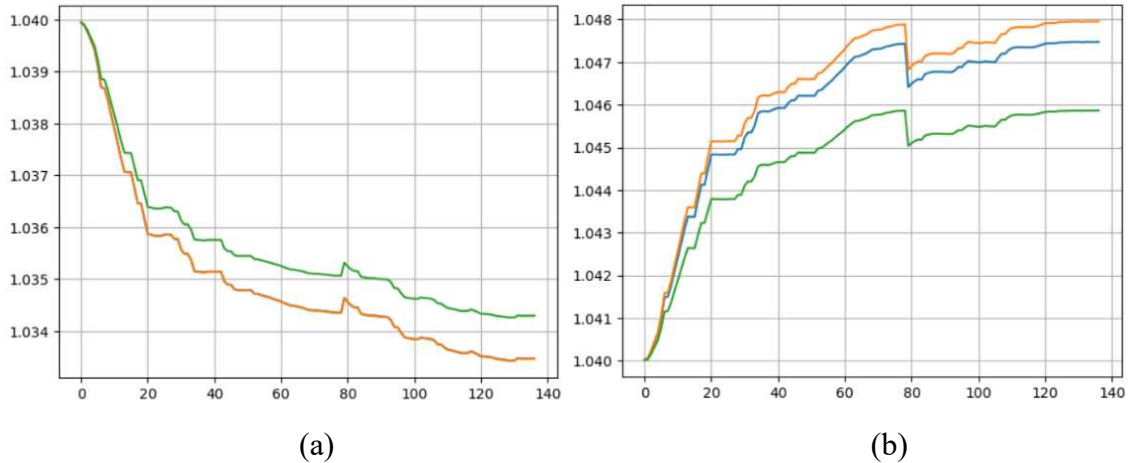
Gráfico 35 - Perfil de tensão do alimentador 3 com GDFV máxima para um dia de domingo.



Fonte: Autor.

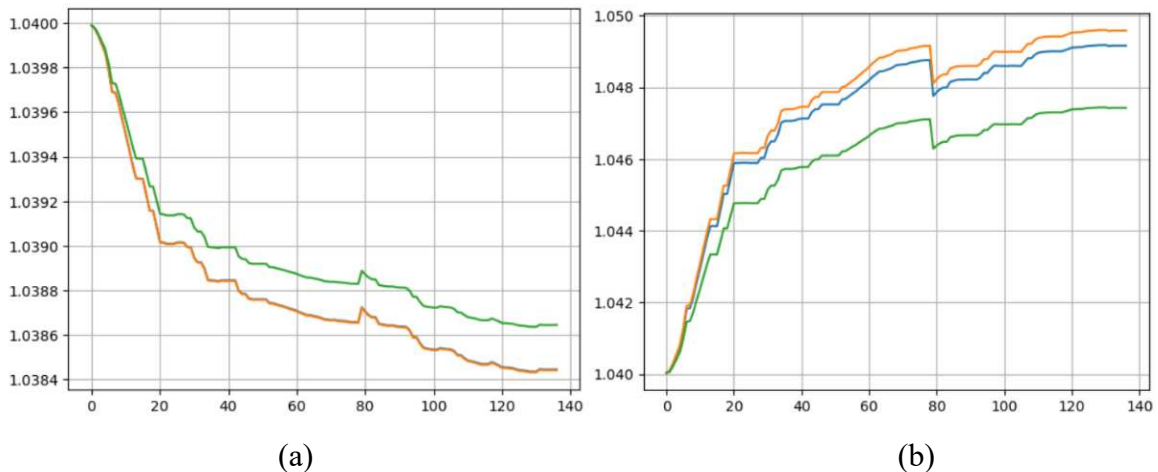
Segundo os Gráficos 36 e 37, o cenário referente ao dia de semana sem GD apresenta a maior queda de tensão, em razão da maior quantidade de cargas, enquanto o cenário de dia de fim de semana (domingo) com nível máximo de geração apresenta a maior elevação de tensão de todos os casos.

