

UNIVERSIDADE FEDERAL DO RIO GRANDE DO SUL
CAMPUS LITORAL NORTE
DEPARTAMENTO INTERDISCIPLINAR
ENGENHARIA DE GESTÃO DE ENERGIA

Gustavo Scherer Djambolakdjian

**Análise dos Impactos Técnicos da Geração Distribuída em Sistemas de
Distribuição de Energia Elétrica de Baixa Tensão**

Tramandaí
Ano 2022

Gustavo Scherer Djambolakdjian

Análise dos Impactos Técnicos da Geração Distribuída em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica de Baixa Tensão

Este trabalho foi julgado adequado para fazer jus aos créditos da atividade de ensino “Trabalho de Conclusão de Curso”, do Departamento Interdisciplinar e aprovado em sua forma final pelo Orientador e pela Banca Examinadora.

Orientador: Prof. Dr. Fábio Fedrizzi Vidor, UFRGS.

Doutor pela Universität Paderborn – Paderborn, Alemanha.

Coorientador: Prof. Dr. Renato Gonçalves Ferraz, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Banca Examinadora:

Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana, UFRGS.

Doutor pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Profa. Dra. Bibiana Maitê Petry Ferraz, UFRGS.

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Profa. Dra. Gabriela Pereira Da Silva Maciel, UFRGS.

Doutora pela Universidade Federal do Rio Grande do Sul – Porto Alegre, Brasil.

Coordenadora COMGRAD-EGE

Profa. Dra. Gabriela Pereira Da Silva Maciel

ANÁLISE DOS IMPACTOS TÉCNICOS DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA DE BAIXA TENSÃO

Gustavo Scherer Djambolakdjian – gustavo.scherer@ufrgs.br

Fábio Fedrizzi Vidor – fabio.vidor@ufrgs.br

Renato Gonçalves Ferraz – renato.ferraz@ufrgs.br

Universidade Federal do Rio Grande do Sul, Departamento Interdisciplinar – Engenharia de Gestão de Energia.

Resumo. *A partir da necessidade de aumentar a confiabilidade no suprimento de energia elétrica, com base na diversificação da sua matriz, aliada a questões ambientais, muitos países têm fortalecido o incentivo e a utilização de fontes alternativas e renováveis, tais como a energia solar, energia eólica e da biomassa. A inserção de recursos energéticos distribuídos nos sistemas de distribuição de energia elétrica traz a vantagem de tais recursos poderem ser instalados junto às cargas, diminuindo as perdas técnicas que ocorrem no transporte de energia. No entanto, a conexão desse tipo de geração distribuída provoca mudanças no fluxo de potência das redes de distribuição, as quais foram concebidas, inicialmente, para operarem de forma radial, com suprimento de energia proveniente dos sistemas de transmissão. Além disso, o aumento da penetração de geração distribuída pode ocasionar alterações nos parâmetros técnicos das redes de distribuição, em particular nos níveis de tensão e nas perdas elétricas. Considerando os cenários descritos, este trabalho avalia, através de simulações numéricas realizadas no programa OpenDSS, os impactos da inserção de geração distribuída fotovoltaica em redes de distribuição de baixa tensão, considerando diferentes níveis de penetração, capacidade de hospedagem e aspectos de sazonalidade por parte da geração e da carga. Para isso, foi utilizado um sistema de testes do IEEE, onde foram avaliados cenários com dias de verão e inverno considerando diferentes condições de irradiação, como dias com céu limpo e nublado. Também foi considerada a sazonalidade da carga observada nos municípios com grande flutuação populacional, como é o caso do município de Tramandaí, localizado no litoral norte do Rio Grande do Sul. Foram avaliados os perfis de tensão, o carregamento dos condutores e do transformador e as perdas ao longo da rede. Constatou-se que, para os cenários avaliados, a inserção de geração distribuída fotovoltaica afeta os níveis de tensão e as perdas no sistema, porém os critérios de níveis de tensão, carregamento do transformador e dos condutores, considerados como possíveis limitantes não foram atingidos.*

Palavras-chave: *Capacidade de hospedagem, Sazonalidade, Geração distribuída fotovoltaica.*

Abstract. *Facing the demand to increase the energy reliability through the diversification of the energetic matrix, combined with environmental aspects, several countries have strengthened the incentive and use of alternative and renewable energy resources such as solar, wind and biomass energy. The insertion of distributed energy resources in distribution networks has the advantage of these resources being able to be installed next to the loads, reducing technical losses that occur in the energy transport. However, connecting these systems changes the power flow in the distribution networks, as the grid was initially conceived to operate in a radial manner with energy supplied by the transmission system. Conjointly, increasing the penetration of distributed resources, the distribution grid's technical parameter may be affected, especially voltage levels and network electrical losses. This study evaluates, through numerical simulations carried out in the software OpenDSS, the impacts of photovoltaic distributed generation insertion in low-voltage distribution networks, considering different penetration levels, hosting capacity, and seasonality from both the load and the generation. An IEEE test system was used, in which summer and winter days were considered as well as different irradiation conditions, such as clear and cloudy skies. The seasonality of the load observed in cities with large population fluctuation was also considered; this is the case of Tramandaí, a city located on the northern coast of Rio Grande do Sul. The voltage profiles, the conductors and transformers loading, and the losses along the network were evaluated. For the evaluated network, the system depicted changes in its behavior as the distributed energy resources were incremented; however, it does not operate outside the stipulated voltage or thermal limits.*

Keywords: *Hosting capacity, Seasonality, Photovoltaic distributed generation.*

1. INTRODUÇÃO

A utilização de fontes de energia renováveis na matriz energética mundial tem aumentado consideravelmente nos últimos anos. Essa tendência pode ser justificada pela necessidade de adequação às políticas ambientais, assim como para aumentar a segurança energética nacional por meio da pesquisa e incentivo de outras fontes de energia. O crescimento de fontes alternativas como a solar, eólica e biomassa, deve ser observado ainda mais nos próximos anos. Os recursos energéticos distribuídos, que tem como característica a possibilidade de ser instalada junto à carga, tem aparecido cada vez mais no cenário energético mundial. As vantagens da geração distribuída quando comparada à geração centralizada, estão associadas à sua versatilidade, possibilitando adiar investimentos ligados a expansão dos sistemas de transmissão e distribuição, gerando um menor impacto ambiental e contribuindo com a possível diminuição de perdas técnicas do sistema [1]. A utilização de geração distribuída de origem fotovoltaica aumentou consideravelmente nos últimos anos, sendo, até o momento, a fonte com maior participação em potência no Brasil [2]. Por ser uma fonte intermitente, a geração de energia a partir da fonte solar possui características pouco previsíveis em comparação às fontes convencionais. Essa imprevisibilidade torna mais complexos o controle do fluxo de potência e o planejamento adequado dos sistemas de energia elétrica. A inserção de uma grande quantidade de sistemas fotovoltaicos conectados à rede por parte de consumidores tende a impactar no nível de tensão durante o período de geração, causando um aumento na amplitude da tensão observada no ponto de conexão [3]. Nas redes de distribuição, manter os níveis de tensão em regime permanente dentro de limites adequados é um dos fatores que determina a qualidade da energia entregue aos consumidores. A ampliação do número de sistemas fotovoltaicos conectados em baixa tensão, têm preocupado as distribuidoras de energia com relação aos impactos técnicos que os mesmos podem ocasionar nas redes. As restrições operacionais devem ser observadas na análise para permitir a conexão da microgeração distribuída na rede de distribuição, com o objetivo de manter a qualidade da energia entregue aos consumidores. Além dos impactos referentes à qualidade da tensão em regime permanente, outros aspectos devem ser avaliados, como o carregamento das linhas e do transformador e as perdas técnicas na rede.

Com o intuito de avaliar esses impactos, diversos estudos vêm sendo realizados de modo a compreender essa interação e adequar o planejamento das redes de distribuição. Em [3] foi utilizada simulação numérica para avaliar o impacto da geração fotovoltaica nos níveis de tensão de um alimentador de testes padrão do IEEE (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*). O autor considerou não apenas os limites de tensão, mas também questões relacionadas à infraestrutura da rede, a capacidade dos transformadores, a ampacidade das linhas e restrições ligadas a fatores econômicos. O autor observou que no caso estudado, a limitação da potência de geração instalada estava mais relacionada a aspectos financeiros do que a restrições técnicas propriamente ditas.

Uma análise sobre a inserção de geração fotovoltaica também foi realizada em [4]. O autor avaliou os impactos dos geradores fotovoltaicos na regulação de tensão da rede elétrica por meio de simulações utilizando a ferramenta OpenDSS e a rede de testes IEEE de 34 barras. As principais constatações apontadas, mostram que o local de instalação, o nível de penetração e as condições climáticas são as principais causas dos impactos técnicos nas redes de distribuição. Além disso, observou-se que a instalação junto à carga contribui para elevar a tensão para limites aceitáveis de distribuição em horários em que a geração de potência pelo painel solar é elevada. No entanto, nos casos em que a irradiação incidente é menor, como em dias nublados, há uma redução na potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos e o sistema tende a não conseguir suprir a demanda, conseqüentemente, o perfil de tensão pode ficar abaixo dos limites adequados, conforme estipulado no Módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST).

