



UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA
CENTRO TECNOLÓGICO
DEPARTAMENTO DE ENGENHARIA ELÉTRICA E ELETRÔNICA
CURSO DE GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

Lucas Hack de Souza Neto

**Avaliação em regime permanente do impacto da geração fotovoltaica no perfil
de tensão diário de um alimentador da rede de distribuição**
Caso de estudo: Alimentador real da região metropolitana de Florianópolis

Florianópolis

2025

Lucas Hack de Souza Neto

**Avaliação em regime permanente do impacto da geração fotovoltaica no perfil
de tensão diário de um alimentador da rede de distribuição**

Caso de estudo: Alimentador real da região metropolitana de Florianópolis

Trabalho de Conclusão de Curso submetido ao curso de Engenharia Elétrica do Centro Tecnológico Campus da Universidade Federal de Santa Catarina como requisito parcial para a obtenção do título de Bacharel em Engenharia Elétrica

Orientador: Vinicius Hirassaki, Me. Eng. Elétrica.

Florianópolis

2025

Neto, Lucas Hack de Souza

Avaliação em regime permanente do impacto da geração fotovoltaica no perfil de tensão diário de um alimentador da rede de distribuição. : Caso de estudo: Alimentador real da região metropolitana de Florianópolis / Lucas Hack de Souza Neto ; orientador, Vinícius Hirassaki, 2025.

79 p.

Trabalho de Conclusão de Curso (graduação) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2025.

Inclui referências.

1. Engenharia Elétrica. 2. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 3. geração distribuída. 4. fluxo de potência em redes de distribuição. 5. perfil de tensão. I. Hirassaki, Vinícius . II. Universidade Federal de Santa Catarina. Graduação em Engenharia Elétrica. III. Título.

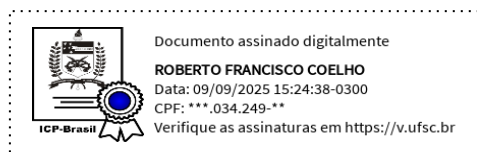
Lucas Hack de Souza Neto

**Avaliação em regime permanente do impacto da geração fotovoltaica no perfil
de tensão diário de um alimentador da rede de distribuição**

Caso de estudo: Alimentador real da região metropolitana de Florianópolis

Este Trabalho de Conclusão de Curso foi julgado adequado para obtenção do título de
“Bacharel em Engenharia Elétrica” e aprovado em sua forma final pelo Curso de Graduação
em Engenharia Elétrica.

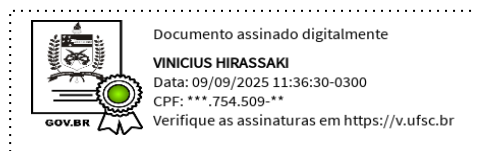
Local Florianópolis, 05 de setembro de 2025.



Prof. Roberto Francisco Coelho, Dr. Engº

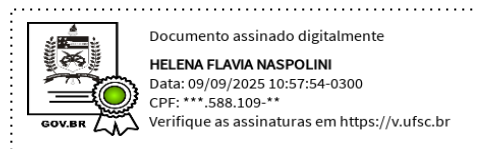
Coordenador do Curso de Graduação em Engenharia Elétrica

Banca examinadora



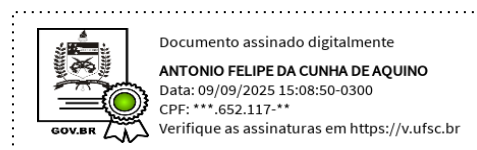
Eng. Vinicius Hirassaki, Me.

Orientador



Prof.^a Helena Flávia Naspolini, Dr^a

Universidade Federal de Santa Catarina



Eng. Antonio Felipe da Cunha de Aquino, Dr.

Operador Nacional do Sistema Elétrico

Florianópolis, 2025.

Este trabalho é dedicado à minha família,
especialmente ao meu pai, por fornecerem
todo o amor e suporte possível para isso
acontecer.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais, minha mais sincera gratidão pelo amor incondicional e pelo apoio dedicado à minha educação, que me acompanharam e me fortaleceram ao longo de toda a minha vida.

Agradeço à Professora Helena, que, ao me oferecer a oportunidade de trabalhar no Laboratório de Gestão da Energia Elétrica (LabGEEL), influenciou de maneira decisiva minha formação e meu crescimento profissional, sendo fundamental para a conclusão da minha jornada acadêmica.

Aos meus amigos do LabGEEL que proporcionaram grandes aprendizados e companhia durante metade da minha graduação. Um agradecimento especial ao meu orientador, Vinícius Hirassaki, por todo o apoio durante o desenvolvimento deste trabalho.

Aos meus amigos, pelo apoio e pelo companheirismo durante toda a jornada acadêmica, por quem tive a honra de compartilhar vivências e construir histórias.

Muito obrigado a todos!

RESUMO

O objetivo deste trabalho é realizar uma análise do perfil de tensão diário de um alimentador real da rede de distribuição frente à inserção da geração fotovoltaica distribuída. Tal rede, integrante do sistema elétrico da região metropolitana de Florianópolis, foi modelada e validada nos *softwares* ANAREDE e ANATEM e de informações disponibilizadas pela concessionária. Os perfis de carga dos dias em estudo foram obtidos através de indicadores de correlação e erro quadrático médio, com o intuito de obter o perfil que melhor representasse um dia de consumo típico para as épocas de verão e inverno. Para os dias de carga selecionados foi obtido o fator de capacidade da geração fotovoltaica por meio de um modelo de previsão de geração a partir de aprendizado de máquina. As simulações dos perfis de tensão da rede foram realizadas via ANAREDE e ANATEM, considerando cenários de carga de verão e inverno, variação horária da carga e diferentes níveis de penetração de geração fotovoltaica. A análise dos resultados demonstrou que a inserção de geração fotovoltaica promove melhora no perfil de tensão do alimentador ao longo do dia, com as tensões nas barras do sistema apresentando uma tendência a se tornar progressivamente mais uniformes à medida que a penetração da geração fotovoltaica aumenta. Além disso, evidenciou-se que a influência da geração fotovoltaica é significativamente maior em cenários de baixa carga, onde mesmo um percentual de potência instalada relativamente baixo já é suficiente para influenciar o perfil de tensão do alimentador.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica; geração distribuída; fluxo de potência em redes de distribuição; perfil de tensão.

ABSTRACT

The aim of this study is to analyze the daily voltage profile of a real distribution feeder in the face of distributed photovoltaic generation. This grid, part of the electrical system in the metropolitan region of Florianópolis, was modeled and validated using the ANAREDE and ANATEM software, based on information provided by the utility company. The load profiles for the days under study were obtained through correlation and mean square error indicators to find the profile that best represented a typical day of consumption for both summer and winter. For the selected load days, the Capacity Factor (CF) of the photovoltaic generation was calculated using a machine learning-based generation forecasting model. Simulations of the grid's voltage profile were conducted in *softwares* ANAREDE and ANATEM, considering the obtained summer and winter load scenarios, hourly load variation, and different levels of photovoltaic generation penetration. The analysis of the results demonstrated that the integration of photovoltaic generation promotes an improvement in the feeder's voltage profile throughout the day. The voltages at the system's buses showed a tendency to become progressively more uniform as the penetration of photovoltaic generation increases. Furthermore, it was evidenced that the influence of photovoltaic generation is significantly greater in low-load scenarios, where even a relatively low percentage of installed power is sufficient to shape the feeder's voltage profile, leading it to follow the behavior of the solar irradiance curve.

Keywords: Grid-connected Photovoltaic Systems; Distributed Generation; Power Flow in Distribution Networks; Voltage Profile.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 – Previsão da evolução da capacidade instalada no SIN - julho de 2025/ dezembro 2029	18
Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil.....	19
Figura 3 - Classificação de diferentes tipos de Geração Distribuída	23
Figura 4 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.....	25
Figura 5 - Diagrama eletrogeográfico do alimentador com destaque para os pontos indicados no relatório de fluxo de potência.	34
Figura 6 - Informações referentes a corrente, demanda e tensão fase-neutro do alimentador.	35
Figura 7 - Exemplo de informações referentes aos transformadores do alimentador.	37
Figura 8 - Localização geográfica das estações meteorológicas.	45
Figura 9 - Curvas de cargas – Fevereiro/2024.....	58
Figura 10 - Curvas de cargas – Julho/2024.	58
Figura 11 - Radiação Global e Média do Terceiro Quartil em 23 de fevereiro (04:00 - 20:00)	59
Figura 12 - Radiação Global e Média do Terceiro Quartil em 24 de julho (04:00 - 20:00).	60
Figura 13 - Fator de Capacidade - 23 de fevereiro.	61
Figura 14 - Fator de Capacidade - 24 de julho.....	61
Figura 15 - Mapa de calor das barras para o cenário A - Fevereiro.	62
Figura 16 - Mapa de calor das barras para o cenário A - Julho.	63
Figura 17 - Perfil de tensão diário da barra de maior tensão - Fevereiro.	64
Figura 18 - Perfil de tensão diário da barra de menor tensão - Fevereiro. ...	65
Figura 19 - Perfil de tensão diário da barra de maior carga - Fevereiro.	65
Figura 20 - Perfil de tensão diário da barra de maior tensão - Julho.	67
Figura 21 - Perfil de tensão diário da barra de menor tensão - Julho.....	67
Figura 22 - Perfil de tensão diário da barra de maior carga - Julho.....	68

LISTA DE QUADROS

Quadro 1 - Barras modeladas.....	51
Quadro 2 - Potência das cargas para os patamares de carga leve e pesada.	52
Quadro 3 - Informações dos parâmetros calculados.....	53
Quadro 4 - Parâmetros obtidos para os transformadores.	55
Quadro 5 - Correntes CC trifásico.	57

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Valores de conformidade 380/220 V	28
Tabela 2 - Carregamentos nominais do alimentador e do transformador da SE	37
Tabela 3 – Parâmetros elétricos dos cabos do alimentador.....	37
Tabela 4 - Comprimentos totais de trechos do alimentador com a mesma formação/cabos, constantes do relatório de fluxo de potência e do diagrama unifilar do alimentador.	38
Tabela 5 - Fatores de correção aplicados aos comprimentos de formação/cabo cada trecho.....	38
Tabela 6 - Valores utilizados na modelagem dos transformadores	43
Tabela 7 - Dados disponíveis das estações meteorológica	46
Tabela 8 - Cenários simulados	49
Tabela 9 - Valores de potência ativa, reativa e do FP para o patamar de carga leve.	56
Tabela 10 - Valores de potência ativa, reativa e do FP para o patamar de carga pesada.....	56
Tabela 11 - Maior e menor valor de tensão - Fevereiro.	63
Tabela 12 - Maior e menor valor de tensão - Julho.....	63

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	17
1.1	CONTEXTO.....	17
1.2	MOTIVAÇÃO	20
1.3	OBJETIVOS.....	21
1.3.1	Objetivo Geral	21
1.3.2	Objetivos Específicos.....	21
2	REVISÃO BIBLIOGRÁFICA.....	23
2.1	GERAÇÃO DISTRIBUÍDA	23
2.2	ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA	24
2.2.1	Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede	24
2.3	IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DA REDE ..	25
2.4	QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA	27
2.4.1	Tensão em Regime Permanente	27
2.5	IMPACTO NO PERFIL DE TENSÃO DA REDE.....	28
3	METODOLOGIA.....	31
3.1	CONSIDERAÇÕES INICIAIS.....	32
3.1.1	Ferramentas computacionais	32
3.1.2	Coleta de dados	33
3.1.2.1	<i>Relatório de fluxo de potência do alimentador (software SICOTEN)</i>	33
3.1.2.2	<i>Dados Alimentador - Corrente, demandas e tensões</i>	<i>35</i>
3.1.2.3	<i>Informações da Subestação.....</i>	<i>36</i>
3.1.2.4	<i>Diagrama Unifilar - Alimentador.....</i>	<i>36</i>
3.1.2.5	<i>Informações referentes aos transformadores de distribuição</i>	<i>36</i>
3.1.2.6	<i>Informações referentes a trechos do alimentador.....</i>	<i>37</i>
3.2	MODELAGEM E VALIDAÇÃO DA REDE	39
3.2.1	Definições de barras do sistema	39
3.2.2	Obtenção dos parâmetros equivalentes das cargas	39
3.2.3	Obtenção dos parâmetros equivalentes dos trechos das linhas de distribuição.....	41
3.2.4	Obtenção dos parâmetros equivalentes dos transformadores	42
3.3	PERFIS DE CARGA	43

3.4	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	45
3.4.1	Dados meteorológicos	45
3.4.2	Dias de geração	46
3.4.3	Estimativa de Fator de Capacidade	47
3.5	CENÁRIOS SIMULADOS	49
4	RESULTADOS E DISCUSSÃO	51
4.1	MODELAGEM E VALIDAÇÃO DA REDE	51
4.1.1	Modelagem do alimentador.....	51
4.1.2	Validação da modelagem do alimentador nos softwares ANAREDE e ANATEM em regime permanente	56
4.1.3	Topologia da rede	57
4.2	PERFIS DE CARGA	58
4.3	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	59
4.4	RESULTADOS.....	62
4.4.1	Cenário A – Sem geração FV	62
4.4.2	Perfil de tensão diário.....	64
5	CONCLUSÃO.....	71
	REFERÊNCIAS	73
	ANEXO A – TOPOLOGIA DO ALIMENTADOR.....	77

1 INTRODUÇÃO

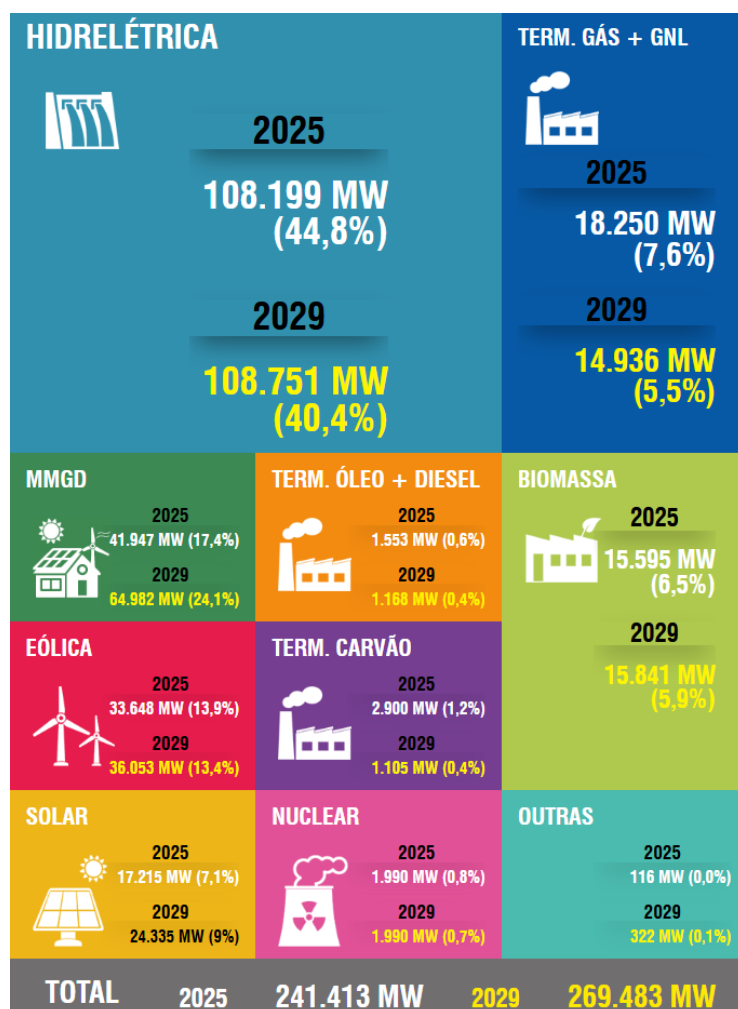
Neste capítulo são apresentados o contexto, motivação e os objetivos do Trabalho de Conclusão de Curso.

1.1 CONTEXTO

Globalmente, observa-se um movimento crescente de incentivos e planos para a descarbonização da economia, com metas ambiciosas para a redução de emissões de gases de efeito estufa. Acordos internacionais, como o de Paris (Acordo de Paris, 2015), reforçam a necessidade de países em todo o mundo investirem em tecnologias limpas e em fontes de energia renováveis para combater o aquecimento global. Governos, empresas e instituições financeiras estão direcionando investimentos para energias renováveis, eficiência energética e outras soluções de baixo carbono, visando construir um futuro energético mais resiliente e ecologicamente responsável.

O Brasil sempre se destacou pela predominância da geração hidrelétrica em sua matriz energética. Historicamente, essa fonte representou a espinha dorsal do suprimento de eletricidade do país, impulsionando o seu desenvolvimento industrial e urbano, e garantindo estabilidade ao sistema elétrico, além de se tratar de uma fonte de energia limpa. Visando alinhar-se com os objetivos globais, é possível observar um grande investimento em energias renováveis, além da hidrelétrica: fontes como a eólica, biomassa e a solar fotovoltaica têm ganhado destaque no cenário energético brasileiro, conforme demonstra a Figura 1 (ONS, 2025).

Figura 1 – Previsão da evolução da capacidade instalada no SIN - julho de 2025/ dezembro 2029

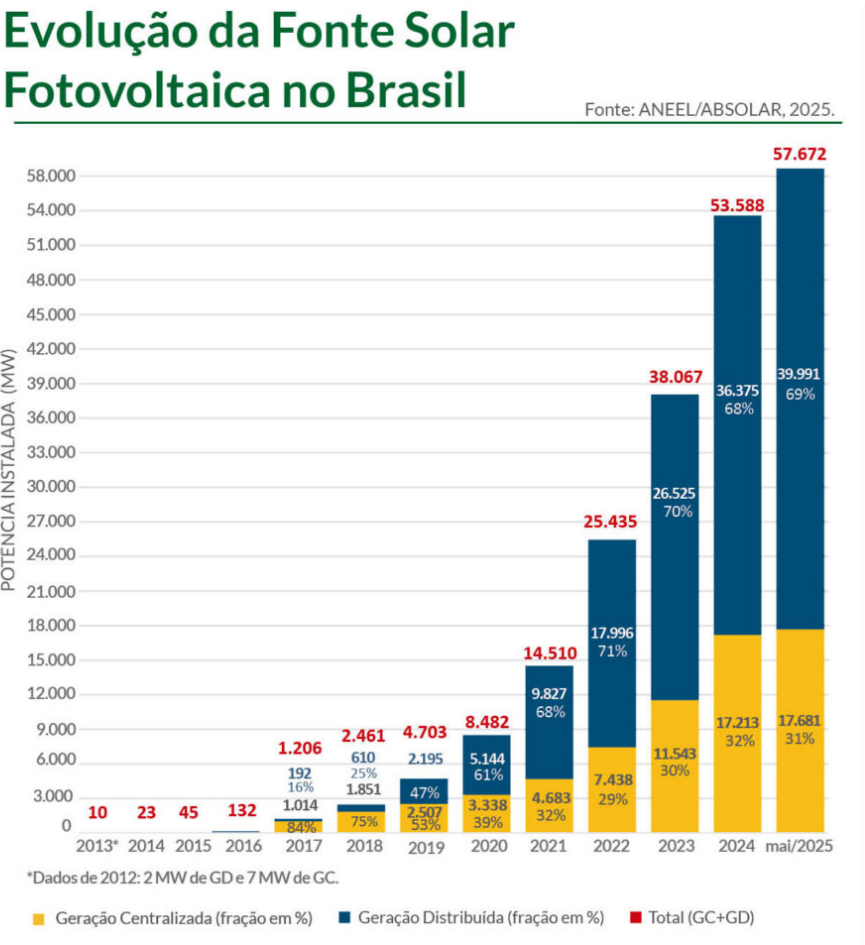


Fonte: PMO julho/2025 (ONS, 2025).