Gráfico 36 - Tensões em pu de todas as barras às 14h de um dia de semana sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).



Fonte: Autor.

Gráfico 37 - Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de domingo sem geração fotovoltaica (a) e Tensões em pu de todas as barras às 12h de um dia de fim de semana com nível máximo de geração fotovoltaica (b).



Fonte: Autor.

Diante dos resultados obtidos e levando em consideração apenas os parâmetros de sobretensão e sobrecarga, define-se que a maior potência de inserção de geração distribuída no alimentador 3 é de 4,92 MW, o alimentador pode receber mais inserção de geração fotovoltaica durante os dias de semana, porém, essa potência causaria problemas nos dias de fim de semana (domingo)/feriados e durante as férias, notadamente períodos com pouca carga. A análise

da Tabela 7 mostra que as perdas durante o fim de semana estão muito altas se comparadas com as perdas para o mesmo cenário sem geração distribuída, isso se deve em razão da baixa demanda de cargas para este período e a sobrecarga nos condutores provocada pelo nível máximo de inserção de geração.

Tabela 7 - Dados sobre perdas para o alimentador 3 com nível máximo de geração fotovoltaica.

	Perdas nos condutores (kW)	Perdas nos Transformadores (kW)	Perdas Totais (kW)	Potência de Carga (kW)	Porcentagem de Perdas do Circuito (%)
Dia de semana	27,0	24,8	51,8	1148,5	4,51
Domingo	28,6	22,6	51,2	362,9	14,10

Fonte: Autor.

5. CONCLUSÃO

Esse estudo apresentou um método para definir a máxima capacidade de hospedagem de geração distribuída de matriz fotovoltaica nos 3 alimentadores da rede de média tensão do Campus do Pici com base na sobretensão e sobrecorrente, os dados obtidos foram comparados com os dados da rede sem geração distribuída para entender os efeitos que uma grande potência de geração fotovoltaica causará nos elementos da rede.

Houve também comparação entre dados referentes a inserção de geração distribuída fotovoltaica em um dia de semana normal no campus e em um dia de domingo, para que, dessa forma, fosse possível verificar a influência que as cargas possuem na inserção de geração distribuída. Verificou-se que a rede de média tensão do Campus do Pici pode receber uma maior potência de geração durante os dias de semana em razão da grande quantidade de cargas atuando durante o momento de maior geração fotovoltaica.

Porém, a inserção máxima de geração distribuída que a rede de média tensão do Campus pode suportar foi escolhida com base no cenário de estudo para um dia de fim de semana (domingo). A pequena quantidade de cargas durante esse período da semana faz com que a potência máxima de GD que a rede pode suportar seja menor, tornando inviável a implementação da potência máxima de geração distribuída fotovoltaica obtida no cenário para o dia de semana em razão da violação de parâmetros como sobretensão e sobrecorrente.

De acordo com os resultados obtidos, para o cenário em que haja geração distribuída fotovoltaica em 30% das barras dos alimentadores, a potência máxima que pode ser inserida no alimentador 1 é de 4,62 MW, enquanto o alimentador 2 tem capacidade de inserção de até 4,75 MW de geração fotovoltaica e o alimentador 3 pode receber até 4,92 MW. Para o caso de inserção de máxima potência de forma simultânea nos três alimentadores, será necessária a utilização dos dois transformadores da subestação. O autoconsumo das cargas no momento da geração fará com que apenas uma parcela da potência máxima produzida chegue aos transformadores.

Considerando os cenários de máxima inserção de geração distribuída em todos os alimentadores, verifica-se que houve fluxo de potência reverso, isto é a potência fluiu dos geradores fotovoltaicos para o início do alimentador. Outro efeito observado para este cenário foi um aumento considerável nas perdas nos condutores.