Um estudo da inserção de microgerações fotovoltaicas em um sistema de distribuição utilizando um modelo de testes de 13 barras do IEEE foi realizada por [5]. O trabalho teve como base simulações realizadas na ferramenta OpenDSS, onde foram considerados os dados de irradiação, temperatura e especificações de um sistema fotovoltaico real. O autor investigou cenários com a inserção de diferentes quantidades de sistemas fotovoltaicos, múltiplos do modelo baseado no sistema real. Foi avaliada a variação diária das tensões nas barras do sistema, considerando cargas residenciais e industriais, bem como o fluxo de potência entre o alimentador e as cargas. No trabalho foi observado que mesmo com a variação diária nos níveis de tensão ocasionada pela inserção dos sistemas fotovoltaicos, os valores ficaram dentro dos limites estipulados pelo PRODIST. Também foi constatado que, para os cenários considerados, apesar de haver fluxo de potência reverso nos momentos de geração, as perdas mensais diminuíram com a presença dos sistemas fotovoltaicos na rede. Na literatura, também é possível encontrar estudos realizados a partir de modelos de sistemas de distribuição reais, como é o caso de [1], [6] e [7].

Em [1], a autora investigou diferentes níveis de penetração de microgeração fotovoltaica em uma rede de baixa tensão real na região sul do Brasil, utilizando o OpenDSS. O estudo avaliou os níveis de tensão, o fator de desequilíbrio das tensões e o carregamento das linhas e do transformador. Os valores obtidos nas simulações foram comparados frente a um caso base, permitindo uma avaliação dos critérios estipulados para limitação dessas conexões no sistema. Os resultados demonstraram que para os casos estudados não houve violação dos limites de tensão e do fator de desequilíbrio recomendados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), bem como não foram observadas sobrecargas nos trechos de interesse.

Já em [6] é realizado um estudo sobre a capacidade de hospedagem em um alimentador real da Companhia Estadual de Energia Elétrica (CEEE) localizado no município de Tramandaí - RS. No estudo, foi utilizado o método de Monte Carlo para avaliar os impactos da conexão de sistemas fotovoltaicos na rede, definindo as variáveis de carga e de geração de maneira estocástica. A autora observou uma melhora nos níveis de tensão e nos patamares de perdas somente até o valor de 40% de potência de geração solar frente a capacidade total de potência do transformador. Acima de 80% de

penetração o sistema passou a apresentar um desempenho pior do que o do caso base (sem inserção de geração distribuída fotovoltaica).

E ainda, em [7], foi realizado um estudo sobre os impactos causados pela geração distribuída fotovoltaica em sistemas reais de baixa tensão pertencentes a distribuidora de Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc). Foram avaliados quatro alimentadores, com diferentes perfis de carga, utilizando o programa de simulação OpenDSS. Os resultados mostraram alterações nos níveis de tensão nos alimentadores e no perfil das perdas técnicas, dependendo da potência de geração instalada. Foi verificado que a geração distribuída fotovoltaica contribui para reduzir as perdas técnicas até um determinado limite de penetração, passando posteriormente a incrementá-las, os valores observados para diferentes alimentadores variam entre 50% a 90% de inserção.

Apesar dos impactos decorrentes da inserção de sistemas fotovoltaicos e de geração distribuídas serem investigados por vários autores, observa-se que este tópico ainda possui oportunidades científicas quando combinado com sazonalidade. Esta sazonalidade pode estar tanto relacionada à disponibilidade da fonte renovável quanto a população da região, o que é traduzido por uma flutuação da carga no sistema dependendo do período. Por exemplo, estudos como o apresentado em [8] avaliaram os impactos da inserção de geração distribuída em função da variação de carga sazonal e como a utilização de armazenadores de energia podem contribuir para amenizar os efeitos observados. Todavia, o estudo foi realizado para um sistema em alta tensão e reflete apenas as características do clima e o consumo dos usuários da região onde foi realizado.

Sendo assim, tendo em vista os impactos que a inserção massiva de geração fotovoltaica pode causar nos sistemas de distribuição, o presente estudo tem como objetivo avaliar a quantidade de geração distribuída fotovoltaica que pode ser inserida em um sistema de distribuição residencial, sem violar os limites técnicos da rede, ou seja, capacidade de hospedagem, considerando um contexto de sazonalidade de recurso solar e do consumo de uma região do sul do Brasil. Desta forma, para explorar de forma sistemática esta inserção de geração fotovoltaica, a metodologia descrita na seção 2 foi elaborada e aplicada em um estudo de caso apresentado na seção 3. Os resultados alcançados bem como a discussão deles estão na seção 4. A seção 5 é destinada as conclusões do presente estudo.

2. METODOLOGIA

A metodologia desse trabalho consiste em uma série de procedimentos com o objetivo de avaliar os níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica em um sistema de distribuição residencial, sem violar os limites técnicos da rede, considerando um contexto de sazonalidade de geração e de carga. De maneira geral, neste trabalho empregaram-se simulações numéricas através da ferramenta de código aberto OpenDSS, onde comparou-se um caso base (sem sistemas fotovoltaicos) com os resultados obtidos com o aumento gradativo de geração: Caso base, 25%, 50%, 75% e 100% de unidades consumidoras na rede com geração fotovoltaica. As curvas de carga foram obtidas a partir do programa *Load Profile Generator* (LPG), que visa representar o comportamento de usuários residenciais com diferentes perfis de consumo, bem como diferentes ocupantes dentro do ambiente doméstico. A partir das simulações realizadas, foram estimadas as perdas técnicas, os níveis de tensão e o carregamento para diferentes níveis de penetração de geração distribuída fotovoltaica. Os valores obtidos foram comparados com aqueles determinados no módulo 8 dos Procedimentos de Distribuição (PRODIST), bem como com valores de referência encontrados na literatura.

2.1 Procedimentos

A fim de avaliar o impacto da geração distribuída em um sistema de distribuição residencial, uma rede deve ser escolhida, caracterizada e implementada na ferramenta computacional OpenDSS. Para o presente trabalho, uma rede de teste em baixa tensão da IEEE foi selecionada, conforme descrito na seção de estudo de caso.

Para o estudo da sazonalidade, dados referentes a dinâmica da população consumidora devem ser levados em consideração. Dados reais de medição de consumo ou levantamentos realizados por órgãos competentes deverão ser utilizados. Neste contexto, a população será dividida em dois grupos, população permanente e população flutuante. Observa-se que este estudo é mais relevante para regiões turísticas, como é o caso de algumas cidades litorâneas. Além da divisão das categorias de população, informações relacionadas as épocas do ano, quando ocorre esta sazonalidade populacional, são de suma importância. Estas informações relativas à sazonalidade irão balizar tanto as curvas de carga por período quanto as características climáticas para tal situação.

Conforme informações levantadas na etapa de caracterização da sazonalidade da região, informações e parâmetros condizentes serão configurados e utilizados no LPG. Este programa considera o comportamento e desejos dos ocupantes de uma residência para estimar quais equipamentos serão utilizados e seu consumo individual, não dependendo de dados aleatórios ou probabilísticos para a geração de curvas de carga [9]. Sua parametrização considera a temperatura, calendário, equipamento e perfis dos ocupantes. As cargas diferem em relação ao número de membros da casa, hábitos de consumo (de economia de energia a consumo intensivo de energia), bem como os utensílios domésticos e equipamentos disponíveis em cada residência. A Fig. 1 demonstra de forma resumida o modelo de escolhas implementado pelo LPG.

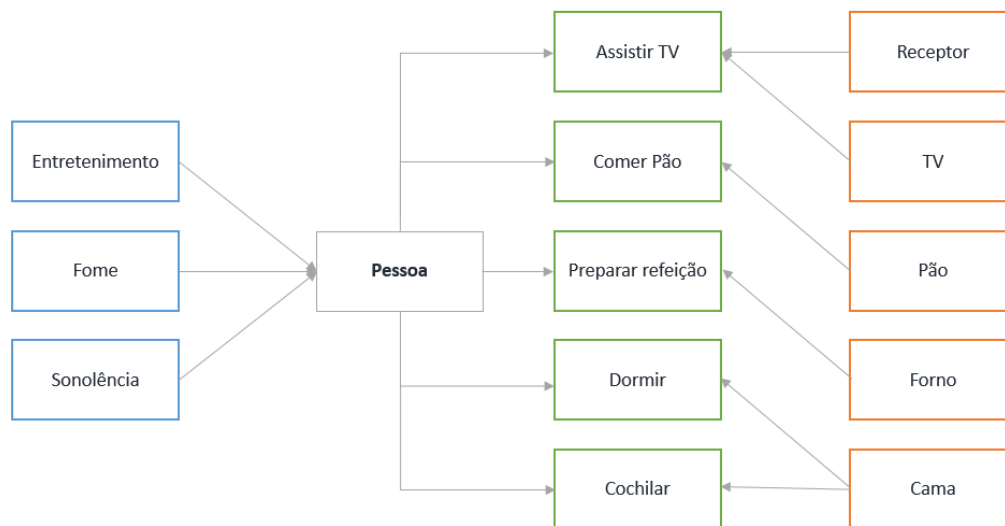


Figura 1 – Modelo de escolhas implementado pelo LPG. Adaptado de [10].

Após inserção dos dados no LPG, obtém-se a representação da sazonalidade da região no formato de curvas de carga da população permanente e da população flutuante. Maiores informações sobre a configuração do LPG para o estudo de caso deste trabalho serão abordadas na próxima seção.

Com as curvas de carga geradas, o cálculo da potência de cada gerador fotovoltaico deve ser realizado. Esta potência é determinada com base no consumo médio mensal de cada residência [11], expressa por:

$$P_{SFV} = \frac{E}{PR \cdot HSP} \quad (1)$$

Onde:

P : potência de pico do sistema fotovoltaico [kW];

E : consumo diário médio mensal da residência [kWh];

PR : desempenho global (*Performance Ratio*), considerado como 0,80;

HSP : tempo médio diário de irradiação solar para o município de Tramandaí [h] [12].