A geração fotovoltaica no Brasil tem experimentado um crescimento exponencial nos últimos anos, tornando-se uma das fontes de energia mais promissoras do país (ABSOLAR, 2025). Um dos principais motivos para a expansão da geração fotovoltaica é o incentivo à instalação de Geração Distribuída (GD), que permite a consumidores gerarem sua própria energia através de módulos solares e injetarem o excedente na rede da distribuidora local. Esse excedente gera créditos energéticos que podem ser utilizados para abater o consumo em meses posteriores, tornando o investimento em energia solar economicamente atrativo. A regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio de resoluções como a REN 482/2012 (ANEEL, 2012) e, mais recentemente, a Lei nº 14.300/2022 (ANEEL, 2022), solidificou as bases para esse modelo, oferecendo

segurança jurídica e previsibilidade para investidores e consumidores. A Figura 2 apresenta a evolução da fonte solar fotovoltaica no Brasil.

Figura 2 - Evolução da Fonte Solar Fotovoltaica no Brasil



Fonte: ANEEL/ABSOLAR, 2025.

O crescimento da capacidade instalada de Geração Distribuída no Brasil tem sido notável. De algumas poucas instalações há uma década, o país saltou para milhões de sistemas fotovoltaicos conectados à rede. Segundo o estudo estratégico de Geração Distribuída da Greener, em 2024, foram reportados 94,6 mil kits fotovoltaicos vendidos, representando um aumento de 42% em relação ao ano anterior (GREENER, 2025).

A crescente conexão de geradores fotovoltaicos à rede de distribuição leva a uma série de desafios, uma vez que tais redes convencionais foram projetadas e dimensionadas para alimentar cargas com fluxo de energia unidirecional (BARATA, 2017).

Apesar dos inúmeros benefícios e do potencial transformador da geração distribuída, a crescente inserção de fontes intermitentes no sistema elétrico, como a solar fotovoltaica, impõe novos desafios à qualidade de energia elétrica. Nesse contexto, Braun-Grabolle (2010) aponta que:

Devido à introdução da geração distribuída na rede de distribuição, a tendência é de a rede de distribuição alterar a sua característica passiva, podendo ter um impacto significativo na operação do sistema e equipamentos em termos de confiabilidade, qualidade, estabilidade e segurança (BRAUN-GRABOLLE, 2010, p. 25).

1.2 MOTIVAÇÃO

Atualmente, há um grande interesse por parte dos consumidores em instalar sistemas de geração fotovoltaica, visando um investimento a longo prazo que traz grandes benefícios com relação à economia de dinheiro.

A Empresa de Pesquisa Energética (EPE), por meio da publicação do mais recente Caderno de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) – Baterias, integrante do Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034 (EPE, 2024), projeta uma significativa expansão da capacidade instalada acumulada de MMGD no Brasil. A previsão para 2034 indica que o país atingirá 58,8 GW de potência instalada acumulada, ressaltando a relevância de investigações e estudos aprofundados sobre os aspectos técnicos relacionados à geração fotovoltaica e suas implicações na rede de distribuição.

Dentre os problemas que podem surgir em decorrência da massiva conexão de geradores fotovoltaicos, destaca-se o fenômeno da instabilidade de tensão, considerado uma preocupação constante na operação dos sistemas de potência (BARATA, 2017).

A estabilidade de tensão de um sistema de potência é definida pela sua capacidade em manter níveis aceitáveis de tensão em todas as suas barras sob condições operacionais, mesmo após alguma perturbação (HATZIARGYRIOU, 2021). Neste sentido, esse trabalho se faz de grande importância, trazendo mais informações para o planejamento e expansão do Sistema Elétrico Brasileiro, agregando para a análise dos perfis de tensão da rede de distribuição com a inserção de geradores fotovoltaicos.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo Geral

O objetivo principal deste Trabalho de Conclusão de Curso é realizar uma análise em regime permanente do perfil de tensão diário de um alimentador de distribuição frente à inserção da geração fotovoltaica distribuída. A análise considera um alimentador real do sistema elétrico, modelado e validado nos softwares ANAREDE e ANATEM, considerando cenários de carga de verão e inverno, variação horária da carga e diferentes níveis de penetração de geração fotovoltaica.

Com os resultados obtidos, procurar-se-á abordar desafios da inserção de geração fotovoltaica no sistema de distribuição no que tange aos níveis de tensão da rede.

1.3.2 Objetivos Específicos

Os objetivos específicos deste Trabalho de Conclusão de Curso são:

- Realizar levantamentos de padrões sazonais (verão e inverno) de carga, bem como de variações típicas de carga durante a jornada diária, para um alimentador de distribuição real;
- Realizar levantamentos de padrões sazonais (verão e inverno) da micro e minigeração distribuída (MMGD), bem como de variações típicas da MMGD durante a jornada diária, para um alimentador de distribuição real;
- Modelar um alimentador de distribuição real no programa ANAREDE, incluindo os seus principais elementos, suas cargas e geração (MMGD);
- Simular nos softwares ANAREDE e ANATEM os diferentes cenários de carga e de geração e analisar os resultados, tendo como foco o perfil de tensão do alimentador.

2 REVISÃO BIBLIOGRÁFICA

Neste capítulo é apresentada a revisão bibliográfica dos assuntos relacionados ao tema e aos objetivos desse Trabalho de Conclusão de Curso.

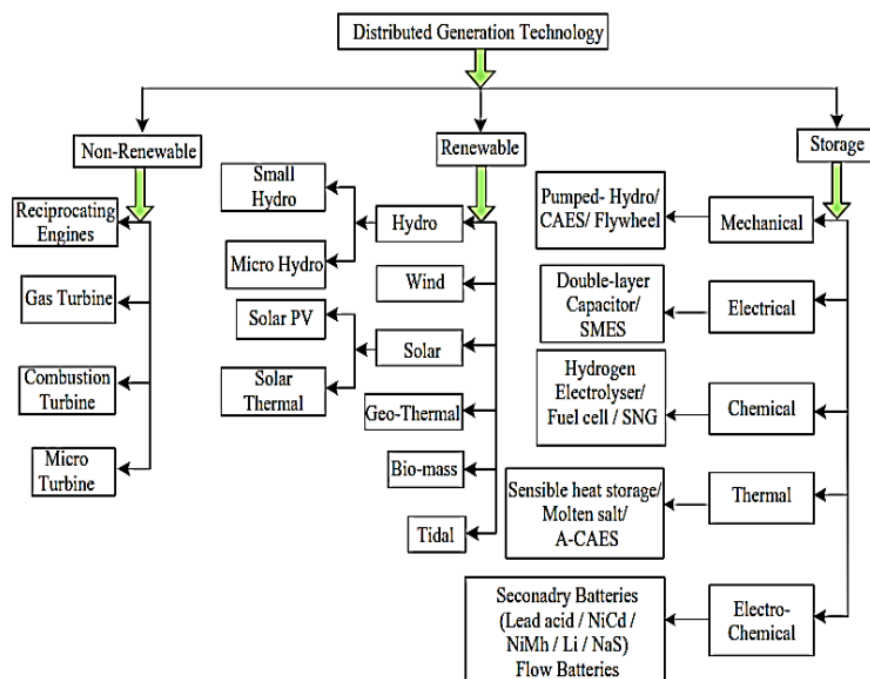
2.1 GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

A definição de geração distribuída varia conforme o país, não há um consenso quanto a sua definição. Alguns países adotam como critério principal o nível de tensão, enquanto outros a caracterizam pela sua conexão direta a circuitos que fornecem energia às cargas dos próprios consumidores.

Para o *Institute of Electrical and Electronics Engineers, Inc.* (IEEE), a definição de GD é a geração de eletricidade por instalações significativamente menores que as usinas geradoras centralizadas, geralmente de 10 MVA ou menos, de modo a permitir a interconexão em praticamente qualquer ponto do sistema elétrico (IEEE, 2018).

Khetrapal, (2020) realiza uma classificação de várias tecnologias de GD, conforme demonstra a Figura 3.

Figura 3 - Classificação de diferentes tipos de Geração Distribuída



Fonte: (Khetrapal, 2020).

No Brasil a GD é definida como a produção de energia elétrica realizada pelos próprios consumidores, ou por pequenos geradores, em seus locais de consumo ou próximos a eles. No Brasil a GD é regulamentada principalmente pela Lei nº 14.300/2022, conhecida como o Marco Legal da Geração Distribuída.

Dentro da regulamentação, há a definição de duas categorias de GD, sendo elas (BRASIL, 2022):

- Microgeração Distribuída: Sistemas com potência instalada de até 75 kW;
- Minigeração Distribuída: Sistemas com potência instalada superior a 75 kW e inferior a 5 MW (para fontes despacháveis) ou 3 MW (para fontes não despacháveis, como a solar).

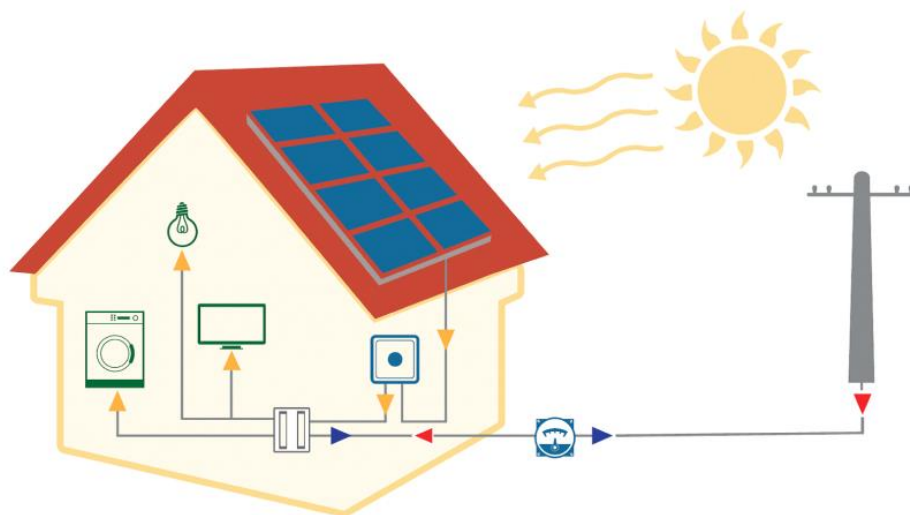
2.2 ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA

A energia solar fotovoltaica é a energia obtida através da conversão direta da luz em eletricidade, sendo a célula fotovoltaica, um dispositivo fabricado com material semicondutor, a unidade fundamental desse processo de conversão (PINHO; GALDINO, 2014).

2.2.1 Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede

Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFCR) são sistemas que permitem a integração direta da energia solar gerada localmente com a rede elétrica pública. Esse tipo de sistema é utilizado principalmente em residências, comércios e indústrias que desejam reduzir seus custos com energia. A Figura 4 apresenta a topologia de um SFCR.

Figura 4 - Sistema Fotovoltaico Conectado à Rede.



Fonte: ABSOLAR, 2025.

Os SFCR eliminam a necessidade de baterias ou outros acumuladores de energia. Isso se deve ao fato de que a eletricidade gerada pode ser utilizada de imediato pela própria carga local, ou ser diretamente enviada para a rede elétrica convencional, onde será consumida por outras unidades conectadas ao sistema de distribuição. A geração fotovoltaica atua como uma fonte de energia que complementa o fornecimento do sistema elétrico principal ao qual está interligada (PINHO; GALDINO, 2014).

Um dos principais benefícios desses sistemas é a compensação de energia elétrica. Quando há produção superior ao consumo, o excedente é registrado por um medidor bidirecional e convertido em créditos que podem ser utilizados em períodos em que não há geração suficiente, como à noite ou em dias nublados. Esse modelo é regulamentado no Brasil pela Lei nº 14.300/2022 que define as condições de acesso, geração e uso dos créditos em sistemas de micro e minigeração distribuída.

2.3 IMPACTO DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA NA QUALIDADE DA REDE

A qualidade no fornecimento de energia elétrica é um aspecto crucial para qualquer sistema de distribuição, com impacto direto sobre os consumidores finais. Esse conceito de qualidade da energia abrange diversos fatores, como a garantia de disponibilidade do suprimento, a estabilidade da frequência e da magnitude da tensão, e as características ideais da forma de onda. Assim, a energia é considerada de alta

qualidade quando seu fornecimento é contínuo, mantendo valores de tensão e frequência dentro de limites aceitáveis e estáveis, e apresentando uma forma de onda predominantemente senoidal e sem distorções (JOHNSON; HASSAN, 2016).

A qualidade da energia indica o quão próximo as características da eletricidade fornecida estão de um modelo ideal. Esse modelo seria uma onda de tensão e corrente sem defasagem, perfeitamente senoidal, onde a corrente e a tensão estariam em total sintonia. Portanto, a qualidade da energia não se limita apenas a oscilações nos níveis de tensão, mas também engloba uma série de outras distorções mais sutis em relação a esse padrão ideal. As harmônicas são um exemplo claro disso. Elas são componentes múltiplas exatas da frequência elétrica principal que se sobrepõem a ela e podem impactar o funcionamento de certos equipamentos, como os inversores de frequência (Eto *et al.*, 2001, p. 5).

Tradicionalmente, as redes de distribuição foram projetadas para transportar energia elétrica, recebidas da rede de transmissão, até os consumidores finais em níveis de tensão mais baixos. Esse planejamento era feito com base em análises determinísticas, como estudos de fluxo de carga, que consideravam os cenários mais severos para assegurar o funcionamento do sistema com o mínimo de intervenção operacional. Assim, os aspectos de controle da rede eram tratados ainda na fase de planejamento. No entanto, essa forma de operar a rede pode limitar a inserção de geração distribuída em infraestruturas já existentes, dificultando sua integração de forma eficiente e segura (Lopes et al., 2007).

Tradicionalmente, as redes de distribuição que não contam com GD são vistas como passivas, pois a potência elétrica flui em um único sentido: do sistema de transmissão para os consumidores. No Brasil, toda a malha elétrica que conecta a geração, a transmissão e os pontos de consumo é conhecida como Sistema Interligado Nacional (SIN). A ANEEL define o SIN como o "conjunto de instalações e de equipamentos que possibilitam o suprimento de energia elétrica nas regiões do país interligadas eletricamente" (ANEEL, 2019). A inclusão de GD pode resultar em fluxos de energia bidirecionais, ou seja, a potência elétrica pode fluir no sentido rede-consumidor e vice-versa. Para lidar com essa complexidade, as redes de distribuição ativas precisam ser mais flexíveis, ter mais inteligência e contar com sistemas de controle inteligentes e distribuídos (BRAGA, 2021, p. 45).

No Brasil, os Procedimentos de Distribuição Módulo 8 (PRODIST – Módulo 8) da ANEEL são os documentos que estabelecem, entre outros aspectos, as diretrizes

e os requisitos para a Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica no Brasil, definindo indicadores, limites e metodologias para a medição e gestão da qualidade do produto e do serviço (continuidade do fornecimento), além de especificar os instrumentos de medição e os critérios para compensação aos consumidores em caso de não conformidade.

2.4 QUALIDADE DO FORNECIMENTO DE ENERGIA ELÉTRICA

Para esse trabalho, utilizando os requisitos operacionais contidos no PRODIST Módulo 8, são analisados somente os fenômenos de conformidade de tensão em regime permanente.

2.4.1 Tensão em Regime Permanente

A verificação da conformidade de tensão envolve a constante comparação da magnitude da tensão medida no ponto de conexão com os consumidores em relação a padrões predefinidos, classificando-a como “ADEQUADA”, “PRECÁRIA” ou “CRÍTICA”. As distribuidoras têm a responsabilidade de monitorar esses níveis em toda a rede de distribuição, utilizando-se recursos e tecnologias para assegurar que a tensão se mantenha dentro dos padrões adequados e prevenir desvios. Essa avaliação é feita por meio de um conjunto de leituras, seguindo metodologias específicas para indicadores individuais e coletivos, conforme as modalidades definidas.

A conformidade dos níveis de tensão deve ser avaliada em todos os pontos de conexão com a Rede de Distribuição, utilizando os indicadores estabelecidos no documento. As Tensões de Leitura (TL) são comparadas a uma tensão de referência (nominal ou contratada), e os valores nominais são definidos no planejamento do sistema para garantir compatibilidade com os equipamentos elétricos dos consumidores. A Tabela 1 apresenta valores de conformidade conforme indicado no PRODIST.

Tabela 1 - Valores de conformidade 380/220 V

Tensão de Atendimento	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (pu)
Adequada	$(0,92 \leq TL \leq 1,05)$
Precária	$(0,87 \leq TL < 0,92 \text{ ou } 1,05 < TL \leq 1,06)$
Crítica	$(TL < 0,87 \text{ ou } TL > 1,06)$

Fonte: Prodlist Módulo 8, 2022.

2.5 IMPACTO NO PERFIL DE TENSÃO DA REDE

Os sistemas de distribuição são projetados para que a potência elétrica flua dos transformadores das subestações em direção aos pontos finais dos alimentadores. A tensão de saída das subestações é definida para garantir que todos os consumidores ao longo do alimentador recebam energia dentro dos padrões aceitáveis. Isso é necessário porque, devido às perdas ao longo do percurso, ocorre uma queda gradual de tensão.

Apesar dessa queda, é fundamental que os níveis de tensão se mantenham dentro dos limites regulamentares estabelecidos pelas normas técnicas, a fim de assegurar a qualidade e a confiabilidade do fornecimento. Se a tensão sair desses limites, podem ocorrer problemas como mau funcionamento de equipamentos, perdas excessivas e redução da vida útil dos dispositivos conectados à rede. Por isso, o planejamento da rede considera os perfis de carga e as perdas elétricas, de modo a garantir o fornecimento adequado, mesmo nos pontos mais distantes das subestações.