Por fim, é possível concluir que, apesar de os níveis máximos de penetração de GD para cada alimentador estarem abaixo do necessário para causarem violação de sobretensão e sobrecarga nos condutores, essas potências de geração podem causar violação de outros parâmetros não abordados neste trabalho, portanto, fazem-se necessários estudos mais

aprofundados sobre os impactos que estes níveis de geração causam em outros parâmetros como distorção harmônica, perdas técnicas, etc.

Diante dos resultados apresentados e visando a continuidade de estudo deste tema são propostos os seguintes trabalhos futuros:

- Implementar um estudo de capacidade de hospedagem para determinar quais barras de cada alimentador podem receber mais geração distribuída;
- Estudo da viabilidade de implementar a potência máxima de geração de um dia de semana no campus e desligar os sistemas fotovoltaicos nos períodos de baixa carga como fins de semana e feriados;
- Verificar os impactos do nível de penetração de geração distribuída fotovoltaica para outros parâmetros além da sobretensão e sobrecarga como distorções harmônicas e perdas técnicas.

REFERÊNCIAS

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE PCHs E CGHs – ABRAPCH. **GD deverá ter em 2022 seu melhor ano, aponta ABGD**. Disponível em: <https://abrapch.org.br/2022/01/gd-deverater-em-2022-seu-melhor-ano-aponta-abgd/>. Acesso em: 21/04/2024.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DAS EMPRESAS DE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – ABRATE. **Sistema de Transmissão – Horizonte 2024**. Disponível em: <https://abrate.org.br/sistema-de-transmissao-horizonte-2024/>. Acesso em: 21/04/2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Micro e minigeração distribuída apresenta acréscimo de 7,4 GW em 2023**. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/noticias/2024/micro-e-minigeracao-distribuida-apresenta-acrescimo-de-7-4-gw-em-2023>. Acesso em: 03/01/2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Micro e Minigeração Distribuída**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/assuntos/geracao-distribuida>. Acesso em 12/04/2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Regras e Procedimentos de Distribuição (Prodist)**. 2022. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/procedimentos-regulatorios/prodist>. Acesso em 21/04/2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica**. 2. ed. Brasília: ANEEL, 2016. [verificar]

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Bibliografia Temática: capacidade de hospedagem (hosting capacity)**. Brasília: ANEEL, 2024.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional. PRODIST**. Módulo 8. 2011.

ALMEIDA, G.; JOTA, P. **Estudo da Elevação de Tensão em Redes de Distribuição de**

Energia Elétrica Com Alta Concentração de Gerador. VII Congresso Brasileiro de Energia Solar – CBENS, 2018.

BOLLEN, M.; HASSAN, F. **Integration of Distributed Generation in the Power System.** John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, New Jersey: IEEE, 2011

CANAL SOLAR. **Reprovação de projetos: a inversão de fluxo de potência é de fato um problema?**. Disponível em: <https://canalsolar.com.br/reprovacao-de-projetos-a-inversao-de-fluxo-de-potencia-e-de-fato-um-problema/>. Acesso em 09/02/2025.

CANAL SOLAR. **Energia gerada por usuários cresce e reduz demanda em 2023, diz CCEE.** Disponível em: <https://canalsolar.com.br/energia-gerada-por-usuarios-cresce-e-reduz-demanda-em-2023-diz-ccee/>. Acesso em 03/01/2024.

CORREIA-SILVA, D. C.; RODRIGUES, M. **Análise da Eficiência no Consumo de Energia dos Estados Brasileiros.** Planejamento E Políticas Públicas, IPEA, 2016.

SILVA, M. S.; LANA, T. R.; JÚNIOR, J. A. S.; TALARICO, M. G.; **Energia Solar Fotovoltaica: Revisão Bibliográfica.** Revista Mythos, 14(2), 51–61, 2021.

MORO, V. C.; BONADIA, R. S.; TRINDADE, F. C. L. **A Review of Methods for Assessing DER Hosting Capacity of Power Distribution Systems.** IEEE Latin America Transactions, 2022.