Desta forma, um sistema fotovoltaico será calculado para cada consumidor do sistema de maneira a corresponder cada geração distribuída com o seu consumo local. Observa-se que, dependendo da característica da localidade, o autoconsumo remoto¹ deve também ser levado em consideração no consumo diário médio mensal da residência e, por consequência, no dimensionamento do sistema fotovoltaico.

Com estas informações, a alocação dos geradores fotovoltaicos no sistema pode ser realizada. A distribuição seguirá as seguintes etapas: i) serão avaliados diferentes níveis de penetração (Caso Base, 25%, 50%, 75% e 100%), que correspondem ao aumento da quantidade de consumidores com geração no sistema; ii) para cada faixa de porcentagem, as próximas barras que receberão os geradores serão determinadas de maneira aleatória; iii) o sistema fotovoltaico será conectado na mesma fase do consumidor local. Os processos de alocação e simulação serão repetidos de acordo com os níveis de penetração de geração distribuída e quantidade de dias de interesse, ou seja, nível de irradiação e época do ano.

A partir das simulações realizadas, valores de tensão em todas as barras do sistema, perdas técnicas e carregamento do circuito serão obtidos. Como critérios considerados buscar-se-á comparar os resultados de tensão obtidos com os indicados pelo módulo 8 do PRODIST [13], conforme a Tab. 1.

Tabela 1 – Níveis de tensão estabelecidos pelo PRODIST.

Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Nominal (TN)
Adequada	$0,92TN \leq TL \leq 1,05 TN$
Precária	$0,87TN \leq TL < 0,92TN$ ou $1,05TN < TL \leq 1,06TN$
Crítica	$TL < 0,87 TN$ ou $TL > 1,06 TN$

Além disso, os resultados de perdas e carregamento do circuito serão comparados com valores encontrados na literatura. Quanto ao carregamento dos condutores, caso a rede utilizada não forneça dados de ampacidade das linhas,

¹ Segundo [14] o autoconsumo remoto é caracterizado por unidades consumidoras de titularidade de uma mesma Pessoa Jurídica, incluídas matriz e filial, ou Pessoa Física que possua unidade consumidora com microgeração ou minigerção distribuída em local diferente das unidades consumidoras, dentro da mesma área de concessão ou permissão, nas quais a energia excedente poderá ser utilizada via sistema de compensação de energia elétrica.

serão utilizados como referência os condutores encontrados na literatura ou em catálogos de fabricantes. Com isso, pretende-se verificar qual o nível de geração fotovoltaica distribuída o sistema suporta e qual o nível de geração fará com que sejam excedidos os critérios estipulados.

A metodologia resumida pode ser observada no diagrama de blocos da Fig. 2.

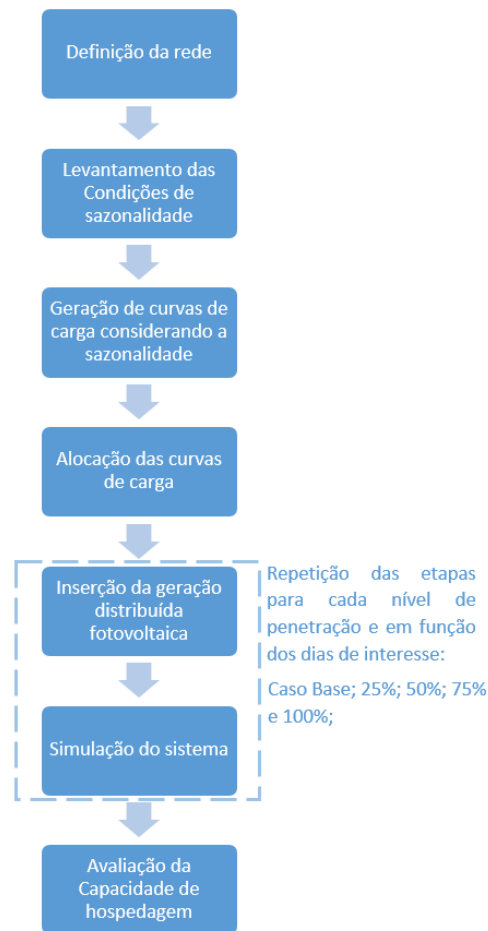


Figura 2 – Diagrama de blocos descrevendo a metodologia utilizada.

3. ESTUDO DE CASO

Para o estudo de caso desse trabalho, foi escolhida uma rede em baixa tensão devido à grande quantidade de sistemas fotovoltaicos residenciais instalados no Brasil nos últimos anos [2]. Atualmente, a maior parte da potência de geração distribuída fotovoltaica instalada é referente a instalações em baixa tensão. Quanto ao local, decidiu-se estudar o Litoral Norte/Nordeste do Rio Grande do Sul, especificamente o município de Tramandaí, por ser uma região com um perfil de carga característico, marcado por sua sazonalidade e expressivo aumento populacional durante os meses de verão. Além disso, é um local com grande quantidade de sistemas instalados na modalidade autoconsumo remoto e por fim, é o município onde está localizado o Campus Litoral Norte da UFRGS.

3.1 Descrição da rede utilizada

A rede utilizada foi o sistema de testes IEEE European Low Voltage Test Feeder [15]. Esse sistema consiste em um modelo baseado em uma rede de distribuição real europeia, com níveis de tensão de linha de 11 kV e 416 V, um transformador com potência de 800 kVA e frequência de operação de 50 Hz. Essa rede foi escolhida por representar um sistema real em baixa tensão de tamanho reduzido, contando com um transformador e cinquenta e cinco cargas, onde cada carga conectada representa um consumidor final conectado em baixa tensão. Além disso, também se optou por esse sistema, pois ele foi desenvolvido para aplicações com análises de fluxo de potência considerando simulações temporais, como é o caso dos estudos envolvendo recursos energéticos distribuídos. O sistema possui curvas de carga que descrevem o comportamento dos usuários típicos da região a qual ele representa, porém, como nesse trabalho pretende-se estudar a influência da sazonalidade na capacidade de hospedar geração distribuída fotovoltaica, preferiu-se utilizar curvas de carga próprias. Na Fig. 3 é possível observar o diagrama da rede e a distribuição das cargas.

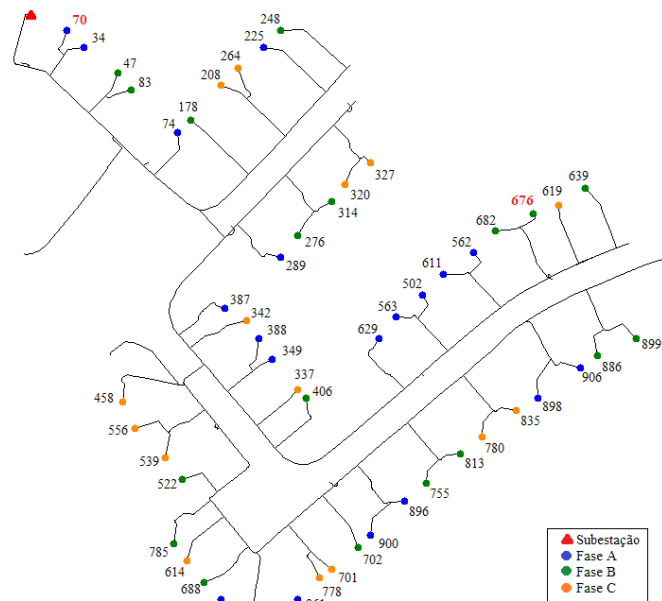


Figura 3 - Diagrama do sistema IEEE European Low Voltage Test Feeder Adaptado de [15].

3.2 Sazonalidade

De acordo com a Fundação de Economia e Estatística (FEE), estima-se que a população do litoral norte do RS-Brasil chega a aumentar 141,2% no verão (o relatório investigou oito municípios e/ou praias que são banhados pelo mar). Para a cidade de Tramandaí especificamente, que é o foco desse trabalho, estima-se um crescimento de 101,3% da população total, nesse período, com relação a população permanente, conforme a Tab. 2. Com isso, o consumo de energia elétrica que usualmente tende a ser maior no verão, por conta dos equipamentos de climatização, aumenta ainda mais em função do crescimento populacional [6].

Tabela 2 – Crescimento populacional nos municípios do litoral norte. Adaptado de [14].

Município/ Praia	População Permanente	População Flutuante (média/mensal)	População Total (média/mensal)	Crescimento Populacional (Pop. Flutuante/ Pop. Permanente)(%)
Capão da Canoa	47.538	58.861	106.399	123,8
Tramandaí	47.558	48.181	95.740	101,3
Torres	37.702	27.487	65.189	72,9
Imbé	20.618	40.427	61.045	196,1
Cidreira	14.186	26.750	40.936	188,6
Xangri-lá	13.769	25.159	38.928	182,7
Balneário Pinhal	12.282	22.542	34.824	183,5
Arroio do Sal	8.959	20.721	29.680	231,3
Quintão	3.336	16.546	19.882	495,9
Atlântida Sul	1.114	5.563	6.678	499,2
Santa Rita de Cássia	517	889	1.406	171,7
Total	207.581	293.126	500.707	141,2

3.3 Geração das curvas de carga

Considerando as características de sazonalidade descritas anteriormente, curvas de carga para os dois grupos de consumidores, população flutuante no verão e população permanente, foram geradas. O primeiro grupo é caracterizado por habitar e utilizar a infraestrutura do litoral apenas nos meses de alta temporada (dezembro, janeiro e fevereiro). Esse grupo possui uso intenso de energia apenas nesses meses, com uma variação de 2 a 6 ocupantes por residência. Já o segundo grupo, o de população permanente, possui um perfil de consumo mais moderado e permanente durante o ano todo, com habitações variando entre 1 e 4 ocupantes.