A GD, ao ser integrada à rede elétrica não deve comprometer a qualidade do fornecimento de energia. Um dos impactos mais notáveis, especialmente quando há uma grande concentração de GD em um mesmo alimentador, é a elevação do perfil de tensão. Isso significa que os níveis de tensão na rede podem subir acima dos limites operacionais seguros, o que pode afetar a vida útil e o funcionamento de equipamentos conectados.

Quando muitos sistemas fotovoltaicos são conectados a um alimentador da rede de distribuição, pode ocorrer um fenômeno conhecido como fluxo de potência reverso, especialmente durante períodos de baixa demanda de carga e alta irradiância solar. Nesses momentos, a geração local pode superar o consumo, fazendo com que o excedente de energia flua em direção à subestação, no sentido oposto ao planejado originalmente para o sistema. Essa condição pode provocar um aumento significativo

da tensão ao longo das linhas de distribuição, principalmente nas extremidades dos alimentadores, onde a regulação de tensão já é naturalmente mais sensível (BRAUN-GRABOLLE, 2010).

Caso esse aumento ultrapasse os limites estabelecidos pelas normas técnicas, a qualidade do fornecimento pode ser comprometida, resultando em riscos para os equipamentos conectados, além de possíveis violações regulatórias.

3 METODOLOGIA

Para a análise pretendida neste TCC, a modelagem do alimentador em estudo foi necessária. A fim de simular com precisão o comportamento das tensões da rede e o fluxo de potência, foram utilizados *softwares* ANAREDE e ANATEM, desenvolvidos pelo CEPEL (Centro de Pesquisas de Energia Elétrica).

A modelagem e validação do alimentador nesses programas foi feita a partir de um conjunto de dados técnicos e relatórios fornecidos pela concessionária de energia. Os dados fornecidos apresentaram as especificações detalhadas de todos os equipamentos que compõem o alimentador, como transformadores, linhas, e outros componentes, garantindo que a representação computacional fosse representativa da rede de distribuição real para a realização de análises de fluxo de potência. Com os equipamentos modelados, foi necessário realizar estudos de fluxo de potência, para os patamares de carga leve e pesada, com o intuito de validação do sistema analisado. Visando complementar a validação da rede modelada, foi utilizado o *software* ANATEM para simulações de curto-circuito trifásicos ao longo do alimentador.

Adicionalmente, foi necessário obter as curvas de carga representativas dos dias selecionados para o estudo. Esse processo foi realizado por meio de filtros correlação e erro quadrático médio a fim de identificar um dia representativo para o verão e outro para o inverno, considerando os meses de fevereiro e julho como referência. A partir dessas curvas, torna-se possível modelar a carga no *software* ANAREDE, atribuindo perfis horários que reflitam o comportamento real do sistema em cada período analisado.

A utilização das curvas de carga representativas permite avaliar o desempenho do sistema em diferentes condições sazonais, identificando possíveis variações nos fluxos de potência, nos níveis de tensão e no carregamento das linhas. Com isso, a simulação via ANAREDE fornece subsídios para analisar a segurança, confiabilidade e qualidade da rede, servindo como base para a análise da inserção de geração FV distribuída.

Para este estudo, a estimativa do fator de capacidade (FC) da geração fotovoltaica foi realizada a partir da metodologia, desenvolvida em pesquisa realizada no Laboratório de Gestão de Energia Elétrica (HIRASSAKI, 2024). Tal metodologia

servirá como a base técnica para o cálculo do FC que será, então, utilizado na estimativa da geração solar FV a ser utilizada nas simulações de fluxo de potência.

Por fim, será realizada uma análise dos resultados obtidos frente a diferentes cenários de geração fotovoltaica.

3.1 CONSIDERAÇÕES INICIAIS

Para a realização deste trabalho, foram necessárias definições técnicas sobre o estudo. Como o objetivo do trabalho é analisar o perfil de tensão diário de um alimentador real com a inserção de GD, foi necessário solicitar à concessionária dados técnicos dos equipamentos integrantes do alimentador para sua modelagem no *software*. Também foi necessária a escolha de um *software* adequado para a solução do fluxo de potência para a obtenção dos parâmetros a serem analisados.

Uma vez que o estudo se concentra na geração fotovoltaica, a análise foi restrita ao período do dia em que a geração fotovoltaica é mais proeminente, ou seja, entre 06:00 e 18:00 no verão e entre 08:00 e 18:00 no inverno.

3.1.1 Ferramentas computacionais

Para a realização deste trabalho, foram utilizados dois softwares desenvolvidos pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (CEPEL): o Programa de Análise de Redes (ANAREDE) e o Programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos (ANATEM). Essas ferramentas permitiram a simulação e a análise detalhada da rede em estudo.

A principal função do ANAREDE é realizar o cálculo de fluxo de potência, para determinar os valores de potência e níveis de tensão do sistema, em condições de regime permanente. O *software* fornece as tensões em cada barra, os fluxos de potência ativa e reativa nas linhas, e as perdas de energia. Na operação do sistema, tais informações auxiliam os operadores, a tomar decisões para manter a rede estável e segura. A utilização do *software* é crucial para estudos de acesso, que analisam o impacto da conexão de novas fontes de energia, como a geração distribuída, na rede elétrica existente.

O ANATEM é focado na análise de estabilidade transitória de redes elétricas. O *software* é utilizado para simular o comportamento da rede em situações de

distúrbio, como curtos-circuitos, perda súbita de uma grande linha de transmissão ou a saída de uma usina. Através de tal *software* é possível obter a resposta dinâmica do sistema aos eventos, e avaliar se os geradores conseguem manter o sincronismo e se a rede permanece estável, ou se haverá colapso em cascata.

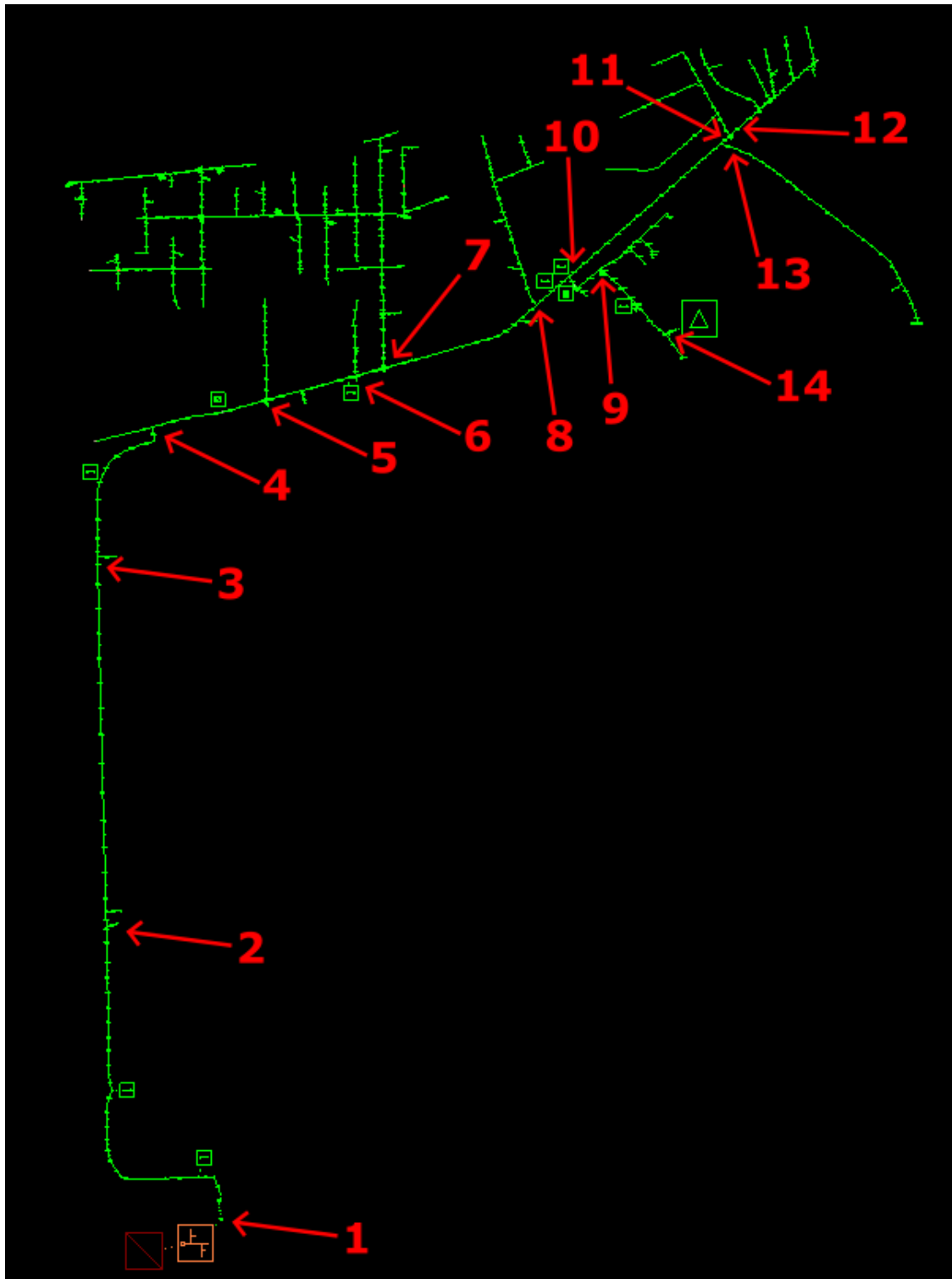
3.1.2 Coleta de dados

Para a modelagem da rede *nos softwares* ANAREDE e ANATEM, foram coletados, junto à concessionária, dados e informações técnicas referentes ao alimentador em estudo e aos equipamentos associados. As informações coletadas são apresentadas a seguir.

3.1.2.1 *Relatório de fluxo de potência do alimentador (software SICOTEN)*

Para fins de modelagem da rede elétrica e ajuste dos casos de referência para os estudos elétricos, foi fornecido pela concessionária um relatório com resultados da solução do fluxo de potência para o alimentador, obtidos via *software* SICOTEN. O documento apresenta dados da rede elétrica modelada, bem como destaca quatorze pontos ao longo do alimentador (ilustradas na Figura 5), incluindo valores de potência ativa, potência reativa, corrente, tensão, distância até a subestação e corrente de curto-circuito.

Figura 5 - Diagrama eletrogeográfico do alimentador com destaque para os pontos indicados no relatório de fluxo de potência.



Fonte: Concessionária.

Por meio dos relatórios oriundos do *software* SICOTEN, foram obtidos resultados relativos aos fluxos de potência para duas condições operacionais

distintas: carga pesada e carga leve. Tais resultados serviram como referência para a modelagem e validação do sistema implementado no *software* ANAREDE.

Visando complementar a validação da modelagem do alimentador foi utilizado o *software* ANATEM para simulação de curtos-circuitos trifásicos nos pontos destacados no relatório do software SICOTEN. As correntes de curto-circuito obtidas nestes ensaios foram comparadas com as correntes informadas pela Celesc no relatório SICOTEN.

3.1.2.2 Dados Alimentador - Corrente, demandas e tensões

A planilha de dados do alimentador, fornecida pela concessionária, contém valores medidos, na saída da subestação, de corrente e tensão fase-neutro das três fases do alimentador de 13,8 kV, bem como de demanda de potência ativa e potência reativa na subestação. Os registros são apresentados em valores horários, abrangendo os anos de 2023 e 2024, permitindo uma análise detalhada do comportamento do sistema ao longo do período. Na Figura 6 estão apresentados dados ilustrativos correspondentes ao período de 01 a 13h do dia 01/10/2023.

Figura 6 - Informações referentes a corrente, demanda e tensão fase-neutro do alimentador.

Data e Hora	SE ALM - Corrente A - A	SE ALM - Corrente B - A	SE ALM - Corrente C - A	SE ALM - Demanda Ativa - MW	SE ALM - Demanda Reativa - MVar	SE ALM - Tensão A - V	SE ALM - Tensão B - V	SE ALM - Tensão C - V
01/10/2023 01:00	97.14	99.06	101.28	2.33712	0.37584	7920	8007	7974
01/10/2023 02:00	91.44	94.38	96.3	2.21616	0.40176	7945.5	8028	7992
01/10/2023 03:00	89.58	91.8	93.84	2.15568	0.44496	7996.5	8074.5	8037
01/10/2023 04:00	87.66	90.12	91.5	2.10816	0.45792	8011.5	8094	8056.5
01/10/2023 05:00	85.14	87.54	88.74	2.04768	0.43632	7999.5	8085	8049
01/10/2023 06:00	83.82	85.68	87.36	2.01744	0.40176	8001	8082	8041.5
01/10/2023 07:00	81.66	83.16	83.82	1.94832	0.32832	7947	8044.5	7996.5
01/10/2023 08:00	80.82	83.04	83.7	1.93968	0.29376	7911	8008.5	7953
01/10/2023 09:00	84.9	87.54	87.96	2.0304	0.37152	7888.5	7992	7938
01/10/2023 10:00	87.9	93.18	92.04	2.11248	0.49248	7912.5	8016	7960.5
01/10/2023 11:00	93.6	99.36	98.16	2.26368	0.48384	7899	8005.5	7951.5
01/10/2023 12:00	94.98	99.24	98.94	2.27232	0.5184	7917	8025	7975.5
01/10/2023 13:00	88.08	91.56	93.06	2.09952	0.55296	7932	8032.5	7981.5

Fonte: Concessionária.

3.1.2.3 *Informações da Subestação*

Foi disponibilizado, pela concessionária, o diagrama unifilar da subestação de onde se origina o alimentador, contendo informações sobre o número de transformadores, a potência nominal dos transformadores utilizados no alimentador, os parâmetros de impedância do transformador e os níveis de tensão da subestação de 138kV/13.8kV.

3.1.2.4 *Diagrama Unifilar - Alimentador*

Foi disponibilizado pela concessionária o diagrama unifilar do alimentador, com informações relativas aos trechos de linha (comprimento, tipo de cabo), à localização e potência nominal dos transformadores de distribuição 13,8/0,38 kV ao longo do alimentador, além informações sobre elementos como religadores, bancos de capacitores, chaves fusíveis e demais componentes da rede.

As informações referentes ao diagrama unifilar do alimentador foram utilizadas como base para a modelagem da rede elétrica no *software* ANAREDE.

3.1.2.5 *Informações referentes aos transformadores de distribuição*

Na Figura 7 estão apresentadas informações relativas aos transformadores de distribuição do alimentador, conforme planilha disponibilizada pela concessionária. A partir dos dados fornecidos, foi possível obter valores correspondentes a potência nominal total dos transformadores (potência nominal do alimentador) instalados no sistema em questão, visando o estabelecimento do percentual de carregamento dos transformadores em condições de carga leve e de carga pesada. A análise foi realizada com base na potência instalada e em informações do relatório de fluxo de potência gerado pelo *software* SICOTEN, também disponibilizado pela concessionária, para a validação da rede modelada.

Figura 7 - Exemplo de informações referentes aos transformadores do alimentador.

PO_NOMINAL_T	TIPO	FEATURE_TYPE	TEN_NOM_PRI	TEN_NOM_SEC_TRAF	SOMA_CONS	SOMA_CONSM_MEDIO_1	DT_CALC_ELE	CARRE	DEMANDA_TOTAL_KV
112.5	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	17705	14247.92	04.05.2024	70.1	78.8
75	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	6788	6066.32	04.05.2024	36.8	27.6
112.5	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	21688	20422.22	04.05.2024	81.8	92.1
75	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	9151	8881.63	04.05.2024	41.1	30.8
75	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	7177	4285.08	04.05.2024	21.7	16.3
112.5	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	27052	24404.88	04.05.2024	85.8	96.6
30	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	1212	1313.41	04.05.2024	12.1	3.6
45	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	11536	9440.2	04.05.2024	62	27.9
112.5	Aéreo Poste	TrafoDistAereo	13.8 kV	380/220 Volts	12266	10608.83	04.05.2024	43.5	48.9

Fonte: Concessionária.

O carregamento nominal do alimentador e a potência nominal do transformador do alimentador e do transformador da subestação são apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Carregamentos nominais do alimentador e do transformador da SE

Circuito	Potência total (MVA)
Alimentador	22,055
Transformador	40

Fonte: Adaptado de concessionária.

3.1.2.6 Informações referentes a trechos do alimentador

Na Tabela 3 estão apresentados parâmetros elétricos de trechos do alimentador (disponibilizados pela concessionária) para quatro tipos de cabos e formação: 336,4 CA, 400 mm² XLPE, 2 CA e 35 mm² XLPE. Embora o diagrama unifilar do alimentador indique a existência de outros cabos/formações, a modelagem da rede elétrica no *software* ANAREDE foi realizada com base nas 4 formações mais frequentes, cujos parâmetros foram disponibilizados pela concessionária. Quando necessário, foram implementados circuitos equivalentes baseados na configuração de cabos mais representativa para assegurar a fidelidade da modelagem.

Tabela 3 – Parâmetros elétricos dos cabos do alimentador.

Cabo	Resistência (Ω/km)	Reatância (Ω/km)
336,4 CA	0,187	0,403
400mm² XLPE	0,091	0,242
2 CA	0,948	0,468
35mm² XLPE	0,668	0,168

Fonte: Adaptado de concessionária.

Ao comparar o comprimento dos trechos de linha do diagrama unifilar do alimentador com as informações de comprimento referentes ao alimentador, fornecidas por meio do relatório de fluxo de potência (*software* SICOTEN), pôde-se observar algumas discrepâncias no comprimento total dos trechos. Tal constatação está ilustrada na Tabela 4. Observa-se que para o caso dos trechos com cabo 336,4 CA, formação/cabo mais frequente no alimentador, a diferença percentual é relativamente baixa (inferior a 10%). Nos demais casos, embora a diferença percentual assuma valores maiores, representam de fato diferenças relativamente pequenas nos comprimentos.

Tabela 4 - Comprimentos totais de trechos do alimentador com a mesma formação/cabos, constantes do relatório de fluxo de potência e do diagrama unifilar do alimentador.

Cabo	Comprimento total dos trechos com a mesma formação de cabos			
	Relatório de FP (m)	Diagrama unifilar (m)	Diferença (m)	Diferença (%)
336,4 CA	3854,9	4175	320,1	8,3
400mm² XLPE	247,8	207	-40,8	-16,5
2 CA	123,3	80	-43,3	-35,1
35mm² XLPE	37,1	20	-17,1	-46,1

Fonte: Adaptado de concessionária.