ENEL. **PADRÃO DE ESTRUTURA PE-C 031.** 2016

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA – EPE. **Matriz Energética e Elétrica.** Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/abcdenergia/matriz-energetica-e-eletrica#ENERGETICA>. Acesso em 09/04/2024.

EPRI. **OpenDSS.** Disponível em: <https://www.epri.com/pages/sa/openss>. Acesso em: 27/04/2024.

FADIGAS, E. A. F. A. **Energia Solar Fotovoltaica: Fundamentos, Conversão e Viabilidade técnico-econômica**. São Paulo, GEPEA - Grupo de Energia Escola Politécnica, 2012.

MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA - MME. **Brasil bate recorde de expansão da energia solar em 2023**. Disponível em: <https://www.gov.br/mme/pt-br/assuntos/noticias/brasil-bate-recorde-de-expansao-da-energia-solar-em-2023>. Acesso em: 12/04/2024.

KAGAN, N.; GOLVEA, M.; MAIA, F. C.; DUARTE, D.; LABRONICI, J.; GUIMARÃES, S. D. **Redes elétricas inteligentes no Brasil: análise de custos e benefícios de um plano nacional de implantação**. Rio de Janeiro: Sinergia: Abradee; Brasília: Aneel, 2013.

LEÃO, R. P. S. **GTD - Geração, Transmissão e Distribuição de Energia Elétrica**. Fortaleza: Universidade Federal do Ceará, 2015.

MARQUES, R. C.; KRAUTER, S. C. W.; & DE LIMA, L. C. **Energia solar fotovoltaica e perspectivas de autonomia energética para o nordeste brasileiro**. Revista Tecnologia, v. 30, n.2, 2010.

MULENGA, E.; BOLLEN, M. H. J.; ETHERDEN, N. **A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids**. International Journal of Electrical Power & Energy Systems v. 115, 2020.

NASCIMENTO, C. A. **Princípios de funcionamento da célula fotovoltaica**. Monografia (Especialização). Departamento de Engenharia, Programa de Pós-Graduação Latu-Sensu em Fontes Alternativas de Energia, Universidade Federal de Lavras, Lavras, 2004.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **O Sistema Interligado Nacional**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-que-e-o-sin>. Acesso em 08/04/2024.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA - ONS. **O Que é ONS**. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-ons/o-que-e-ons>. Acesso em 08/04/2024.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. **Manual de engenharia para sistemas fotovoltaicos**. 2014.

PRATA, I. P. **Aplicação do sistema de informação geográfica na rede de distribuição primária do campus do Pici da Universidade Federal do Ceará**. 2019. Graduação em Engenharia Elétrica - Centro de Tecnologia, Monografia. Universidade Federal do Ceará, Fortaleza, 2019.

RADATZ, P. **NEPSEL_Python_OpenDSS**. Disponível em: https://github.com/PauloRadatz/NEPSEL_Python_OpenDSS. Acesso em 10/11/2023.

SEXAUER, J. **Introdução ao OpenDSS**. Electric Power Research Institute, 2016.

TAVARES, L. A. **Matriz Elétrica Brasileira e as Tendências Futuras**. RECIMA21 - Revista Científica Multidisciplinar, 2023.

TIBA, C. **Atlas Solarimétrico do Brasil**. Editora Universitária UFPE, Recife, 2000.

TORQUATO, H. R.; BRAGA, T. M.; ANTUNES, H. M. A.; BRANDÃO, D. I. **Estratégia para estimação de hosting capacity em redes de baixa tensão usando OpenDSS: Inversores fotovoltaicos com serviços ancilares**. Congresso Brasileiro de Automática – CBA, 2022

UNIVERSIDADE FEDERAL DO CEARÁ. Biblioteca Universitária. **Guia de normalização de trabalhos acadêmicos da Universidade Federal do Ceará**. Fortaleza: Biblioteca Universitária, 2013. Disponível em: <https://biblioteca.ufc.br/wp-content/uploads/2019/10/guia-de-citacao-06.10.2019.pdf>. Acesso em: 9 jun. 2021.