No total foram geradas 9 curvas de carga, as quais foram distribuídas de maneira a ocupar os 55 nós do sistema. Tomou-se o cuidado para que a relação entre a população flutuante e a população permanente fosse de aproximadamente 100%, de acordo com as considerações feitas por [16]. As curvas de carga anuais e para os dias típicos de inverno e verão podem ser observadas respectivamente na Fig. 4 e na Fig. 5.

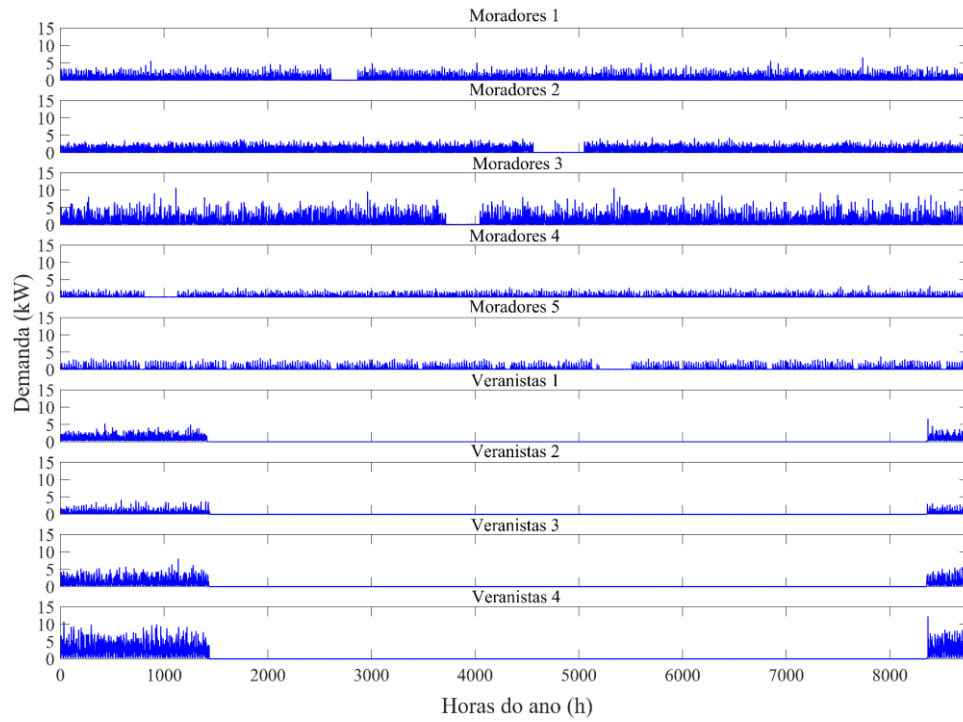


Figura 4 – Curvas de carga anuais.

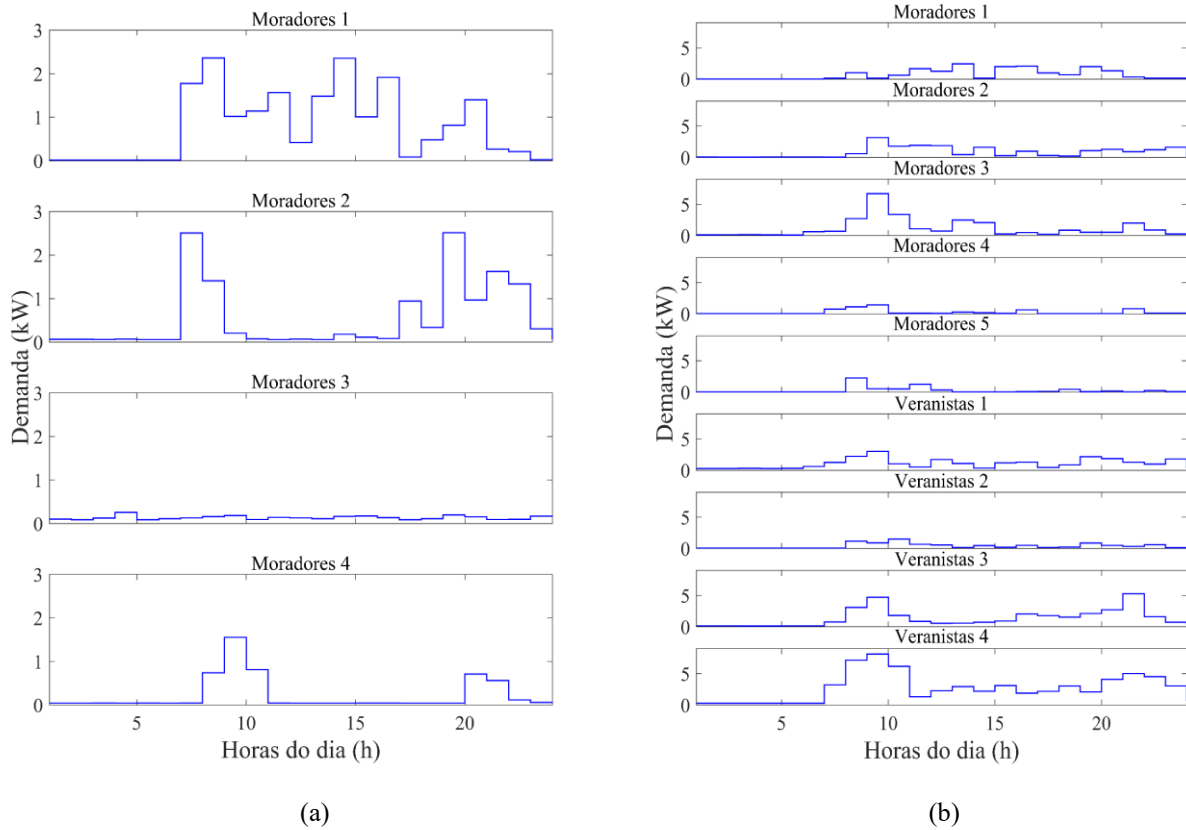


Figura 5 – Curvas de carga diárias no inverno (a) e no verão (b).

3.4 Sistemas fotovoltaicos

As potências dos sistemas fotovoltaicos foram definidas conforme procedimento descrito na metodologia. Neste caso, levou-se também em consideração o autoconsumo remoto da região no estudo de caso. Segundo os dados da ANEEL [17], em 2022 cerca de 23% dos geradores instalados em residências no município de Tramandaí são para autoconsumo remoto, conforme retrata a Fig. 6. Esta modalidade de geração possibilita que a energia gerada no litoral possa ser consumida nos municípios vizinhos, havendo o distanciamento entre a geração e a carga. Para as unidades consumidoras do grupo população flutuante, a média do consumo anual foi estimada como sendo igual à do período de temporada. Isso vai de encontro com os valores médios dos geradores da modalidade autoconsumo remoto registrados na região, de acordo com os próprios dados da ANEEL.

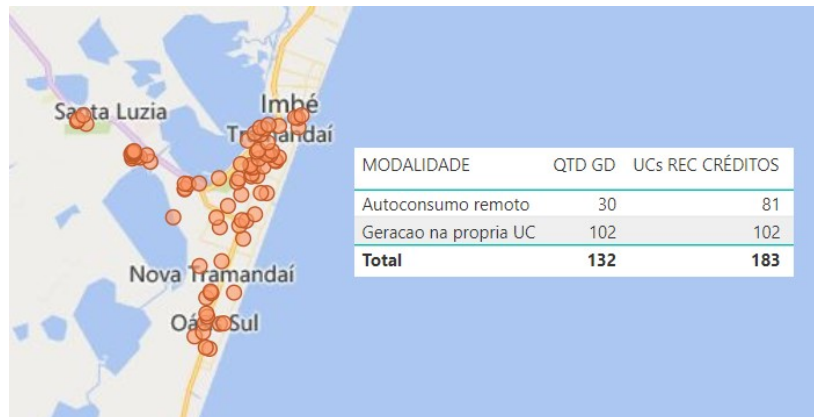


Figura 6 – Número de sistemas de acordo com a modalidade de geração [15].

Para implementação dos sistemas fotovoltaicos na rede, utilizou-se o modelo já inserido no OpenDSS, o qual necessita como entrada, curvas de temperatura, de irradiância e de eficiência por temperatura e potência de entrada do inversor. O número de Unidades Consumidoras (UCs) com SFVs, bem como a potência total instalada dos geradores em cada etapa, estão descritos na Tab. 3. Para as curvas de temperatura e eficiência foram utilizadas curvas características, conforme [18] e [19]. Já os dados de irradiância, foram retirados da base de dados de radiação solar do Laboratório Nacional de Energias Renováveis dos Estados Unidos (em inglês NREL), que fornece dados climáticos para diversas regiões do globo [20].

Tabela 3 – Quantidade e potência consideradas dos geradores.

Penetração GD	Potência instalada [kWp]	UCs com SFVs
Caso base	-	-
25%	59.72	14
50%	118.02	28
75%	178.024	42
100%	242.4	55

Os dados climáticos considerados no estudo foram referentes à própria cidade de Tramandaí. A base de dados também fornece valores de irradiância para condições de céu limpo ou com nuvens, estes também aplicados neste estudo. As curvas utilizadas estão ilustradas nas Fig. 7 e 8, onde o valor base foi considerado como sendo o maior valor observado de acordo com a faixa de dados obtida, 1.129 W/m^2 . Observa-se que mesmo a irradiância sendo uma variável contínua, nestes gráficos, em função da simulação ser executada de hora em hora, ela está representada em patamares.