Visto que o relatório de fluxo de potência (*software* SICOTEN) apresenta apenas o comprimento total de cada formação/cabo, para forma a obter uma representação no *software* ANAREDE mais fiel àquela tomada como referência para a validação dos resultados (*software* SICOTEN), foi aplicado um fator de correção nos comprimentos dos trechos, conforme indicado na Tabela 5. Destaca-se que os valores de fator de correção foram obtidos a partir das diferenças percentuais apresentadas na Tabela 4.

Tabela 5 - Fatores de correção aplicados aos comprimentos de formação/cabo cada trecho.

Cabo	336,4 CA	400mm ² XLPE	2 CA	35mm ² XLPE
Fator de Correção (Fc)	0,923	1,197	1,541	1,855

Fonte: Adaptado de concessionária.

3.2 MODELAGEM E VALIDAÇÃO DA REDE

A partir das informações disponibilizadas pela concessionária, foram extraídos os dados necessários para a modelagem do alimentador no *software* de fluxo de potência ANAREDE.

3.2.1 Definições de barras do sistema

A fim de viabilizar a simulação do fluxo de potência, torna-se necessária a representação de barras em média e em baixa tensão no ANAREDE.

As cargas que representam as unidades consumidoras foram modeladas de forma agregada, uma vez que estas estão conectadas a transformadores de 13,8/0,380 kV. Assim, cada transformador foi modelado de forma a representar um conjunto de consumidores e, conseqüentemente, uma única barra de baixa tensão no modelo do sistema. As barras de média tensão, por sua vez, foram definidas a partir dos nós que conectam os diferentes circuitos da rede, conforme evidenciado no diagrama unifilar.

Contudo, devido a uma limitação de representação inerente à versão de estudante do ANAREDE, foi adotada uma metodologia de agregação de cargas. Nessa abordagem, um grupo de cargas de um determinado ramo foi consolidado e representado por uma única barra, denominada B15. No total, as cargas do alimentador foram representadas por meio de 49 barras de carga.

3.2.2 Obtenção dos parâmetros equivalentes das cargas

O *software* ANAREDE permite a representação de cargas por meio do modelo ZIP. Para a modelagem adotada, foi utilizado o modelo de potência constante para as parcelas de carga ativa e reativa.

Como as cargas representam unidades consumidoras, estas estão conectadas a transformadores de 13,8/0,380 kV. Cada transformador representa um conjunto de consumidores e uma barra de baixa tensão.

Com as potências ativas e reativas totais registradas a cada hora na saída da subestação, foi possível calcular o fator de potência (FP) da subestação para cada intervalo horário. A Equação 1 apresenta o cálculo do FP.

$$FP_h = \cos \left(\tan^{-1} \frac{Q_h}{P_h} \right) \quad (1)$$

sendo:

P_h = Potência ativa na saída da subestação, na hora h;

Q_h = Potência reativa na saída da subestação, na hora h.

Com o fator de potência obtido na saída da subestação, foi possível modelar o perfil de consumo de todas as cargas na baixa tensão do sistema com base no Nível de Carregamento (NC) do alimentador. O NC é obtido, em intervalos de 1 hora, representando a percentagem de uso da potência nominal da subestação, conforme demonstra a Equação 2.

$$NC_h = \frac{S_{alim}}{S_h} \quad (2)$$

NC_h = Nível de carregamento na hora h;

S_{alim} = Potência aparente nominal do alimentador;

S_h = Potência de saída da subestação na hora h.

O FP foi aplicado em conjunto com o nível de carregamento e a potência nominal de cada transformador. O nível de carregamento aplicado à potência nominal de cada transformador representa a percentagem de uso do transformador em determinada hora, permitindo dimensionar a potência total consumida por cada barra de forma horária. Combinando o nível de carregamento com a potência nominal do transformador, obteve-se a potência aparente (S) de cada barra. Por fim, a aplicação do FP permitiu calcular as potências ativa (P) e reativa (Q) correspondentes à potência aparente, criando um modelo de carga de potência constante para cada barra modelada. A metodologia adotada permite que o modelo de cargas reflita o comportamento agregado do consumo de forma aproximada, mesmo sem medições individuais em cada barra. As Equações 3 e 4 apresentam as potências ativas e reativas, respectivamente, de cada barra.

$$P_{n,h} = S_n * NC_h * FP_h \quad (3)$$

$$Q_{n,h} = S_n * NC_h * Sen(Arccos(FP_h)) \quad (4)$$

onde:

$P_{n,h}$ = Potência Ativa na barra número n, na hora h;

$Q_{n,h}$ = Potência reativa na barra número n, na hora h;

NC_h = Nível de carregamento na hora h;

S_n = Potência nominal da barra n;

FP_h = Fator de potência na hora h.

Com as barras devidamente representadas, é possível definir os parâmetros das cargas para os patamares de carga leve e pesada, conforme dados retirados do relatório SICOTEN para validação da rede. Após a sua validação, aplica-se o mesmo processo para estruturar as cargas com o perfil de carga utilizado no trabalho.

3.2.3 Obtenção dos parâmetros equivalentes dos trechos das linhas de distribuição

O *software* ANAREDE utiliza a modelagem das linhas de transmissão por meio de circuito π e adota, como padrão, a base de potência de 100 MVA. Para melhor adequação às necessidades do estudo, foi realizada a mudança de base para 1 MVA. Tal estratégia permitiu obter valores percentuais de impedância em faixas adequadas para a modelagem no software Anarede. Além disso, é necessário definir uma base de tensão para o cálculo da impedância base. Adotou-se, nesse caso, a mesma tensão utilizada no despacho da subestação, ou seja, 13,8 kV.

Para a modelagem dos parâmetros, é necessário obter as impedâncias em porcentagem por quilômetro de cada trecho de linha, conforme a base adotada. Dessa forma, calculam-se os parâmetros Z e Y dos trechos fornecidos, os quais são então convertidos para a base utilizada. Como o estudo se refere a redes de distribuição, com trechos de comprimento reduzido, não é necessária a aplicação da correção hiperbólica nos parâmetros calculados, uma vez que tal correção é recomendada apenas para linhas de transmissão longas. Para a modelagem a concessionária

informou que não considera dados sobre a capacitância das linhas, portanto foi necessário modelar apenas os parâmetros Z de cada linha e convertê-los para valores em porcentagem. Destaca-se que a potência reativa capacitiva gerada por circuitos de distribuição aéreos é, em geral, bastante reduzida e pode ser desprezada na maior parte dos estudos elétricos.

O cálculo dos parâmetros das linhas é demonstrado na Equação 5.

$$Z = zl \quad (5)$$

onde z é o parâmetro de impedância do cabo utilizado e l é o comprimento do trecho entre as barras.

Com os parâmetros calculados, utiliza-se a base de impedância do sistema para obter os valores de impedância na base do sistema. O cálculo da base de impedância utilizada é demonstrado na Equação 6.

$$Zb = \frac{Vb^2}{Sb} = \frac{13,8k^2}{10^6} = 190,44 \, \Omega \quad (6)$$

onde Zb é a base de impedância, Vb é a base de tensão e Sb é a base de potência adotada.

Após o cálculo da impedância base do sistema e dos parâmetros das linhas, é possível determinar os valores de resistência e reatância em porcentagem, que serão utilizados no *software*. As Equações 7 e 8 a seguir demonstram como calcular a resistência e a reatância em porcentagem para cada trecho de linha.

$$Resistência (\%) = \frac{Re\{Z\} \times Fc}{Zb} \times 100 \quad (7)$$

$$Reatância (\%) = \frac{Im\{Z\} \times Fc}{Zb} \times 100 \quad (8)$$

3.2.4 Obtenção dos parâmetros equivalentes dos transformadores

Para a modelagem dos parâmetros dos transformadores, é necessário obter as impedâncias dos transformadores em valores percentuais, de acordo com a base

adotada. Inicialmente, a potência nominal dos transformadores é convertida de kVA para MVA, seguida da conversão de base para a base do sistema. Na modelagem em questão, foram utilizados dados característicos de transformadores de distribuição fornecidos pela WEG, enquanto o valor adotado para o transformador da subestação foi obtido a partir das informações disponibilizadas pela concessionária. A Tabela 6 apresenta os valores utilizados na modelagem dos transformadores.

Tabela 6 - Valores utilizados na modelagem dos transformadores

Transformador	Resistencia (%)	Reatância (%)
SE	0,53	15,51
Distribuição	0	3,5

Fonte: (WEG, 2025), Concessionária.

Com os valores de impedâncias dos transformadores é possível realizar a mudança para a base utilizada, conforme a Equação 9 a seguir.

$$Z_{Nova} (\%) = Z_{Antiga} \frac{Sb_{nova}}{Sb_{antiga}} \quad (9)$$

3.3 PERFIS DE CARGA

Nesta seção são apresentados os tratamentos estatísticos para a escolha dos dois dias de carga utilizados nas análises de fluxo de potência.

Para o desenvolvimento deste trabalho, foram utilizadas duas curvas de carga do alimentador obtidas a partir de dados fornecidos pela concessionária de energia. Considerando que tanto a geração FV quanto o perfil de carga do alimentador apresentam variações no decorrer do ano, foi essencial selecionar dois dias que representassem essa sazonalidade. Assim, foram escolhidos os meses de fevereiro e julho para representar, respectivamente, os cenários de verão e inverno.

Com o objetivo de selecionar o dia que melhor representasse o consumo médio de cada mês, foi construída uma curva de carga horária média para fevereiro e outra para julho. Em seguida, foi realizada uma análise comparativa, utilizando a correlação (r) e o erro quadrático médio (EQM), entre a curva de cada dia do mês e a respectiva curva média mensal. O dia com a curva que apresentou os melhores

resultados nessa comparação foi selecionado como o dia típico para representar o perfil de consumo daquele mês.

A correlação é uma medida estatística que indica o quão forte e em qual direção duas variáveis estão relacionadas. Através deste indicador, é possível determinar se, quando uma variável muda, a outra tende a mudar de forma consistente e proporcional. Essa relação é quantificada por um valor chamado coeficiente de correlação, que sempre varia entre -1 e +1. A Equação 10 demonstra como é calculada a correlação.

$$r = \frac{n(\sum xy) - (\sum x)(\sum y)}{\sqrt{[n(\sum x^2) - (\sum x)^2][n(\sum y^2) - (\sum y)^2]}} \quad (10)$$

sendo:

r = Correlação;

n = Número total de observações;

x = variável independente;

y = variável dependente.

O Erro Quadrático Médio (EQM) é uma métrica estatística utilizada para quantificar a similaridade entre duas curvas. Ele mede a média dos quadrados das diferenças entre os valores correspondentes de cada curva, ponto a ponto, ou seja, o EQM avalia o quão bem uma curva se "encaixa" ou se assemelha à outra. Um valor de EQM baixo indica que as duas curvas são muito parecidas, com pouca distância entre seus valores, sugerindo uma alta correlação entre os fenômenos que elas representam. Já um valor de EQM alto aponta para uma grande dissimilaridade, indicando que as variações em uma curva não se alinham com as variações da outra. A Equação 11 demonstra como o EQM é calculado.

$$EQM = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (x_i - y_i)^2 \quad (11)$$

onde:

EQM = Erro Quadrático Médio;

n = Número total de observações;

x_i = Valor real para a observação i ;

y_i = Valor previsto pela curva para a observação i .

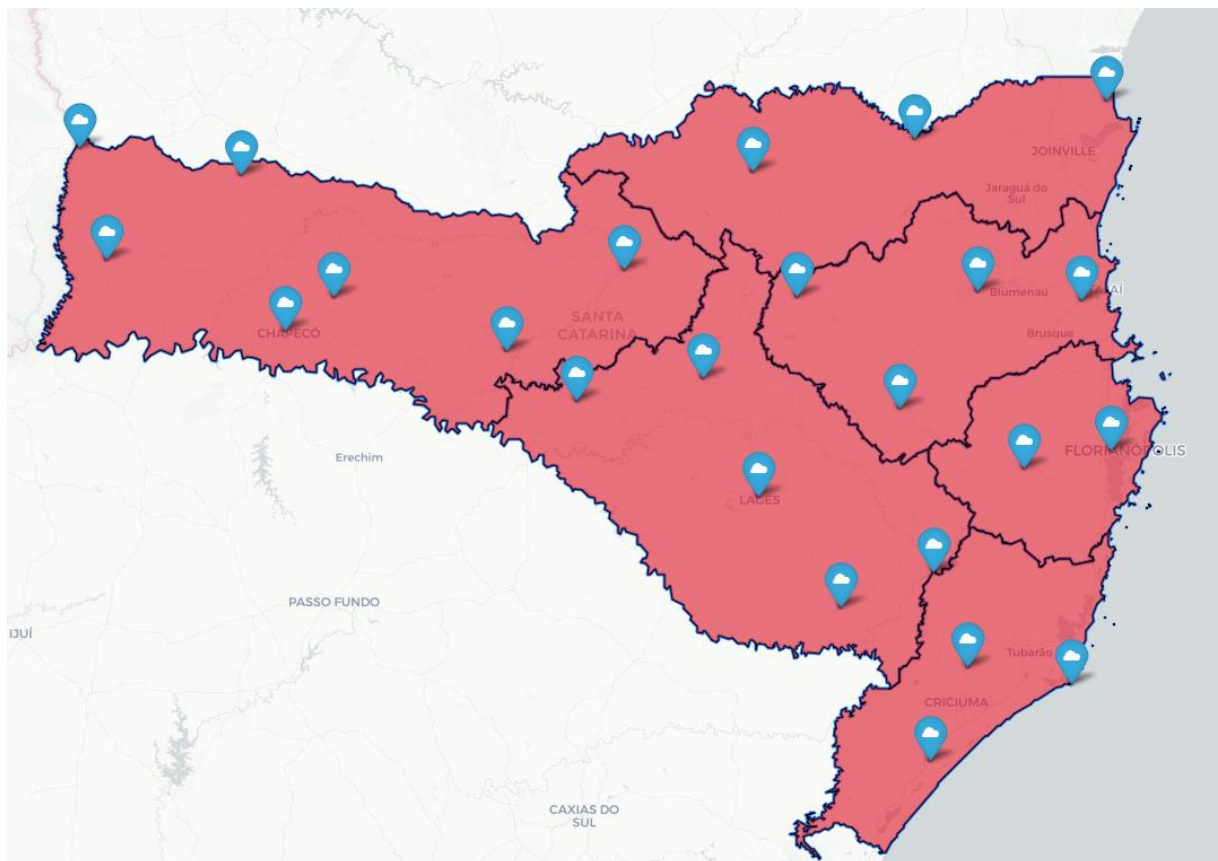
3.4 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

Nesta seção são apresentados os tratamentos estatísticos para a escolha dos dois dias de geração fotovoltaica utilizados na análise de fluxo de potência.

3.4.1 Dados meteorológicos

Neste trabalho foram utilizados dados disponíveis das estações automáticas do INMET (Instituto Nacional de Meteorologia). A Figura 8 demonstra a localização geográfica das estações localizadas no estado de Santa Catarina.

Figura 8 - Localização geográfica das estações meteorológicas.



Como o alimentador em estudo está localizado na região metropolitana de Florianópolis, foi escolhida a estação meteorológica mais próxima do alimentador para a coleta dos dados necessários.

Dentre os dados disponíveis das estações automáticas meteorológicas do INMET (INMET, 2025), no estado de Santa Catarina, foram utilizados somente os dados indicados na Tabela 7.

Tabela 7 - Dados disponíveis das estações meteorológica

Temp. Max. (C)	Temp. Min. (C)	Umi. Max. (%)	Umi. Min. (%)	Pressao Max. (hPa)	Pressao Min. (hPa)	Vel. Vento (m/s)	Raj. Vento (m/s)	Irradiacao (KJ/m ²)
----------------------	----------------------	---------------------	---------------------	--------------------------	--------------------------	------------------------	------------------------	------------------------------------

Fonte: INMET (2025).

Esses dados foram obtidos da estação automática de Florianópolis (código A806), as medições são feitas a cada hora e incluem informações sobre:

- Temperatura Máxima e mínima (°C)
- Umidade Relativa Máxima e mínima (%)
- Pressão Máxima e mínima (hPa)
- Velocidade (m/s) e Rajada (m/s) do Vento
- Irradiação (Kj/m²)
- Chuva (mm)

3.4.2 Dias de geração

Como as curvas de cargas obtidas foram para os dias 23 de fevereiro e 24 de julho, os mesmos dias foram adotados como referência para a escolha dos dias de geração.

Com o intuito de demonstrar a representatividade dos dias escolhidos para a geração, foi realizada uma comparação com os perfis de geração médios dos dias de melhor geração de cada mês.

O melhor indicador de geração de energia fotovoltaica é a radiação solar, portanto foram utilizadas curvas de radiação, obtidas a partir dos dados das estações meteorológicas do INMET, como ponto de partida para análise dos dados de radiação solar para cada hora dos meses de fevereiro e julho de 2024. Para identificar os dias com a melhor capacidade de geração, aplicou-se o método dos quartis.

Nessa análise, foi selecionado o terceiro quartil (Q3), que representa os 25% dos dias com a maior radiação solar. A partir desses dias, calculou-se a média horária de radiação, resultando em uma curva que representa o perfil de geração solar nos melhores dias de cada mês.

3.4.3 Estimativa de Fator de Capacidade

Com os dados separados por estação, inicia-se o processo entrada de dados na metodologia de estimativa de Fator de Capacidade. Em sua dissertação, Hirassaki (2024) desenvolveu um método baseado em aprendizado de máquina que apresenta bons resultados para a região de Florianópolis. O método consiste resumidamente em: Utilizar um modelo de aprendizado de máquina, tendo como a base de dados de entrada os dados das estações meteorológicas de Florianópolis, Itajaí e Indaial, para realizar uma estimativa do Fator de Capacidade para a região de Florianópolis no ano de 2019. Os dados referentes as cidades de Itajaí e Indaial foram utilizadas para treinar o modelo, quanto os dados referentes a cidade de Florianópolis foram utilizados para testar o modelo.

Neste trabalho a utilização do método se resumiu à:

1. Buscar os dados meteorológicos das estações utilizadas

Reunir os dados meteorológicos registrados pelas estações solarimétricas (do INMET ou outra fonte).

- a. Identificar as estações meteorológicas que correspondem às localidades dos dados de geração solar;
- b. Acessar as bases de dados meteorológicas, que podem ser baixadas manualmente ou acessadas via API;
- c. Extrair os dados necessários (radiação global, temperatura, velocidade do vento, etc.) em intervalos de tempo apropriados (diários ou horários);
- d. Organizar os dados em um formato estruturado, como tabelas ou planilhas.

2. Realizar um tratamento de dados para corrigir eventuais defasagens em horas

3. Transformar dados de geração para Fator de Capacidade

Para a aplicação da metodologia foram utilizados dados de geração disponibilizados pelo Projeto Bônus Fotovoltaico do Programa de Eficiência Energética da CELESC (CELESC, 2017), o qual instalou kits fotovoltaicos de 2,65 kWp em 1250 casas ao longo do estado de Santa Catarina.