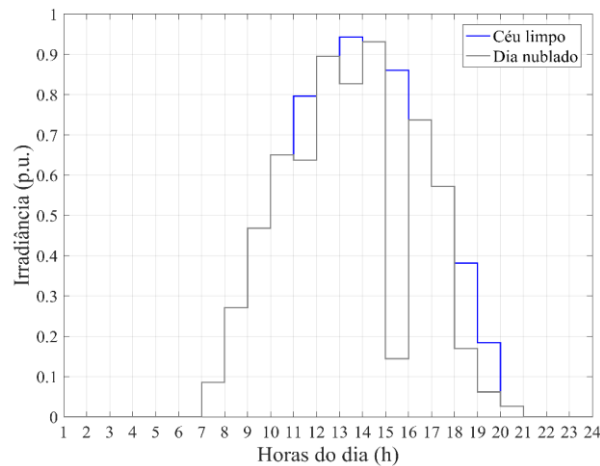


Figura 7 – Irradiação para um dia de verão.

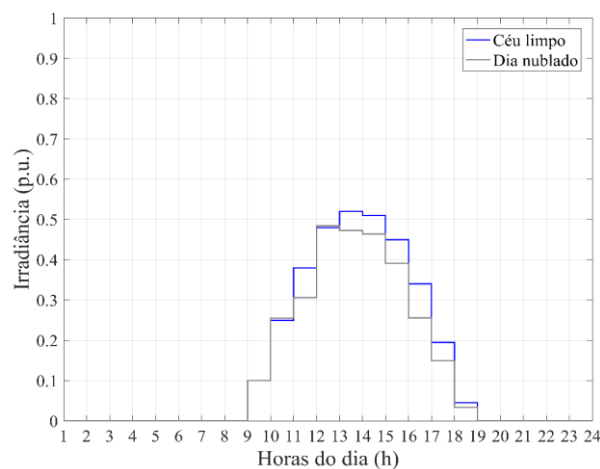


Figura 8 – Irradiação para um dia de inverno.

3.5 Simulações

Para cada nível de penetração descrito foram simuladas as perdas no sistema, as tensões em todas as barras e o carregamento do circuito. O processo descrito foi repetido para quatro casos distintos: dia de verão com céu limpo, dia de verão com céu nublado, dia de inverno com céu limpo e dia de inverno com céu nublado. Para cada cenário, mantiveram-se as barras com as mesmas potências de SFV, sendo alteradas as curvas de carga (dia de verão, alta temporada, e inverno, baixa temporada) e as curvas de irradiação (céu limpo e céu nublado).

4. RESULTADOS

A partir das simulações realizadas e seguindo a metodologia descrita, os resultados são apresentados nesta seção. A principal contribuição deste estudo é a avaliação dos impactos técnicos em uma rede de distribuição de baixa tensão do ponto de vista dos níveis de tensão, carregamento dos condutores, carregamento do transformador e perdas técnicas, considerando as características de sazonalidade da carga e da geração fotovoltaica de acordo com a época do ano.

4.1 Níveis de tensão

De modo a avaliar o comportamento da tensão em regime permanente em diferentes pontos de interesse da rede, os perfis de tensão para cada nível de penetração em cada caso avaliado referente a dois pontos são apresentados (vide nós vermelhos na Fig.3). A magnitude das tensões na linha 69 e na linha 675 são apresentados a seguir. A linha 69 que conecta o nó 70 foi escolhida por ser o ponto com carga e geração mais próximo da subestação. A linha 675, que conecta o nó 676, foi escolhida por ser o ponto com maior variação no nível de tensão observado nas simulações realizadas. Em ambos os casos, são apresentadas as fases em que estão conectadas a geração e a carga.

A Fig. 9 e a Fig. 10 apresentam os perfis de tensão nas linhas 69 e 675 em um dia de inverno com o céu limpo e nublado, respectivamente.

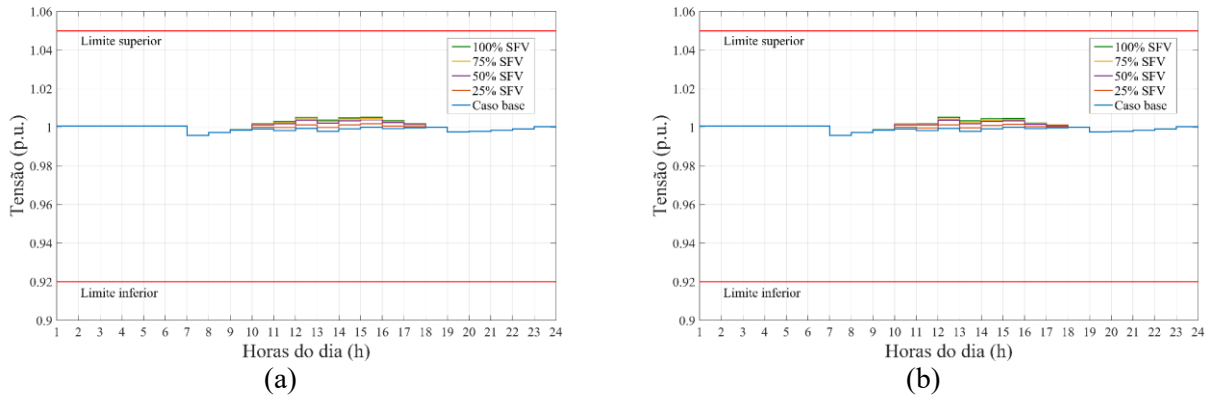


Figura 9 – Perfil de tensão ao longo do dia na linha 69 durante inverno com céu limpo (a) e dia nublado (b).

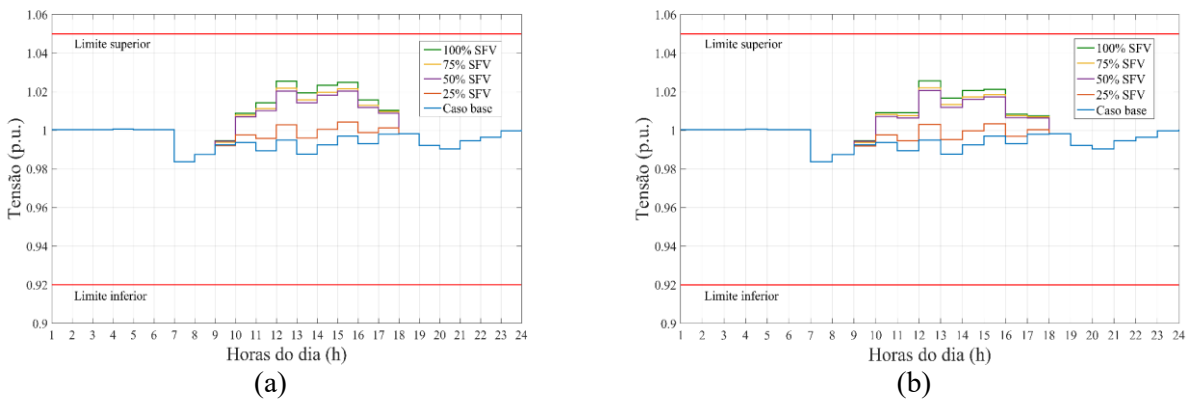


Figura 10 – Perfil de tensão ao longo do dia linha 675 durante inverno com céu limpo (a) e dia nublado (b).

No dia de inverno investigado, observa-se um aumento gradual na tensão que é proporcional a penetração de geração fotovoltaica. Esse aumento coincide com o período de geração dos sistemas fotovoltaicos, algo que já era esperado. Por esse ser o período do ano onde há a menor demanda por energia na rede, os geradores fotovoltaicos tendem a elevar a tensão no barramento onde estão conectados. Mesmo com esse aumento, os níveis de tensão para ambos os trechos avaliados encontram-se dentro dos limites estipulados pelo PRODIST. Na linha 69, mais próxima da subestação, observa-se uma variação menor. Já na linha 675, localizada mais distante do início do alimentador, percebe-se uma diferença maior no perfil tensão. Nesse caso, a penetração de 25% ajuda a manter os níveis de tensão mais próximos de seu valor nominal, ou seja, de 1 p.u.

As Fig. 11 e 12 apresentam os perfis de tensão nas linhas 69 e 675 em um dia de verão com o céu limpo e nublado, respectivamente.

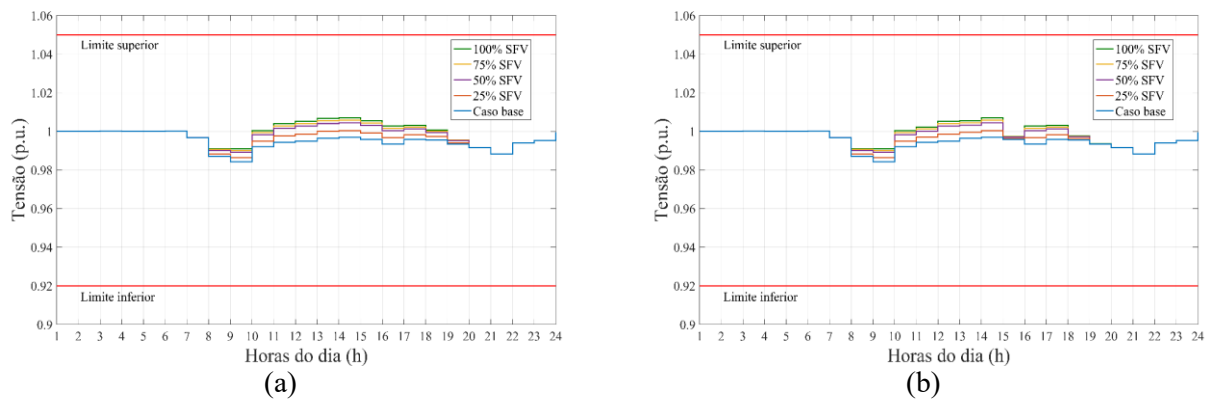


Figura 11 – Perfil de tensão ao longo do dia na linha 69 durante o verão com céu limpo (a) e em dia nublado (b).