Com os dados disponíveis, foi necessário converter os dados brutos de geração de energia em Fator de Capacidade, para possibilitar análises mais comparáveis entre diferentes sistemas solares.

- a. Calcular a Fator de Capacidade utilizando a Equação 12:

$$FC = \frac{\text{Energia Gerada no período de tempo [kWh]}}{\text{Potência Instalada [kW]} \times \text{Intervalo de Tempo considerado [h]}} \quad (12)$$

- b. Verificar se há inconsistências ou lacunas nos dados e corrigi-las;

4. Juntar todos os dados de geração por estação com os dados meteorológicos das estações correspondentes, com base na localidade de cada unidade geradora.

Combinar os dados de Fator de Capacidade e os dados meteorológicos em uma única base de dados para análise.

- a. Realizar uma junção com base no tempo (data/hora) e na localização;
- b. Certificar-se de que os intervalos temporais dos dois conjuntos estejam sincronizados;
- c. Criar uma tabela consolidada que contenha todas as variáveis relevantes;
- d. Filtrar os indicadores que não são utilizados pela metodologia, conforme indicado na Tabela 7.

5. Separação de dados e treinamento

Nesta etapa foi adotado o mesmo conjunto de treinamento utilizado na dissertação de Hirassaki (2024), ou seja, dados das regiões de Itajai e Indaial. Em seguida, estes dados foram utilizados para treinar um modelo de aprendizado de máquina com a mesma arquitetura utilizada por Hirassaki (2024).

6. Resultados

Através do modelo de aprendizado de máquina treinado, é possível obter e filtrar os dias representativos dos meses de fevereiro e julho. Com o FC é possível realizar simulações de diferentes níveis de geração fotovoltaica no alimentador.

3.5 CENÁRIOS SIMULADOS

Para a simulação foram adotados cenários de geração fotovoltaica instalados no alimentador, sendo esses uma percentagem da potência nominal do alimentador. A Tabela 8 demonstra os cenários simulados.

Tabela 8 - Cenários simulados

Cenários	Percentagem	Pot (MWp)
A	0%	0
B	10%	2.2055
C	30%	6.6165
D	50%	11.0275

Com a potência nominal de geração devidamente definida, é possível dimensionar a geração horária ao longo do alimentador para os dois dias escolhidos. A geração horária foi obtida pela multiplicação do FC horário pelo valor da potência fotovoltaica instalada total no alimentador, conforme demonstrado na Equação 13.

$$G_{x,h} = FC_{x,h} * P_{FV,k} \quad (13)$$

sendo:

$G_{x,h}$ = Geração do dia x, na hora h;

$FC_{x,h}$ = Fator de Capacidade do dia x, na hora h;

$P_{FV,k}$ = Potência fotovoltaica instalada no alimentador no cenário k.

Após a determinação da geração horária total, foi necessário alocar a potência de forma distribuída ao longo do alimentador. Para tal, foi adotada uma metodologia de distribuição proporcional, na qual se calculou um fator de proporção para cada ponto de conexão. Como os geradores FV são conectados nas barras de baixa tensão, esse fator de proporção se torna a mesma proporção entre a potência nominal

do transformador em uma determinada barra e a potência nominal total do alimentador, conforme a Equação 14.

$$C_n = \frac{S_{alim}}{S_n} \times 100 \quad (14)$$

sendo:

C_n = Proporção do transformador n;

S_{alim} = Potência nominal do alimentador;

S_n = Potência nominal do transformador n.

Ao aplicar este fator de proporção à geração horária total, foi possível atribuir a cada barra do sistema uma parcela da geração que é diretamente proporcional à proporção do transformador conectado à barra em relação a potência total do alimentador, conforme a Equação 15.

$$G_{x,h,b} = C_n * G_{x,h} \quad (15)$$

sendo:

$G_{x,h,n}$ = Geração do dia x, na hora h, para a barra n;

C_n = Proporção do transformador n;

$G_{x,h}$ = Geração do dia x, na hora h.

Essa abordagem garante que a injeção de energia seja distribuída uniformemente pela rede.

4 RESULTADOS E DISCUSSÃO

Neste capítulo são apresentados os resultados referentes à modelagem e validação da rede, obtenção dos perfis de carga e geração, e a análise dos cenários propostos.

4.1 MODELAGEM E VALIDAÇÃO DA REDE

4.1.1 Modelagem do alimentador

O Quadro 1 apresenta as barras consideradas na topologia da rede.

Quadro 1 - Barras modeladas

Barra	Número	Barra	Número	Barra	Número	Barra	Número
SE	1	M1	31	MT1	60	MTP10	91
B1	2	M2	32	MT2	61	MTP11	92
B2	3	M3	33	MT3	62	MTP12	93
B3	4	M4	34	MT4	63	MTP13	94
B4	5	M5	35	MT5	64	MTP14	95
B5	6	M6	36	MT6	65	MTP15	96
B6	7	M7	37	MT7	66	MTP16	97
B7	8	M8	38	MT8	67	MTP17	98
B8	9	M9	39	MT9	68	MTP18	99
B9	10	M10	40	MT10	70	MTP19	100
B10	11	M11	41	MP1	71	MTP20	101
B11	12	M12	42	MP2	72	BP1	102
B12	13	M13	43	MP3	73	BP2	103
B13	14	M14	44	MP4	74	BP3	104
B14	15	M15	45	MP5	75	BP4	105
B15	16	M16	46	MP6	76	BP5	106
B16	17	M17	47	MP7	77	BP6	107
B17	18	M18	48	MP8	78	BP7	108
B18	19	M19	49	MP9	79	BP8	109
B19	20	M20	50	MP10	80	BP9	110
B20	21	M21	51	MP11	81	BP10	111
B21	22	M22	52	MTP1	82	BP11	112
B22	23	M23	53	MTP2	83	BP12	113
B23	24	M24	54	MTP3	84	BP13	114
B24	25	M25	55	MTP4	85	BP14	115
B25	26	M26	56	MTP5	86	BP15	116
B26	27	M27	57	MTP6	87	BP16	117
B27	28	M28	58	MTP7	88	BP17	118
B28	29	M29	59	MTP8	89	BP18	119

Barra	Número	Barra	Número	Barra	Número	Barra	Número
B29	30	M30	69	MTP9	90	BP19	120
						BP20	121

O Quadro 2 demonstra as potências das cargas modeladas para os patamares de carga leve e pesada.

Quadro 2 - Potência das cargas para os patamares de carga leve e pesada.

Barra	Carga MW (Leve)	Carga Mvar (Leve)	Carga MW (Pesada)	Carga MVAR (Pesada)
B1	0,0030	0,0013	0,0084	0,0028
B2	0,0060	0,0020	0,0126	0,0041
B3	0,0090	0,0032	0,0210	0,0069
B4	0,0111	0,0049	0,0315	0,0104
B5	0,0111	0,0049	0,0315	0,0104
B6	0,2040	0,1052	0,6997	0,2300
B7	0,0120	0,0046	0,0315	0,0104
B8	0,0045	0,0030	0,0084	0,0028
B9	0,0045	0,0030	0,0084	0,0028
B10	0,0094	0,0046	0,0317	0,0098
B11	0,0256	0,0165	0,0630	0,0207
B12	0,0251	0,0124	0,0837	0,0255
B13	0,0051	0,0033	0,0126	0,0041
B14	0,0090	0,0033	0,0315	0,0104
B15	0,7058	-0,2355	2,3565	0,1665
B16	0,0196	0,0135	0,0630	0,0207
B17	0,0036	0,0026	0,0126	0,0041
B18	0,0657	0,0326	0,2199	0,0671
B19	0,0036	0,0019	0,0126	0,0041
B21	0,0241	0,0118	0,0787	0,0237
B22	0,0090	0,0044	0,0295	0,0089
B23	0,0602	0,0295	0,1968	0,0592
B24	0,0402	0,0197	0,1312	0,0395
B25	0,0602	0,0295	0,1968	0,0592
B26	0,0120	0,0059	0,0394	0,0118
B27	0,0189	0,0093	0,0628	0,0196
B28	0,2008	0,0984	0,6561	0,1974
B29	0,0090	0,0044	0,0295	0,0089
BP1	0,0008	0,0004	0,0028	0,0009
BP2	0,0057	0,0029	0,0211	0,0064
BP3	0,0612	0,0304	0,2255	0,0686
BP4	0,0172	0,0086	0,0634	0,0193
BP5	0,0057	0,0029	0,0211	0,0064
BP6	0,0034	0,0017	0,0127	0,0039
BP7	0,0086	0,0043	0,0317	0,0096

Barra	Carga MW (Leve)	Carga Mvar (Leve)	Carga MW (Pesada)	Carga MVAR (Pesada)
BP8	0,0086	0,0043	0,0317	0,0096
BP9	0,0086	0,0043	0,0317	0,0096
BP10	0,0086	0,0043	0,0317	0,0096
BP11	0,0057	0,0029	0,0211	0,0064
BP12	0,0086	0,0043	0,0317	0,0096
BP13	0,0086	0,0043	0,0317	0,0096
BP14	0,0086	0,0043	0,0317	0,0096
BP15	0,0057	0,0029	0,0211	0,0064
BP16	0,0057	0,0029	0,0211	0,0064
BP17	0,0057	0,0029	0,0211	0,0064
BP18	0,0086	0,0043	0,0317	0,0096
BP19	0,0057	0,0029	0,0211	0,0064
BP20	0,0034	0,0017	0,0127	0,0039

O Quadro 3 apresenta os valores de resistência e reatância por trecho de linha, obtidos através das Equações 7 e 8.

Quadro 3 - Informações dos parâmetros calculados.

Distância [m]	Distância [km]	Resistência (%)	Reatância (%)	Barras	Número Linha
440	0,44	0,040	0,086	M1 - M2	1
720	0,72	0,065	0,141	M2 - M3	2
150	0,15	0,014	0,029	M3 - M4	3
20	0,02	0,002	0,004	M4 - M5	4
40	0,04	0,004	0,008	M5 - M6	5
1000	1	0,091	0,195	M6 - M7	6
160	0,16	0,015	0,031	M7 - M8	7
335	0,335	0,030	0,065	M8 - M9	8
250	0,25	0,023	0,049	M9 - M10	9
85	0,085	0,008	0,017	M10 - M11	10
115	0,115	0,010	0,022	M11 - M12	11
160	0,16	0,015	0,031	M12 - M13	12
30	0,03	0,003	0,006	M13 - M14	13
40	0,04	0,004	0,008	M14 - M15	14
405	0,405	0,037	0,079	M15 - M16	15
30	0,03	0,003	0,006	M16 - M17	17
35	0,035	0,003	0,007	M17 - M18	18
120	0,12	0,011	0,023	M18 - M19	19
40	0,04	0,004	0,008	M19 - M21	21
107	0,107	0,006	0,016	M21 - M22	22
100	0,1	0,006	0,015	M22 - M26	26
80	0,08	0,061	0,030	M26 - M27	27
20	0,02	0,013	0,003	M27 - MT9	38
10	0,01	0,008	0,004	M5 - MT1	30

Distância [m]	Distância [km]	Resistência (%)	Reatância (%)	Barras	Número Linha
25	0,025	0,019	0,009	M6 - MT2	31
66.67	0,067	0,051	0,025	M7 - MT3	32
340	0,34	0,261	0,129	M11 - MT4	33
40	0,04	0,031	0,015	M12 - MT5	34
30	0,03	0,003	0,006	M15 - M30	16
30	0,03	0,003	0,006	M30 - MT6	35
40	0,04	0,004	0,008	M16 - MT7	36
425	0,425	0,039	0,083	M19 - M20	20
18	0,018	0,014	0,007	M22 - M23	23
20	0,02	0,013	0,003	M23 - MT10	39
159	0,159	0,009	0,024	M23 - M24	24
150	0,15	0,009	0,023	M24 - MT8	37
120	0,12	0,007	0,018	M24 - M25	25
110	0,11	0,084	0,042	M27 - M28	28
200	0,2	0,153	0,076	M28 - M29	29
40	0,04	0,004	0,008	M20 - MP1	100
35	0,035	0,003	0,007	MP1 - MP2	101
50	0,05	0,005	0,010	MP2 - MP3	102
55	0,055	0,005	0,011	MP3 - MP4	103
20	0,02	0,002	0,004	MP4 - MP5	104
25	0,025	0,002	0,005	MP5 - MP6	105
20	0,02	0,002	0,004	MP6 - MP7	106
70	0,07	0,006	0,014	MP7 - MP8	107
30	0,03	0,003	0,006	MP8 - MP9	108
40	0,04	0,004	0,008	MP9 - MP10	109
10	0,01	0,001	0,002	MP10 - MP11	110
515	0,515	0,395	0,195	MP1 - MTP1	111
120	0,12	0,092	0,045	MTP1 - MTP2	112
150	0,15	0,115	0,057	MTP2 - MTP3	113
120	0,12	0,092	0,045	MTP2 - MTP4	114
75	0,075	0,058	0,028	MP2 - MTP5	115
375	0,375	0,288	0,142	MTP5 - MTP6	116
80	0,08	0,061	0,030	MTP5 - MTP7	117
155	0,155	0,119	0,059	MTP7 - MTP8	118
90	0,09	0,069	0,034	MTP8 - MTP9	119
40	0,04	0,031	0,015	MTP7 - MTP10	120
150	0,15	0,115	0,057	MTP10 - MTP11	121
65	0,065	0,050	0,025	MP4 - MTP12	122
95	0,095	0,073	0,036	MTP12 - MTP13	123
70	0,07	0,054	0,027	MTP13 - MTP14	124
125.00	0,125	0,096	0,047	MP6 - MTP15	125
55	0,055	0,042	0,021	MP7 - MTP16	126
75	0,075	0,058	0,028	MTP16 - MTP17	127
125	0,125	0,096	0,047	MP8 - MTP18	128

Distância [m]	Distância [km]	Resistência (%)	Reatância (%)	Barras	Número Linha
25	0,025	0,019	0,009	MP10 - MTP19	129
100	0,1	0,077	0,038	MP11 - MTP20	130

O Quadro 4 apresenta os valores de resistência e reatância por transformador, obtidos através da Equação 9.

Quadro 4 - Parâmetros obtidos para os transformadores.

Barra para	Número	Pot Nominal (kVA)	Pot Nominal (MVA)	Impedância % (Base 1MVA)
M1	1	40000	40	0,013+0,387j
B1	2	30	0,03	116,66j
B2	3	45	0,045	77,77j
B3	4	75	0,075	46,66j
B4	5	112,5	0,1125	31,11j
B5	6	112,5	0,1125	31,11j
B6	7	2500	2,5	1,4j
B7	8	112,5	0,1125	31,11j
B8	9	30	0,03	116,66j
B9	10	30	0,03	116,66j
B10	11	112,5	0,1125	31,11j
B11	12	300	0,3	11,66j
B12	13	300	0,3	11,66j
B13	14	45	0,045	77,77j
B14	15	112,5	0,1125	31,11j
B15	16	8772,5	8,7725	0,39j
B16	17	225	0,225	15,55j
B17	18	45	0,045	77,77j
B18	19	825	0,825	4,24j
B19	20	45	0,045	77,77j
B21	22	300	0,3	11,66j
B22	23	112,5	0,1125	31,11j
B23	24	750	0,75	4,66j
B24	25	500	0,5	7,00j
B25	26	750	0,75	4,66j
B26	27	150	0,15	23,33j
B27	28	500	0,5	7,00j
B28	29	2500	2,5	1,40j
B29	30	112,5	0,1125	31,11j
BP1	102	10	0,01	350,00j
BP2	103	75	0,075	46,66j
BP3	104	800	0,8	4,37j
BP4	105	225	0,225	15,55j
BP5	106	75	0,075	46,66j
BP6	107	45	0,045	77,77j

Barra para	Número	Pot Nominal (kVA)	Pot Nominal (MVA)	Impedância % (Base 1MVA)
BP7	108	112,5	0,1125	31,11j
BP8	109	112,5	0,1125	31,11j
BP9	110	112,5	0,1125	31,11j
BP10	111	112,5	0,1125	31,11j
BP11	112	75	0,075	46,66j
BP12	113	112,5	0,1125	31,11j
BP13	114	112,5	0,1125	31,11j
BP14	115	112,5	0,1125	31,11j
BP15	116	75	0,075	46,66j
BP16	117	75	0,075	46,66j
BP17	118	75	0,075	46,66j
BP18	119	112,5	0,1125	31,11j
BP19	120	75	0,075	46,66j
BP20	121	45	0,045	77,77j

4.1.2 Validação da modelagem do alimentador nos softwares ANAREDE e ANATEM em regime permanente

Na Tabela 9 e na Tabela 10 são apresentados os valores de potência ativa, potência reativa e fator de potência obtidos nas simulações com os *softwares* ANAREDE e SICOTEN, para os cenários de carga leve e de carga pesada respectivamente. Os erros relativos, calculados a partir dos valores obtidos com os programas ANAREDE e SICOTEN, também são apresentados na tabela. Destaca-se que, em função da simplificação adotada para parte da rede, a validação foi feita a partir dos resultados correspondentes às leituras de potência na saída da subestação do alimentador.

Tabela 9 - Valores de potência ativa, reativa e do FP para o patamar de carga leve.

	ANAREDE	Sicoten	Erro %
Pot Ativa (kW)	1781	1800	-1,05%
Pot Reativa (kVar)	307	327,11	-6,14%
FP	0,9855	0,9839	0,16%

Tabela 10 - Valores de potência ativa, reativa e do FP para o patamar de carga pesada.

	ANAREDE	Sicoten	Erro %
Pot Ativa (kW)	6005	6100	-1,55%
Pot Reativa (kVar)	1730	1600	8,12%
FP	0,9609	0,9673	-0,65%

As diferenças relativas à potência ativa foram inferiores a 1,6% em ambos os patamares de carga. A maior diferença observada foi na potência reativa, especificamente no patamar de carga pesada. Esse resultado pode ser atribuído às simplificações feitas na modelagem no *software* ANAREDE.

O Quadro 5 apresenta as correntes de curto-circuito obtidas pelas simulações no *software* ANATEM e a comparação com os valores do relatório SICOTEN.

Quadro 5 - Correntes CC trifásico.