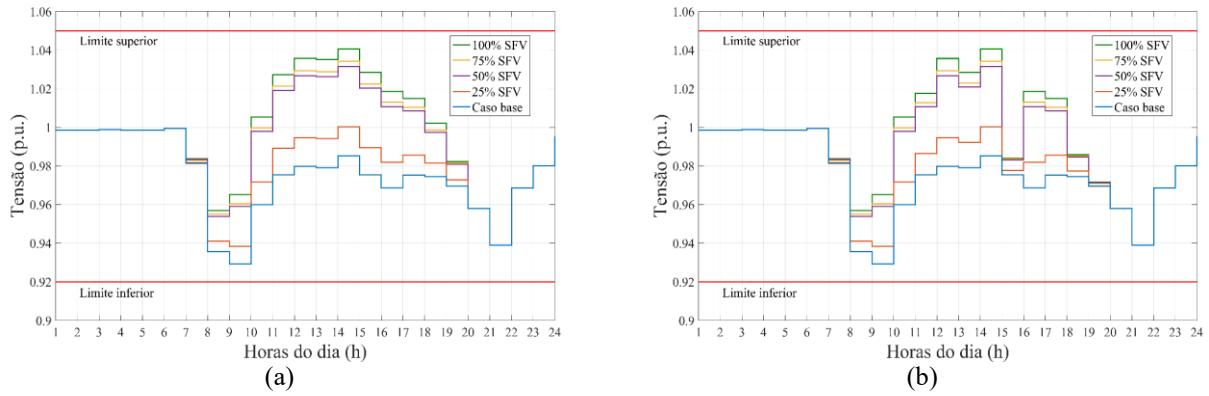


Figura 12 – Perfil de tensão ao longo do dia na linha 675 durante o verão com céu limpo (a) e em dia nublado (b).

Para o período de verão, investigou-se o dia do ano com maior consumo de energia registrado. Tanto na linha 69, como na linha 675, observa-se um aumento de tensão na fase em que estão conectados os sistemas fotovoltaicos. Esse aumento de tensão novamente coincide com o período de geração dos SFVs, porém nesse caso é possível observar um afastamento maior entre as curvas. Isso pode ser causado pela maior disponibilidade de recurso solar nos meses de verão, isto é, maior irradiância e horas de sol, o que tende a aumentar a geração de energia e, por consequência, os níveis de tensão. Mesmo com valores de tensão mais elevados quando comparados com aqueles obtidos no inverno, os níveis de tensão para a rede avaliada encontram-se dentro dos limites estipulados pelo PRODIST. Outro ponto que deve ser destacado é a maior evidência da influência do recurso solar sobre o sistema; na Fig. 12 (b) é possível notar uma queda de tensão repentina às 15:00h durante o dia nublado, possivelmente ocasionada pelo bloqueio parcial do sol. Este fato é reforçado pela curva de irradiância do dia de verão nublado investigado, conforme Fig. 7 apresentada no estudo de caso.

4.2 Carregamento do transformador e dos condutores

O carregamento do transformador foi avaliado a partir da potência ativa registrada no lado de baixa tensão e frente a sua potência nominal. Foram avaliados os níveis de penetração estipulados para os dias de inverno com céu limpo e nublado e para os dias de verão com céu limpo e nublado. Estes resultados estão apresentados na Fig. 13 e Fig. 14.

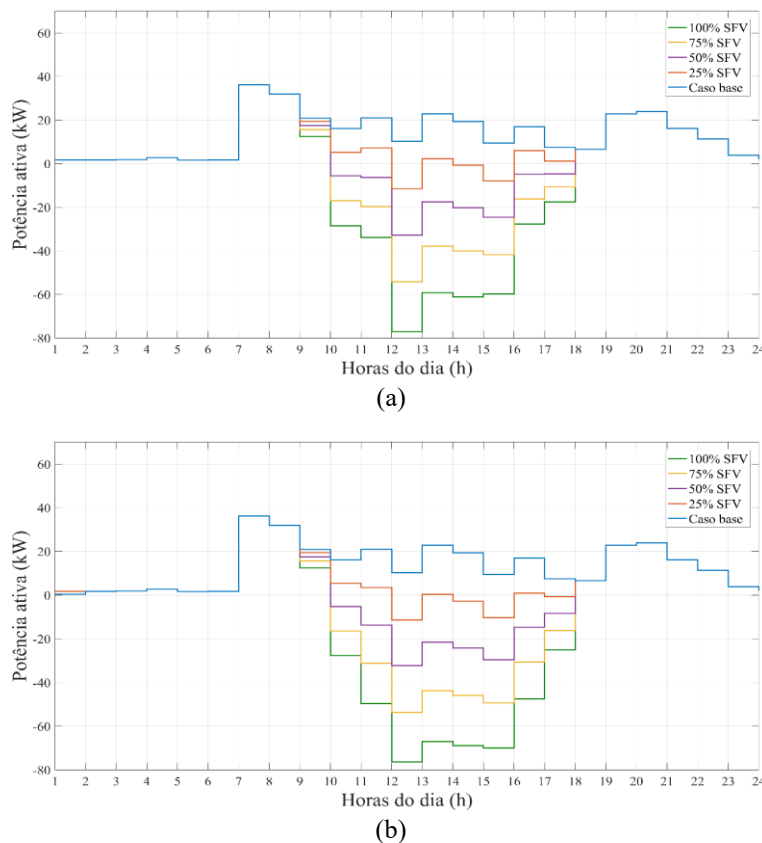


Figura 13 - Potência ativa no transformador durante o inverno com céu limpo (a) e em dia nublado (b).

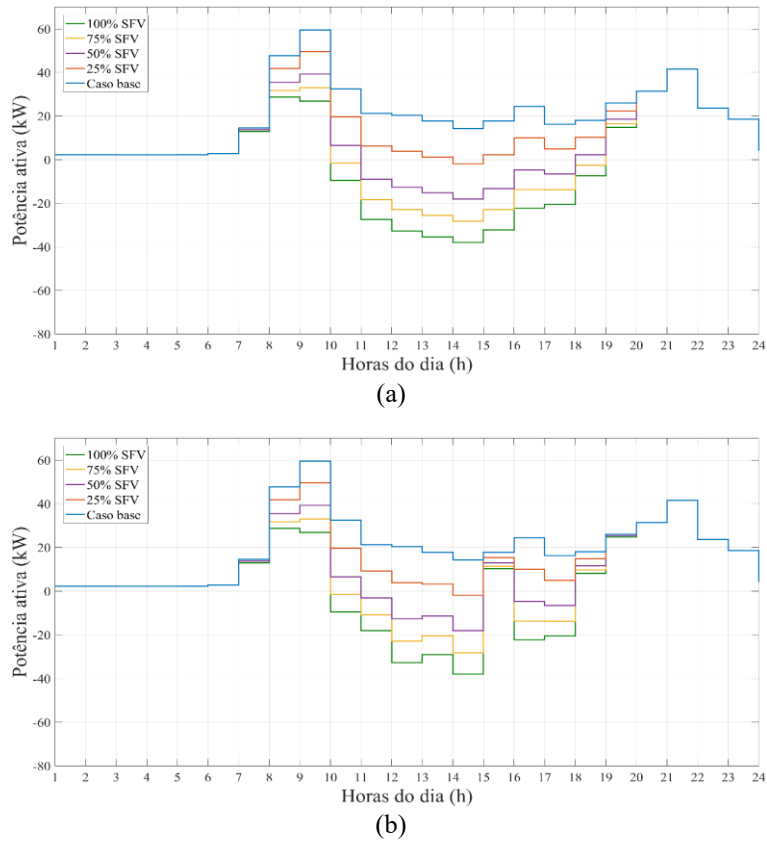


Figura 14 - Potência ativa no transformador durante o verão com céu limpo (a) e em dia nublado (b).

É possível observar que em nenhum dos casos o transformador excede seu limite de carregamento nominal, não sendo esse um fator limitante para a conexão de geração fotovoltaica nos cenários propostos neste trabalho. Percebe-se ainda que o comportamento da curva segue o perfil de geração dos SFVs, indicando que a injeção de potência ativa altera o carregamento no período a partir das 7:00h até as 20:00h, durante o verão. Na Fig. 13, para o cenário de inverno, é possível observar que das 06:00h às 09:00h, as curvas do caso base e as com os níveis de penetração se sobrepõem em função da geração não ser superior a carga. Entretanto, a Fig. 13 indica que das 09:00h às 18:00h a geração é maior do que a carga, havendo potência no sentido negativo para todos os níveis de penetração.

Para o cenário de verão (Fig. 14), como o consumo é mais elevado que no inverno, as curvas mostram um comportamento diferente. Na parte da manhã, para todos os níveis de penetração, há menos consumo do alimentador do que para o caso base. Entre às 11:00h e às 17:00h ocorre fluxo de potência ativa negativa para os níveis de 50%, 75% e 100% de penetração, tanto para o dia com céu limpo como para o dia nublado, apenas com exceção do período das 15:00h para o dia nublado. Para o nível de 25% de penetração ocorre a diminuição da demanda do alimentador, havendo fluxo negativo apenas em um instante do dia, às 14:00h. Para o cenário de verão com dia nublado, às 15:00h ocorre um comportamento anormal, onde, por conta de uma possível influência de nuvens, a geração é afetada, causando uma demanda repentina de potência ativa do alimentador.

O carregamento das linhas de distribuição para o estudo de caso também foi avaliado, utilizando como métrica a razão entre a corrente simulada e a capacidade máxima de condução de corrente do condutor da linha. Como o sistema teste não fornece os dados de ampacidade das linhas, as capacidades dos condutores foram obtidas de [21] e podem ser observados na Tab. A1 nos anexos. Na Fig. 15 e na Fig. 16 são apresentados o carregamento da linha 1, que faz parte do tronco principal da rede e a conecta a subestação. O condutor desse trecho é o 4c 70 que possui ampacidade de 560 A; a fase representada é a B, pois é a fase do sistema que possui mais SFVs conectados. Na Fig. 16 e na Fig. 17 são apresentados o carregamento da linha 675. O condutor desse trecho é o 2c 16 que possui ampacidade de 83A; a fase representada é a B, pois é a fase em que está conectado o SFV.

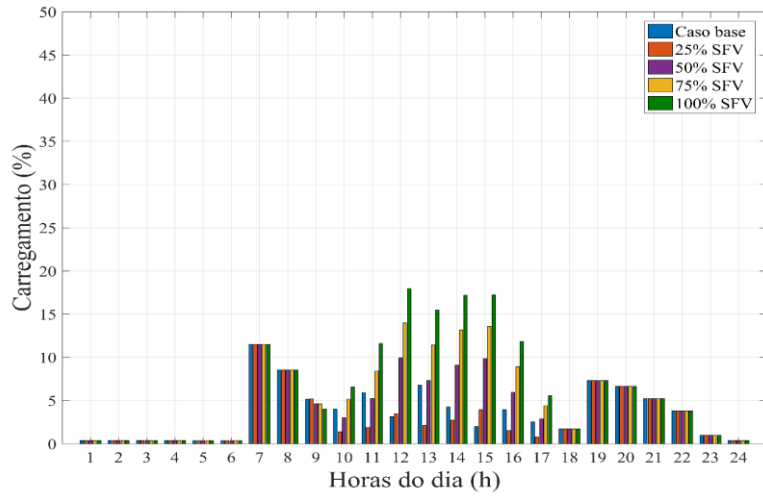


Figura 15: Carregamento linha 1 durante o inverno com céu limpo.

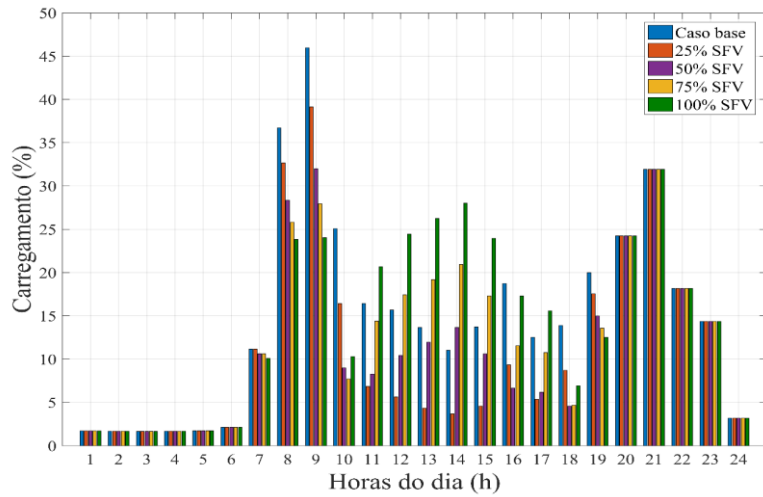


Figura 16: Carregamento linha 1 durante o verão com céu limpo.

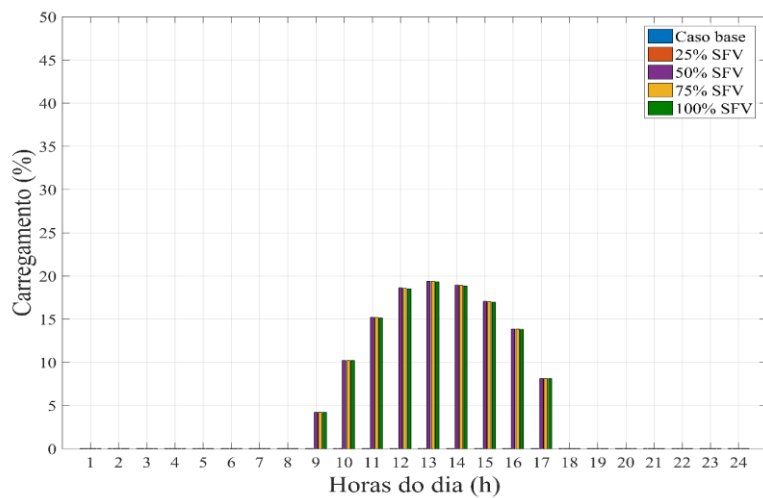


Figura 17: Carregamento linha 675 durante o inverno com céu limpo.

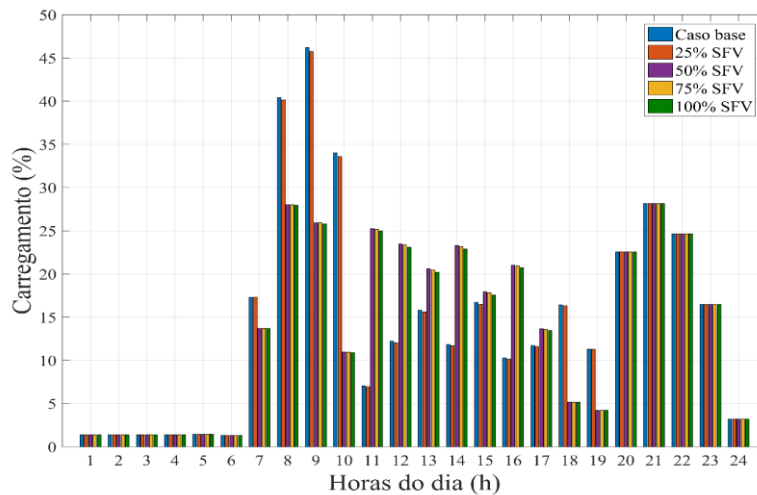


Figura 18: Carregamento linha 675 durante o verão com céu limpo.

Observa-se que em nenhum caso são ultrapassados os limites de capacidade de condução de corrente dos condutores. O cenário com maior carga sobre o condutor, acontece no caso base, durante o verão, onde o condutor atinge 46% de seu carregamento, devido à alta demanda por parte da carga.

No gráfico onde são apresentados os valores durante o inverno (Fig. 15), é possível perceber que os SFVs começam a interferir no carregamento dos condutores a partir das 09:00h, onde a geração com 50% de penetração passa a ser mais elevada que o consumo, diminuindo o carregamento do condutor. Das 10:00h às 17:00h ocorrem situações distintas, onde fica evidente a influência da geração fotovoltaica no carregamento dos condutores. No verão (Fig. 16), na maior parte do tempo, as penetrações de 25% e 50% diminuem o carregamento dos condutores em comparação com o caso base. Já para 75% e 100% de penetração, observa-se o aumento do carregamento com relação ao caso base. Ainda assim, para todos os cenários avaliados o condutor suportaria mais que o dobro do carregamento.

O consumidor conectado no trecho da linha 675 pertence ao grupo população flutuante (veranistas), ou seja, para o presente estudo foi considerado que o mesmo não possui consumo durante o inverno. De acordo com a distribuição aleatória de geração, este nó só recebeu SFV a partir de 50% de penetração. Sendo assim, a Fig. 17 mostra que o carregamento nesse trecho durante o inverno corresponde somente a quantidade da energia injetada na rede, não ultrapassando os 20% do carregamento do condutor. Já no verão (Fig. 18), semelhante ao observado na linha 1, o carregamento do condutor atinge seu maior valor nos momentos em que o consumo da carga é maior do que a geração. Mesmo no período em que a geração passa a ser maior do que a carga (das 11:00h às 17:00h), o valor observado se mantém abaixo de 30% do carregamento do condutor².

² Os dados de carregamento da linha 69 que também possui condutor 2 e 16 não foram mostrados em função da similaridade da análise dos resultados já realizada para a linha 675. Ademais, o nó 70 só recebe SFV apenas a partir de 100% de penetração.

4.3 Perdas técnicas

Referente as perdas técnicas no período do inverno, observa-se que não há alterações significativas até o nível de 50% (Fig. 19). A partir desse valor, nota-se um aumento nas perdas técnicas que é proporcional a inserção dos sistemas fotovoltaicos.

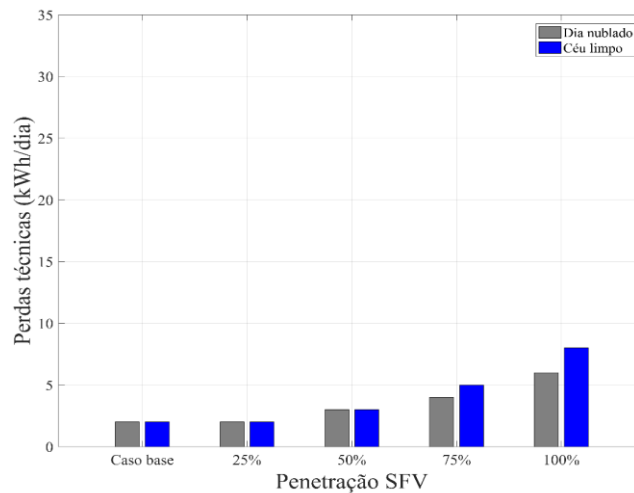


Figura 19 - Perdas diárias durante o inverno.