Ponto	Corrente CC RMS (A)			
	SICOTEN	ANATEM	Diferença (A)	Diferença (%)
1	9744,8	9681,09	-63,70	-0,65%
2	6320,4	6228,2	-92,19	-1,46%
3	4644,7	4505,43	-139,26	-3,00%
4	4165,7	4191,78	26,08	0,63%
5	3866,5	3784,02	-82,48	-2,13%
6	3633,1	3592,5	-40,60	-1,12%
7	3601,8	3545,71	-56,09	-1,56%
8	3272,6	3265,75	-6,85	-0,21%
9	3180	3179,16	-0,84	-0,03%
10	3208,4	3200,56	-7,84	-0,24%
14	3020,4	2977,44	-42,96	-1,42%

Observa-se que os resultados obtidos no ANATEM são bastante próximos dos valores do relatório SICOTEN: a maior diferença percentual foi de -3,00% no ponto 3, enquanto a menor diferença percentual foi de -0,03% no ponto 9. A média das diferenças absolutas foi de apenas 1,02%.

Com base nos resultados obtidos é possível constatar que o modelo de rede construído no ANAREDE está de acordo com a modelagem no SICOTEN, *software* de referência para estudos de fluxo de potência da concessionária.

4.1.3 Topologia da rede

Após o processo de modelagem, é possível realizar a representação esquemática do alimentador no *software* Anarede. O Anexo 1 ilustra a topologia da rede modelada.

4.2 PERFIS DE CARGA

As Figura 9 e Figura 10 ilustram as curvas de carga selecionadas para fevereiro e julho, respectivamente, mostrando os perfis de consumo que servirão de base para as análises.

Figura 9 - Curvas de cargas – Fevereiro/2024.

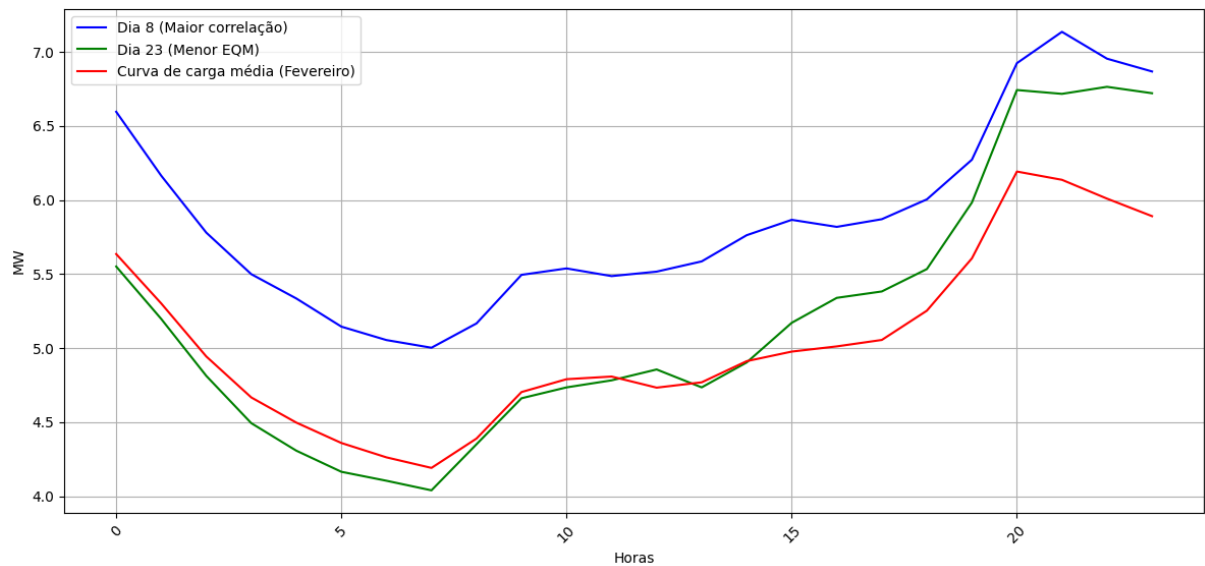
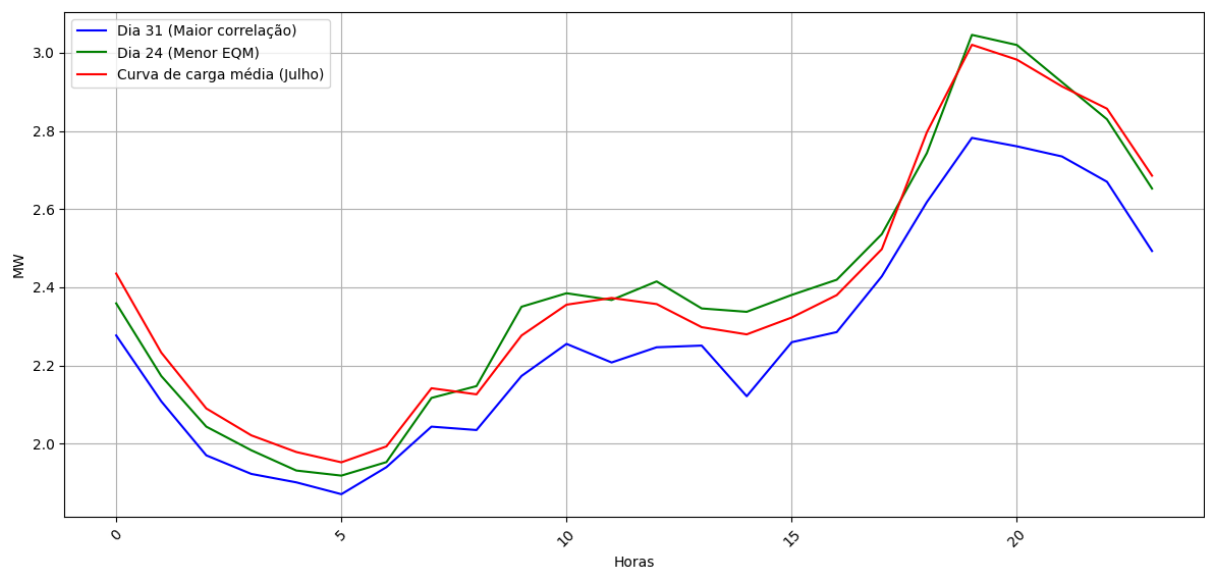


Figura 10 - Curvas de cargas – Julho/2024.



Com os gráficos, observou-se que o Erro Quadrático Medio (EQM) foi a métrica que indicou as curvas que mais se aproximavam da curva de carga média.

De acordo com as informações fornecidas pela concessionária, o alimentador já possui 893 kWp de potência fotovoltaica instalada em suas unidades consumidoras. Para garantir que a análise do sistema refletisse apenas o comportamento das cargas, foi utilizado a Equação 13 com a potência já instalada no alimentador para obter a energia gerada e em seguida foi subtraída dos dados da curva de carga.

Com as curvas de cargas selecionadas e a subtração da geração existente, foi possível obter os dados de carga necessários para a modelagem da carga no ANAREDE.

4.3 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A Figura 11 e a Figura 12 ilustram as curvas de radiação para os dias 23 fevereiro e 24 julho.

Figura 11 - Radiação Global e Média do Terceiro Quartil em 23 de fevereiro (04:00 - 20:00)

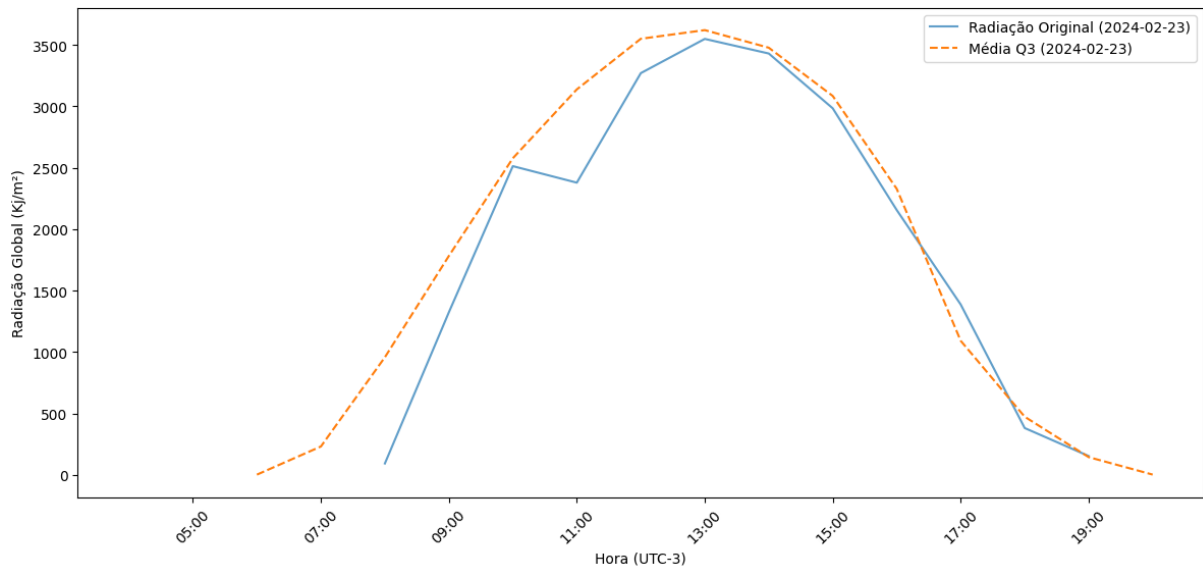
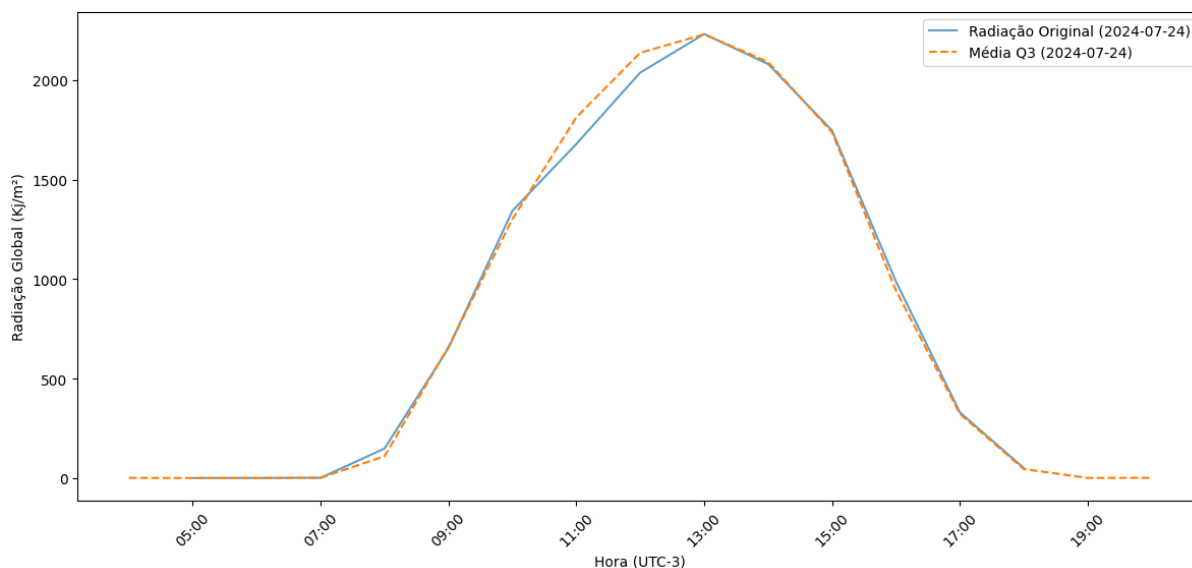


Figura 12 - Radiação Global e Média do Terceiro Quartil em 24 de julho (04:00 - 20:00).



A escolha das curvas de geração solar para a simulação foi diretamente vinculada aos dados de carga fornecidos pela concessionária, garantindo a correspondência temporal entre consumo e produção. Apesar de a seleção ter sido prioritária com base nas datas das curvas de carga, uma análise das figuras demonstra que os dias escolhidos foram particularmente adequados. É possível notar que a curva de geração fotovoltaica nesses dias segue o perfil da curva de radiação média estipulada, indicando condições de irradiação solar favoráveis. Essa correspondência valida a escolha, assegurando que o estudo utilize dados representativos tanto para o comportamento da carga quanto para a capacidade de geração solar.

Com a seleção dos dias e a obtenção dos dados de radiação solar, foi possível obter as curvas de FC para cada intervalo horário. As Figura 13 e Figura 14 ilustram as curvas de FC para os dias 23 de fevereiro e 24 de julho, respectivamente, mostrando o perfil de geração solar ao longo de um dia.

Figura 13 - Fator de Capacidade - 23 de fevereiro.

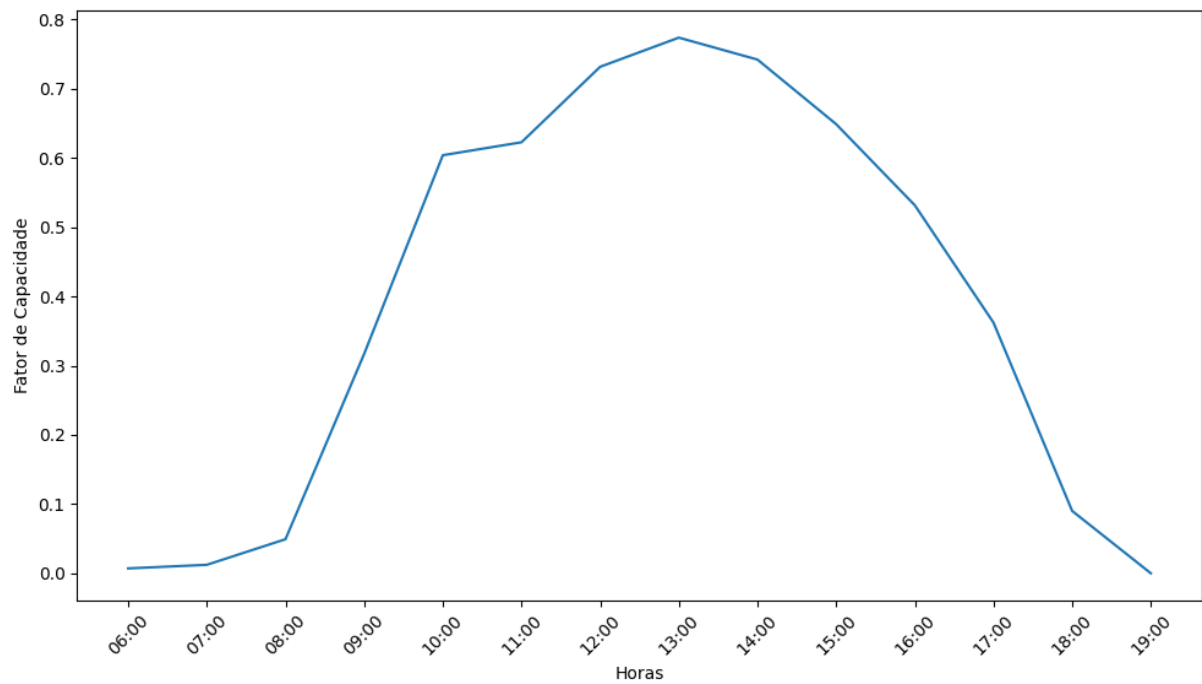
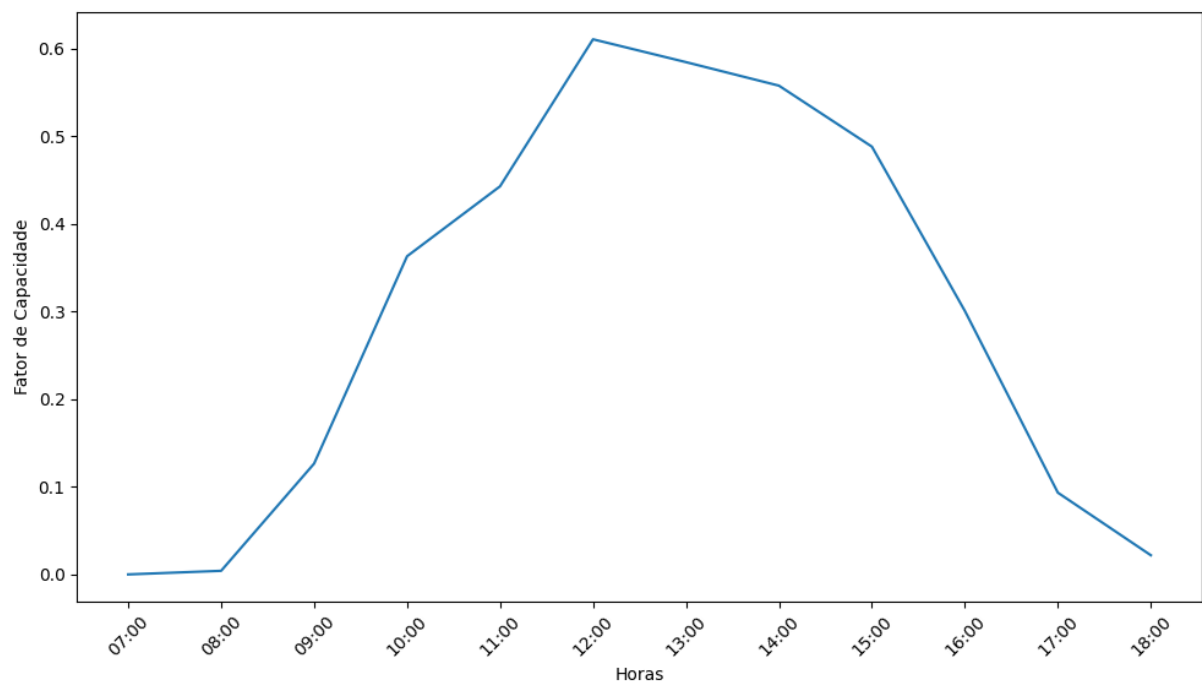


Figura 14 - Fator de Capacidade - 24 de julho.



Com as curvas de FC selecionadas foi possível obter os dados de geração necessários para a modelagem no *software* ANAREDE.

4.4 RESULTADOS

Nesta seção são apresentados os resultados e análises das simulações dos cenários propostos neste trabalho.

4.4.1 Cenário A – Sem geração FV

A seleção das barras de interesse foi feita com base nos resultados das simulações do Cenário A, que representa a condição base do sistema, ou seja, sem a presença de geração fotovoltaica no alimentador. Foram escolhidas as barras que apresentaram os níveis de menor tensão, maior tensão e maior carga, pois essas representam os pontos mais críticos e relevantes para o estudo. A Figura 15 e a Figura 16 demonstram os mapas de calor das tensões para os meses de fevereiro e julho, respectivamente, demonstrando o comportamento da rede nesse cenário e servindo como ponto de partida para a comparação e avaliação dos outros cenários.

Figura 15 - Mapa de calor das barras para o cenário A - Fevereiro.

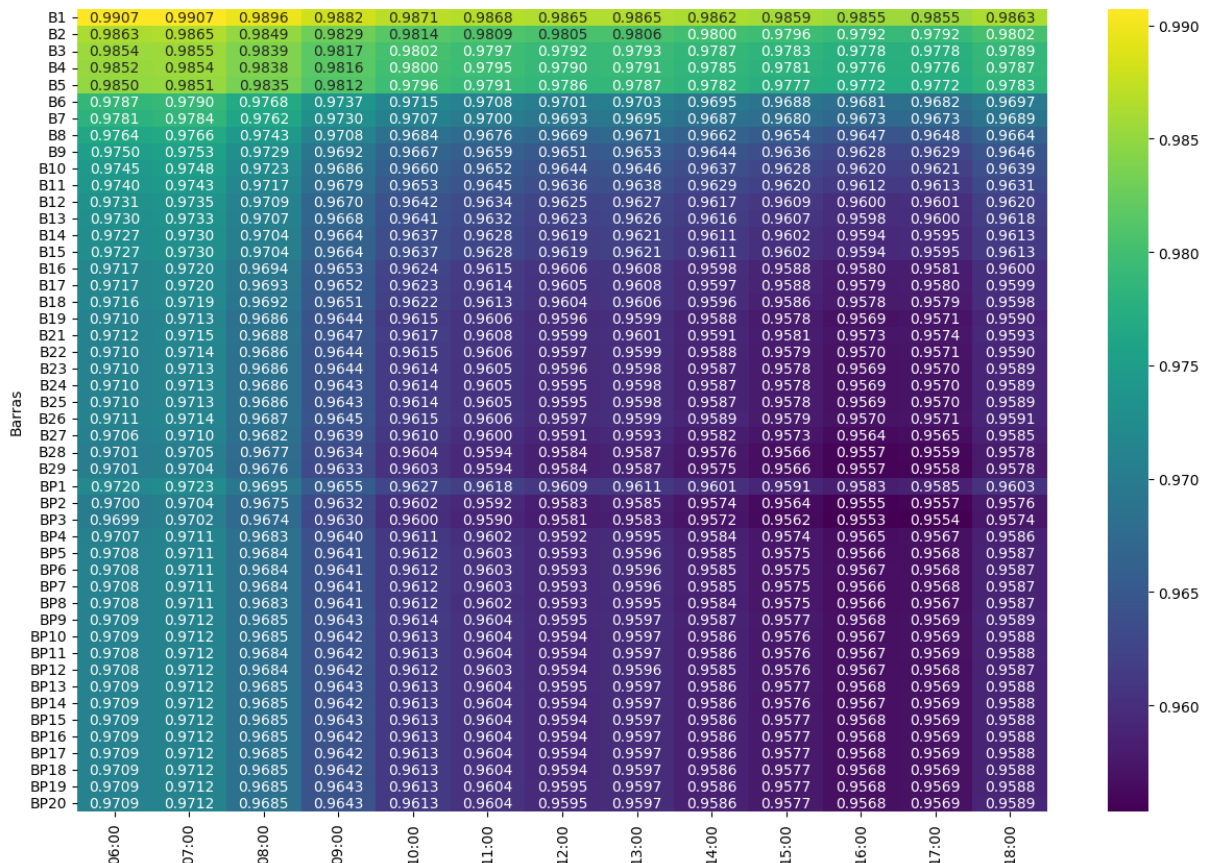
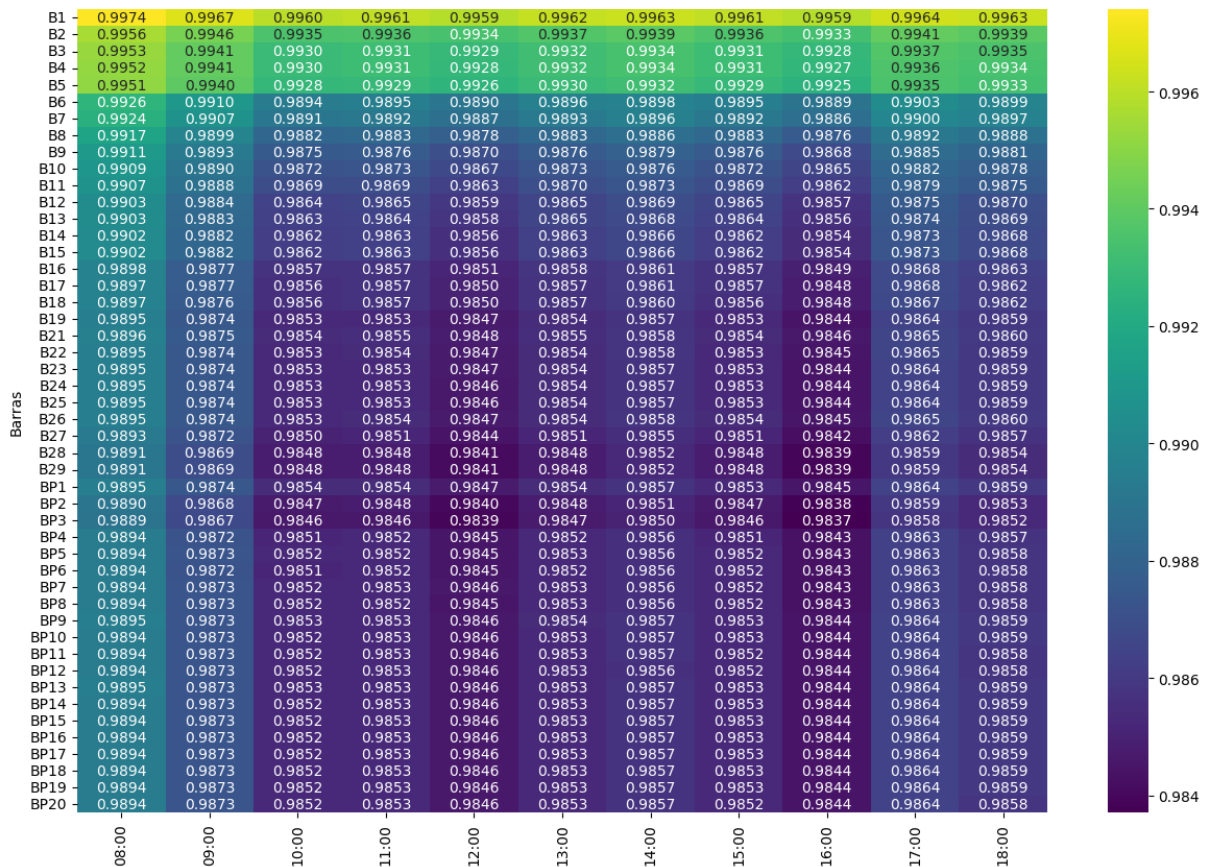


Figura 16 - Mapa de calor das barras para o cenário A - Julho.



A análise dos mapas de calor para ambos os meses demonstra um padrão consistente: as barras que apresentam os maiores e menores níveis de tensão ao longo do dia permanecem as mesmas. A barra de maior tensão identificada é a B1, enquanto a barra de menor tensão é a BP3. A Tabela 11 e a Tabela 12, que detalham os valores de tensão ao longo das simulações do Cenário A para fevereiro e julho, respectivamente, confirmam essa constatação e fornecem os dados quantitativos que fundamentam a seleção dessas barras como pontos de monitoramento para o restante do estudo.

Tabela 11 - Maior e menor valor de tensão - Fevereiro.

Barra	Tensão (pu)
B1	0,9907
BP3	0,9553

Tabela 12 - Maior e menor valor de tensão - Julho.

Barra	Tensão (pu)
B1	0,9974
BP3	0,9837

Por fim, a Barra B15 foi selecionada como o terceiro ponto de análise devido à sua característica de maior carga, resultado do método de agregação de cargas adotado, representando o ponto de maior carga entre as barras em estudo. Essa seleção permite investigar o comportamento da tensão em uma barra que simula um centro de consumo mais concentrado, tornando-a um ponto de referência para avaliar os impactos da geração fotovoltaica no sistema

Analisando o cenário sem geração observa-se que os níveis de tensão em todas as barras do alimentador permanecem dentro dos limites definidos como "ADEQUADOS" pelo PRODIST, atendendo aos critérios de qualidade de fornecimento estabelecidos pela regulamentação.

4.4.2 Perfil de tensão diário

A Figura 17, a Figura 18 e a Figura 19 demonstram o perfil de tensão diário dos cenários A, B, C e D para as barras de maior tensão, menor tensão e maior carga para o mês de Fevereiro.

Figura 17 - Perfil de tensão diário da barra de maior tensão - Fevereiro.

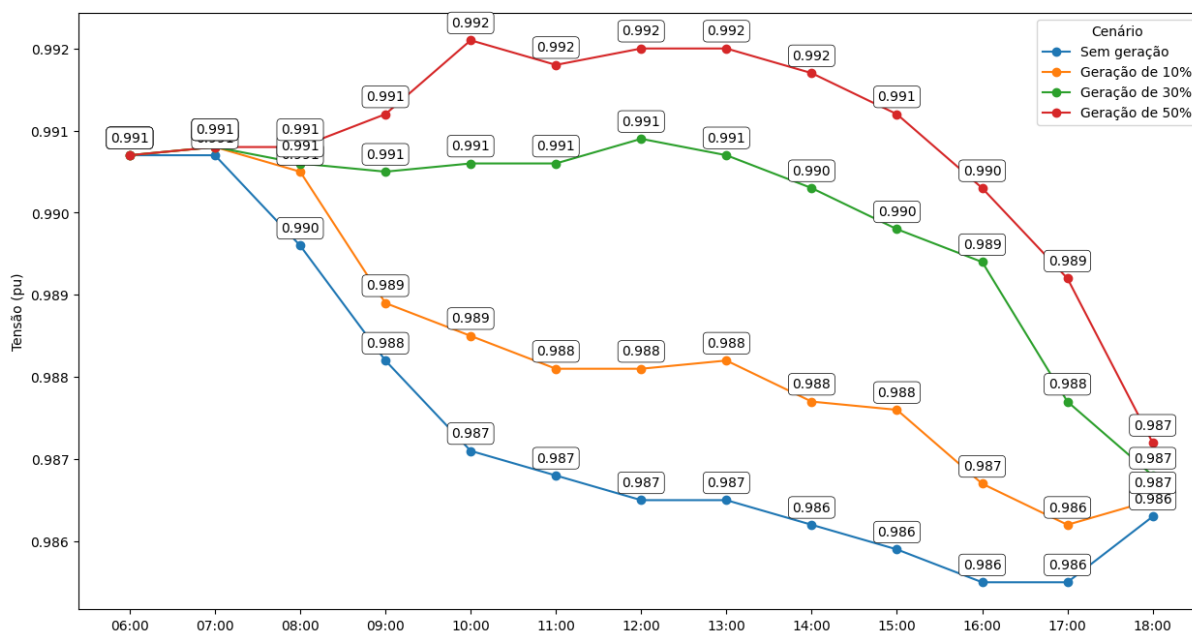


Figura 18 - Perfil de tensão diário da barra de menor tensão - Fevereiro.

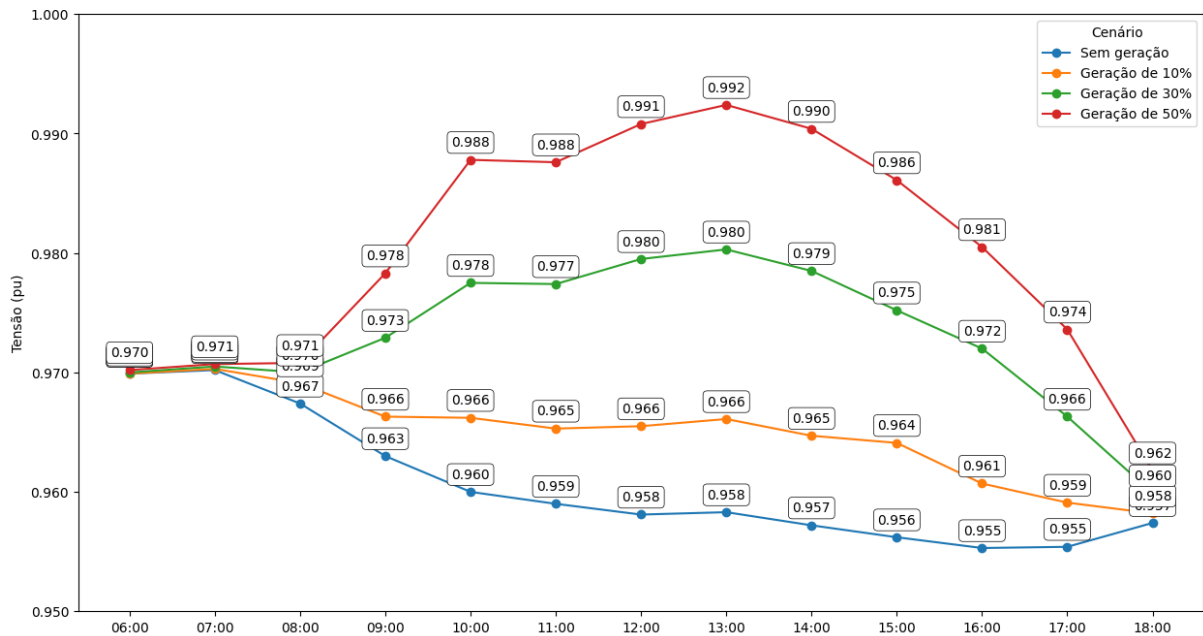
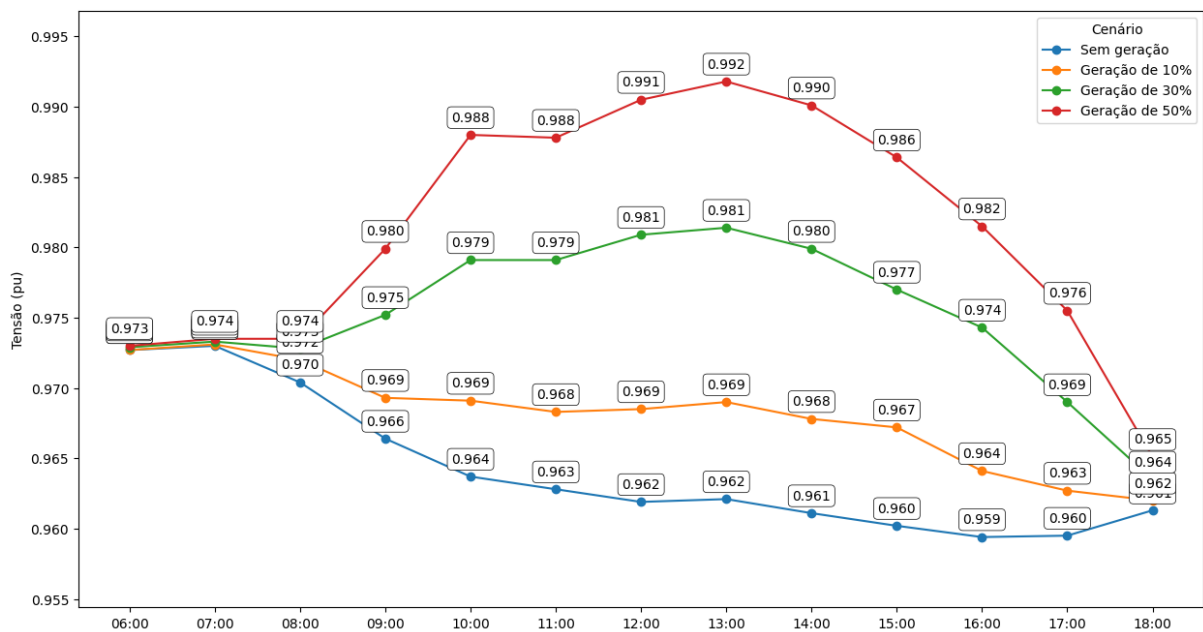


Figura 19 - Perfil de tensão diário da barra de maior carga - Fevereiro.



A análise do perfil de tensão em todas as barras demonstra, para o mês de fevereiro, que os valores de tensão do sistema permanecem dentro da faixa de operação normal. No Cenário B (Geração de 10%), observa-se que o perfil de tensão das barras ainda acompanha a curva de tensão imposta pela subestação, embora com uma diferença de magnitude notável, indicando a influência inicial da geração.

No entanto, à medida que a penetração da geração fotovoltaica aumenta (Cenários C e D, com maior percentual de geração), a tendência se inverte. O perfil de tensão do alimentador passa a se aproximar cada vez mais da curva de geração fotovoltaica, distanciando-se do padrão da subestação. Esse comportamento é uma evidência de que a presença de GD não apenas eleva os níveis de tensão, mas também aumenta a sua variabilidade ao longo do dia, tornando o sistema mais suscetível às flutuações da irradiação solar e diminuindo o controle da subestação sobre o perfil de tensão da rede.

Assim como o Cenário A (sem geração), em todos os cenários simulados para o mês de fevereiro a tensão em todas as barras do sistema permaneceu dentro dos limites estabelecidos como "ADEQUADOS" pelo PRODIST. Confirmando que a inserção de GD nos percentuais estudados não comprometeu a qualidade da tensão para este mês. Este resultado demonstra a robustez do sistema para o carregamento típico de fevereiro, indicando que a rede é capaz de absorver a injeção de potência da GD sem que os critérios regulatórios de qualidade de fornecimento sejam violados. Com o aumento da inserção de geração fotovoltaica, observa-se que as tensões nas barras do sistema se tornam progressivamente mais uniformes. Esse fenômeno é particularmente notável ao comparar as barras de maior e menor tensão, que passam a apresentar valores muito próximos.

A Figura 20, a Figura 21 e a Figura 22 demonstram o perfil de tensão diário dos cenários A, B, C e D para as barras de maior tensão, menor tensão e maior carga para o mês de Julho.

Figura 20 - Perfil de tensão diário da barra de maior tensão - Julho.

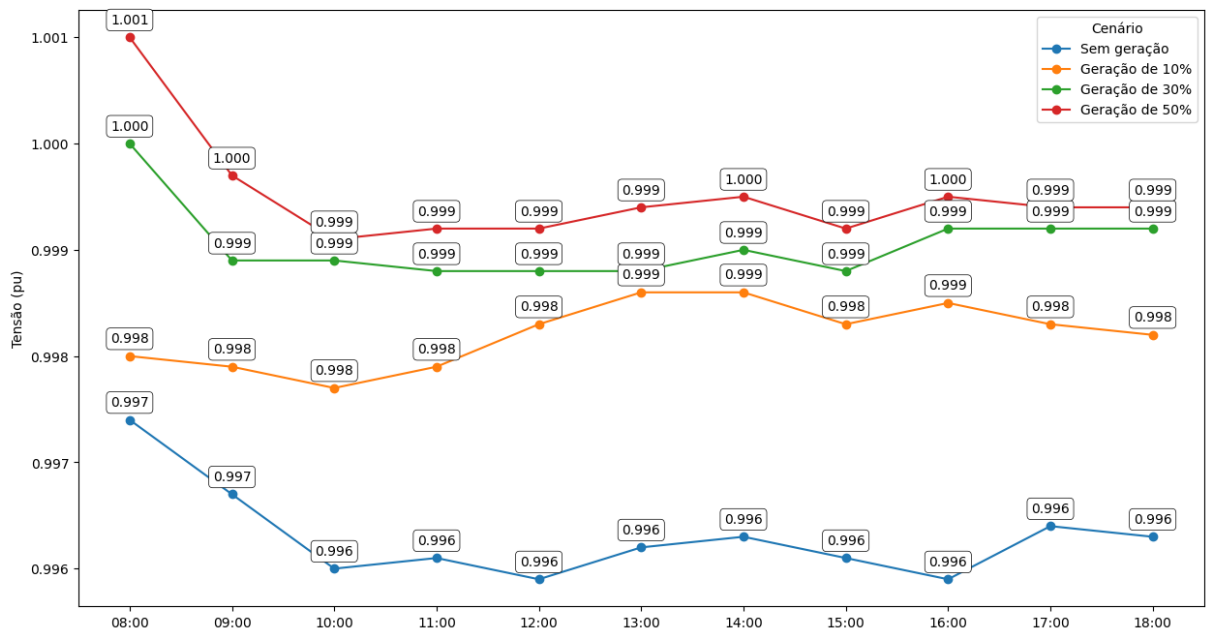


Figura 21 - Perfil de tensão diário da barra de menor tensão - Julho.

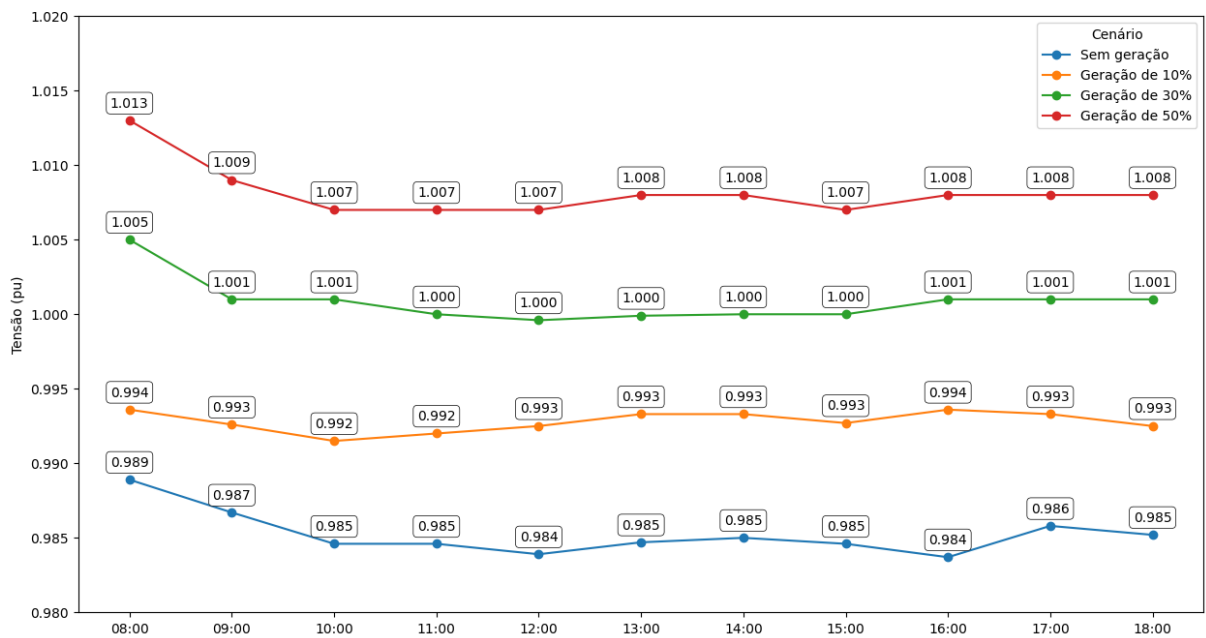
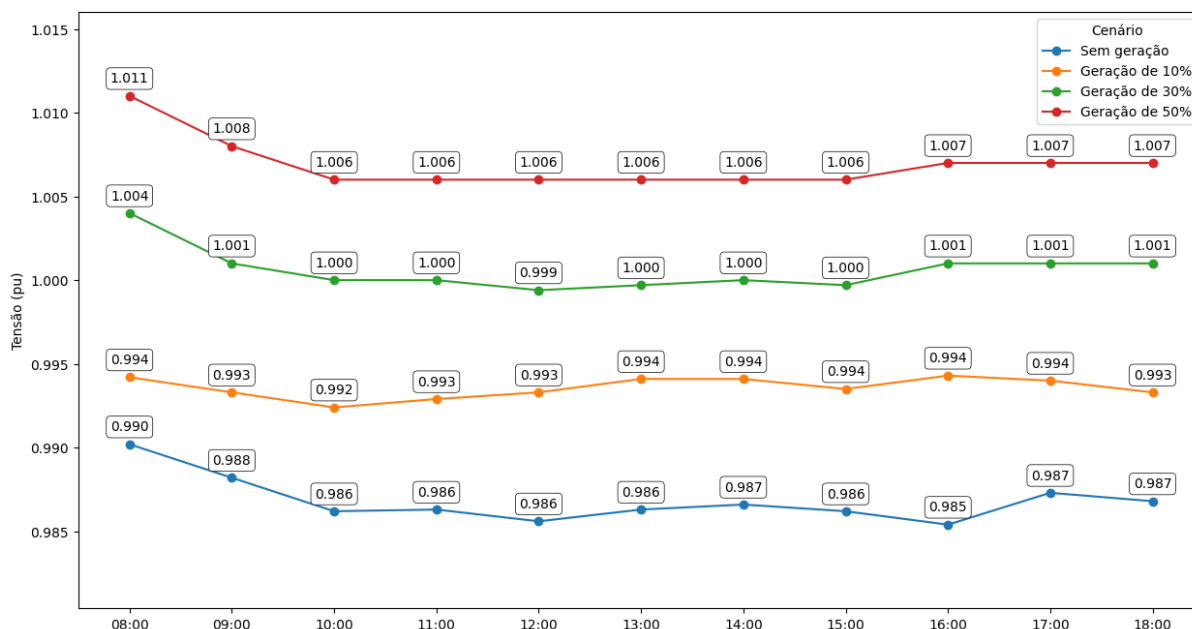


Figura 22 - Perfil de tensão diário da barra de maior carga - Julho.



Para o mês de julho a potência de saída da subestação é 48% menor em comparação com fevereiro. Essa redução de carga torna o sistema mais suscetível à influência da geração distribuída no alimentador, uma vez que a injeção de potência tem um impacto proporcionalmente maior. Para o cenário sem geração (Cenário A), observou-se novamente que todas as tensões permanecem dentro da faixa de operação normal. As figuras mostram que, quando a tensão ultrapassa 1 pu, a subestação demonstra capacidade de realizar um controle constante, limitando as variações ao longo do dia.

Contudo, a inserção de geração fotovoltaica, mesmo no Cenário B, resulta em uma melhora notável no perfil de tensão diário do alimentador para o mês de julho. A barra de maior tensão demonstra que o impacto da geração fotovoltaica se torna mais evidente, com um aumento notável da tensão mesmo no cenário de menor penetração (10% de geração). Esse resultado reforça que a GD pode atuar como um mecanismo de suporte de tensão em sistemas com menor carregamento, como observado em julho, elevando o perfil de tensão da rede e aproximando-o dos limites ideais de operação.

Novamente em todos os cenários simulados para o mês de julho a tensão em todas as barras do sistema permaneceu dentro dos limites estabelecidos como "ADEQUADOS" pelo PRODIST, confirmando que a inserção de GD nos percentuais estudados não comprometeu a qualidade da tensão para este mês.

Este resultado demonstra a robustez do sistema para o carregamento mais leve, típico de julho, indicando que a rede é capaz de absorver a injeção de potência da GD sem que os critérios regulatórios de qualidade de fornecimento sejam violados.

5 CONCLUSÃO

A partir das análises realizadas, este trabalho ofereceu uma visão dos impactos da inserção de geração fotovoltaica em um alimentador real, com foco no perfil de tensão diário durante dias representativos dos períodos de verão e inverno. Diante do rápido e contínuo crescimento da instalação de geradores fotovoltaicos na rede de distribuição, esta análise fornece subsídios técnicos para que o setor elétrico possa não apenas compreender os impactos atuais da Geração Distribuída, mas também aprimorar o planejamento, a operação e o controle da rede, garantindo que a expansão da energia solar ocorra de forma segura, eficiente e em conformidade com os padrões de qualidade de fornecimento exigidos.

De acordo com os resultados obtidos, no cenário em que o sistema de geração fotovoltaica possui 10% da potência nominal do alimentador, a subestação ainda controla o perfil de tensão ao longo do dia. Neste caso, a inserção da geração distribuída eleva os níveis de tensão em todas as barras, aproximando-os de 1 pu, o que representa uma melhora no perfil do sistema.

No entanto, o mês de julho oferece uma evidência clara do impacto da inserção da geração FV no sistema com menor demanda. Mesmo com um percentual de 10% de geração FV, considerado de baixa potência em comparação com outros cenários, a influência da irradiação solar se torna mais evidente. O perfil de tensão da rede começa a seguir a curva de irradiação solar, indicando que em períodos de baixa demanda, a geração fotovoltaica exerce uma influência mais significativa, podendo causar variações de tensão mais acentuadas, exigindo mais do controle do perfil de tensão da subestação.

De acordo com os resultados obtidos, nos cenários onde a geração fotovoltaica possui 30% e 50% da potência nominal do alimentador, os impactos sobre a rede tornaram-se mais evidentes. Os resultados foram similares entre si, com um aumento generalizado da tensão ao longo do dia, em ambos os casos. O perfil de tensão para o mês de fevereiro demonstrou uma similaridade crescente com a curva de irradiação solar, indicando uma maior variabilidade de tensão.

Na análise do mês de julho evidenciou-se que, quando a tensão da rede supera o valor de 1 pu devido à influência da geração FV, o sistema tende a se uniformizar em torno desse valor, apresentando uma variação de tensão menor em comparação com o mês de fevereiro. Esse fenômeno sugere que, em cenários de baixa demanda,

a injeção de potência da geração distribuída eleva a tensão para um patamar superior, onde os mecanismos de controle da subestação parecem atuar de forma mais eficaz para limitar as flutuações, resultando em um perfil de tensão mais plano e estável.

É importante ressaltar que em todos os cenários analisados, apesar das flutuações de tensão, a tensão permaneceu dentro dos limites regulamentados no PRODIST, enquadrando-se como "ADEQUADA".

As principais limitações do trabalho são:

- O software ANAREDE para versão de estudantes apresenta um limite de modelagem de 120 barras, não podendo representar fielmente todo o alimentador;
- O modelo de representação da subestação se dá por uma barra infinita, limitando a abrangência do estudo;
- A análise realizada nesse estudo teve como objeto apenas o perfil de tensão das barras do alimentador.

Em trabalhos futuros, recomenda-se:

- Realizar simulações levando em conta a diferença de potência instalada em áreas diferentes no alimentador;
- Avaliar os impactos nos indicadores de qualidade da rede;
- Avaliar os impactos nos indicadores de qualidade da rede de sistemas fotovoltaicos com sistemas de armazenamento;
- Avaliar o comportamento dinâmico do sistema frente a inserção da geração fotovoltaica no alimentador;
- Considerar as simulações utilizando outros modelos de carga.

REFERÊNCIAS

ACORDO DE PARIS. Paris, França: [S. l.]: Organização das Nações Unidas, 2015. Disponível em: https://unfccc.int/sites/default/files/english_paris_agreement.pdf. Acesso em: 01 jul. 2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST): Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica.** Revisão 3. Brasília, DF, 2021. Disponível em: https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2021956_2_7.pdf. Acesso em: 29/05/2025.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA (ANEEL). **Resolução Normativa nº 482, de 17 de abril de 2012.** Estabelece as condições gerais para o acesso de microgeração e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição de energia elétrica, o sistema de compensação de energia elétrica, e dá outras providências. Brasília, DF: ANEEL, 2012. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 14 ago. 2025.

ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA (ABSOLAR). **Panorama da Geração Distribuída Fotovoltaica no Brasil.** [S. l.]: ABSOLAR, 2025. Infográfico. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/mercado/infografico>. Acesso em: 24 jul. 2025.

BARATA, Heitor Alves. **Impacto de redes de distribuição com massiva conexão de geradores fotovoltaicos na estabilidade de tensão de longo-prazo em sistemas de potência.** Orientador: João Paulo Abreu Vieira. 2017. 115 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Instituto de Tecnologia, Universidade Federal do Pará, Belém, 2017. Disponível em: <http://repositorio.ufpa.br/jspui/handle/2011/8999>. Acesso em: 03 jul. 2025.

BRAGA, T. M. **Desafios de Qualidade de Energia na Implantação de Geração Distribuída na Rede.** 2021. Monografia (Especialização em Energias Renováveis) - Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, 2021. Disponível em: https://repositorio.ufmg.br/bitstream/1843/32980/1/Monografia_Especializa%C3%A7

[%C3%A3o%20Renov%C3%A1veis%20-%20Thiago%20Maciel%20Braga.pdf](#).

Acesso em: 28 jul. 2025.

BRASIL. **Lei nº 14.300, de 6 de janeiro de 2022.** Estabelece o marco legal da microgeração e minigeração distribuída, o Sistema de Compensação de Energia Elétrica (SCEE) e o Programa de Energia Renovável Social (PERS); altera as Leis nos 9.074, de 7 de julho de 1995, 9.427, de 26 de dezembro de 1996, e 10.438, de 26 de abril de 2002; e dá outras providências. Brasília, DF: Diário Oficial da União, 2022.

Disponível em: https://www.planalto.gov.br/ccivil_03/_ato2019-2022/2022/lei/l14300.htm. Acesso em: 14 ago. 2025.

Braun-Grabolle, Priscila. **A Integração de sistemas solares fotovoltaicos em larga escala no sistema elétrico de distribuição urbana.** Orientador: Ricardo Rüther. – Florianópolis, SC, 2010. Tese (doutorado) – Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico. Programa de Pós-Graduação em Engenharia Civil. Disponível em: <http://repositorio.ufsc.br/xmlui/handle/123456789/93791>. Acesso em: 29/05/2025.

CELESC. Projeto Bônus Fotovoltaico. Florianópolis: Celesc. Disponível em: <https://site.celesc.com.br/peecelesc/index.php>. Acesso em: 18 ago. 2025.

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (Cepel). ANATEM: programa de Análise de Transitórios Eletromecânicos. Disponível em: <https://www.cepel.br/produtos/anatem/>

CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA (Cepel). ANAREDE: programa para análise de redes de energia elétrica. Disponível em: <https://www.cepel.br/produtos/anared-2/anarede/>

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (Brasil). Plano Decenal de Expansão de Energia (PDE) 2034. Rio de Janeiro, 2024. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/plano-decenal-de-expansao-de-energia-2034>. Acesso em: 29 maio 2025.

ETO, J. et al. **Scoping study on trends in the economic value of electricity reliability to the U.S. economy**. Berkeley: Lawrence Berkeley National Laboratory, 2001. Disponível em: <https://escholarship.org/uc/item/140887r1>. Acesso em: 14 jul. 2025.

GREENER. **Estudo estratégico de Geração Distribuída**. Greener: [S. l.], 2025.

Hirassaki, Vinícius. **Usinas virtuais equivalentes representativas de múltiplos sistemas fotovoltaicos distribuídos em Florianópolis**. Dissertação (mestrado) - Universidade Federal de Santa Catarina, Centro Tecnológico, Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Florianópolis, 2024. Disponível em: <https://repositorio.ufsc.br/handle/123456789/263689>. Acesso em: 25. maio 2025.

INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELECTRONICS ENGINEERS (IEEE). **IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces**. IEEE Std 1547-2018. New York: IEEE, 2018.

INSTITUTO NACIONAL DE METEOROLOGIA (INMET). **Dados Históricos Anuais**. [S. l.]: INMET, 2023. Disponível em: <https://portal.inmet.gov.br/dadoshistoricos>. Acesso em: 12 jun. 2025.

JOHNSON, D. O.; HASSAN, K. A. Issues of Power Quality in Electrical Systems. **International Journal of Energy and Power Engineering**, v. 5, n. 4, p. 148-154, 2016. Disponível em: [10.11648/j.ijepe.20160504.12](https://doi.org/10.11648/j.ijepe.20160504.12). Acesso em: 25. maio 2025.

KHETRAPAL, P. Distributed Generation: A Critical Review of Technologies, Grid Integration Issues, Growth Drivers and Potential Benefits. **International Journal of Renewable Energy Development**, v. 9, n. 2, p. 189-205, 2020. Disponível em: <https://doi.org/10.14710/ijred.9.2.189-205>. Acesso em: 14 jul. 2025.

LOPES, J. A. Peças et al. Integrating distributed generation into electric power systems: A review of drivers, challenges and opportunities. **Electric Power Systems**

Research, v. 77, n. 9, p. 1189-1203, 2007. Disponível em: <https://doi.org/10.1016/j.epsr.2006.08.016>. Acesso em: 25 jul. 2025.

ONS. Operador Nacional do Sistema Elétrico. **Previsão da evolução da capacidade instalada no SIN**. ONS, 2025. Disponível em: <https://www.ons.org.br/paginas/sobre-o-sin/o-sistema-em-numeros>. Acesso em: 14 ago. 2025.

PINHO, João Tavares; GALDINO, Marco Antonio. **Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos**. Rio de Janeiro: Grupo de Trabalho de Energia Solar - GTES - CEPEL - DTE - CRESESB, 2014. Acesso em: 14 ago. 2025.

SHI, S.; HUANG, Z.; ZHANG, Y. **Improvement of Short-circuit Calculation for distribution network with distributed generation**. IEEE 4th Advanced Information Management, Communicates, Electronic and Automation Control Conference (IMCEC), 2021. p. 21-24. Disponível em: [10.1109/IMCEC51613.2021.9482104](https://doi.org/10.1109/IMCEC51613.2021.9482104). Acesso em: 14 ago. 2025.

WEG. **Transformadores de Distribuição**. Jaraguá do Sul, SC: WEG, [2024]. Disponível em: https://www.weg.net/catalog/weg/BR/pt/Geração%2C-Transmissão-e-Distribuição/Transformadores-e-Reatores-a-Óleo/Transformadores-de-Distribuição-a-Óleo/30-a-300-kVA/Transformador-de-Distribuição-Pequeno-%28até-300-kVA%29/p/MKT_WTD_SMALL_DISTRIBUTION_TRANSFORMERS_UP_TO_300KV. Acesso em: 14 ago. 2025.

ANEXO A – Topologia do alimentador