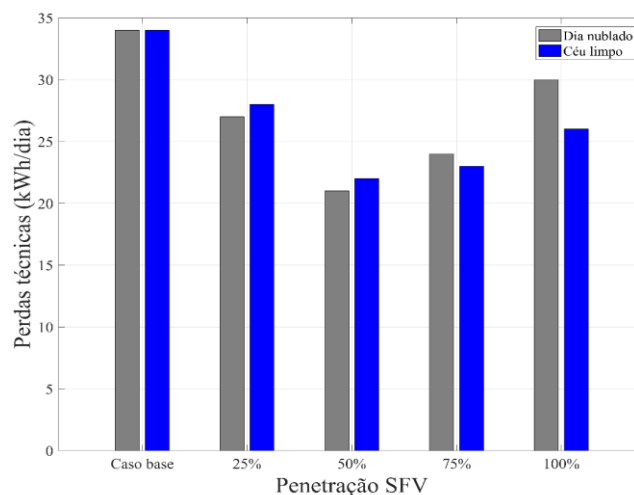


Figura 20 - Perdas diárias durante o verão.

As perdas técnicas no período do verão são apresentadas na Fig. 20. Percebe-se que, até certo ponto, a inserção de sistemas fotovoltaicos contribuí positivamente para a redução dos valores observados. Nesse cenário, as perdas técnicas no sistema estudado atingem seu valor mínimo com 50% de penetração, e a partir desse valor tendem a aumentar em função da inserção de potência ativa do SFV superior a carga do sistema, porém mantendo-se abaixo dos valores obtidos para o caso base.

4.4 Considerações finais

Os resultados obtidos neste trabalho estão condizentes com os resultados encontrados por [4] e [6]. Em [7] foi observado que a inserção de geração fotovoltaica provoca alterações no perfil de tensão da rede em regime permanente. Assim, a geração fotovoltaica pode ajudar ou prejudicar os indicadores de tensão, de acordo com a potência total instalada bem como o local onde são instalados os geradores. Também de acordo com a literatura, foi observado que a inserção de geração fotovoltaica contribui para reduzir as perdas técnicas até um determinado limite de penetração, ultrapassando esse limite, pode até torná-las maiores.

Com relação aos aspectos de sazonalidade considerados no estudo de caso, observou-se que os fatores climáticos, como as horas de sol, quantidade de irradiação e o estado de céu (limpo ou nublado), afetam diretamente o montante de geração, influenciando nos impactos observados. Mesmo com a variação expressiva de carga ao longo do ano, em nenhum

dos cenários os limites para os critérios estipulados foram atingidos, indicando que a rede suportaria uma quantidade maior de geração.

Adicionalmente, ressalta-se que o estudo de caso avaliado nesse trabalho baseou-se em um modelo de testes, e que apesar de representar um sistema de distribuição real, possui equipamentos sobredimensionados para a sua aplicação. Por conta disso, a capacidade de hospedagem para a metodologia aplicada ultrapassaria o valor máximo. Em sistemas mais próximos aos implementados no Brasil e na região estudada espera-se que a capacidade de hospedagem seja muito menor. Isto acontece pelo fato de o dimensionamento das redes de distribuição brasileiras não ser feito para que elas operem com ampla folga. Observa-se este aspecto em [1], onde uma rede real foi utilizada para um estudo de avaliação da inserção de sistemas fotovoltaicos.

Outro ponto observado foi a variação repentina da geração fotovoltaica em função de um possível bloqueio parcial do sol. Este demonstra que sistemas com grande penetração de SFV tendem a possuir variações mais abruptas no fluxo de potência do sistema, o que pode dificultar a gestão da energia da rede como um todo e/ou ocasionar instabilidade na sua operação e controle [4]. Apesar do sistema ter sido avaliado para dias de verão e dias de inverno, ambos com céu limpo e nublado, uma avaliação mais criteriosa na seleção desses dias pode ser benéfica. Para tal sugere-se a definição de dias típicos conforme realizado por [22].

Para todas as penetrações de SFV avaliadas neste estudo notou-se que a rede de baixa tensão irá, em certos períodos do dia, fornecer energia para o sistema de média tensão. O impacto dessa inserção de potência ativa na rede de média tensão não foi considerado, porém dependendo da sua magnitude e de como as redes adjacentes estão configuradas, tal avaliação torna-se de suma importância para determinar a capacidade de hospedagem do sistema.

5. CONCLUSÕES

O presente trabalho apresentou avaliações referentes aos impactos na rede de distribuição devido à inserção de geração distribuída fotovoltaica considerando condições de sazonalidade com relação a geração e a carga. Como resultado das simulações realizadas foram obtidas as informações referentes aos níveis de tensão, ao carregamento dos condutores e do transformador e às perdas técnicas na rede. A execução da metodologia foi baseada na geração das curvas de carga considerando as condições de sazonalidade de acordo com a flutuação populacional e disponibilidade climática, e na distribuição dessas curvas de maneira aleatória na rede.

A partir da avaliação realizada foi possível verificar os possíveis impactos da utilização da geração distribuída conectada ao sistema, em especial a fotovoltaica. O estudo contribuiu para entender o que ocorre com os níveis de tensão, carregamento dos condutores e perdas do sistema a partir da inserção de diferentes níveis de penetração. Dessa forma, são observados os impactos que podem ocorrer quando a geração fotovoltaica é inserida em regiões que apresentam grande variação de carga ao longo do ano, o que facilita possíveis tomadas de decisões quanto a inserção de geração distribuída.

Destaca-se que o estudo de caso foi realizado em um sistema de testes e que os resultados obtidos estão associados as premissas adotadas, sendo assim os valores observados podem não refletir o comportamento para outras redes, sendo necessária a inspeção e estudos específicos para cada caso.

Para finalizar, como proposta para trabalhos futuros, sugere-se a avaliação a partir do modelo de uma rede real, com um dimensionamento mais próximo dos sistemas de distribuição empregados no Brasil. Além disso, também devem ser avaliados a interação e os impactos na rede considerando outras fontes de geração e armazenadores de energia, que possibilitariam amenizar o fluxo de potência reverso nos momentos de geração, além de estudos considerando a tarifa horária da energia.

AGRADECIMENTOS

Agradeço primeiramente ao meu orientador, Prof. Dr. -Ing. Fábio Fedrizzi Vidor e ao meu coorientador Prof. Dr. Renato Gonçalves Ferraz pela disponibilidade e orientação ao longo do desenvolvimento desse trabalho. Agradeço ao Prof. Dr. Daniel da Silva Gazzana e aos demais integrantes da equipe do LATSE, por todas as oportunidades e ensinamentos que tive durante a minha iniciação na pesquisa científica. Agradeço à UFRGS por me proporcionar um ensino gratuito e de qualidade, me possibilitando usufruir de sua estrutura e educação de excelência. Agradeço ao CNPq, à CAPES e à FAPERGS pelo apoio financeiro nos projetos de pesquisa em que pude atuar como bolsista ao longo da minha formação. Também gostaria de deixar aqui, um abraço especial aos meus colegas Leonardo, Rodolfo e a todos que que fizeram parte da Bivolt Jr. Agradeço aos meus amigos e familiares. E por último, e mais importante, agradeço aos meus pais, que sempre estiveram ao meu lado, principalmente nos momentos difíceis, sem eles isso não seria possível. A todos que direta ou indiretamente contribuíram para minha formação, obrigado.

REFERÊNCIAS

- [1] Müller, L. M., 2019. Impactos da Conexão de Microgeração Fotovoltaica em Redes de Distribuição de Baixa Tensão, Trabalho de conclusão, Engenharia de Energia, UFRGS, Porto Alegre.
- [2] ANEEL - Pannel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída Disponível em: <http://shinyepe.brazilsouth.cloudapp.azure.com:3838/pdgd/>
- [3] Da Costa, A. M., 2016. Estudo do impacto da geração fotovoltaica nos níveis de tensão em rede de distribuição, Trabalho de conclusão de curso, Engenharia de Energia, UFRGS, Porto Alegre.
- [4] Ribeiro, G. M., 2018. Impacto da intermitência dos sistemas fotovoltaicos na Regulação de tensão, Trabalho de conclusão de curso, Engenharia Industrial Elétrica com ênfase em Eletrotécnica, UTFPR, Curitiba.
- [5] Júnior, J. D. A., 2016. Análise de Microgeração Fotovoltaica em Um Sistema de Distribuição Utilizando o OpenDSS, Trabalho de conclusão de curso. Engenharia de Energia. UFRGS, Porto Alegre.
- [6] Lima, V. L. S., 2021. Metodologia para Análise de uma Rede de Distribuição Utilizando Opendss e Python para Obtenção de Impactos Devido à Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica, Trabalho de conclusão de curso, Engenharia Elétrica, Santa Maria.
- [7] Pierry, M. R., Dupczak B. S, Aranha Neto E. A. C., 2020. Análise do impacto da geração distribuída fotovoltaica na Rede de baixa tensão da Celesc. Celesc Distribuição S.A, Instituto Federal de Santa Catarina, Florianópolis.
- [8] Mekala, S. R., 2020. Seasonal Scheduling of Energy Storage in Networks Incorporating PV Generation Systems, Masters Dissertation, College of Engineering and Science, Victoria University, Melbourne.
- [9] N. Pflugradt, J. Teuscher, B. Platzer, and W. Schufft., 2013. Analysing Low-Voltage Grids Using a Behaviour Based Load Profile Generator. Renewable Energy and Power Quality Journal [Online]. vol 1, no 11, pp. 361-365. <https://doi.org/10.24084/repqj11.308>
- [10] Garcia, B. B., 2021. Impactos Técnicos Causados pela Inserção Massiva de Veículos Elétricos: Uma Abordagem Focada em Redes de Média Tensão, Dissertação de Mestrado, PPGEE (UFRGS), Porto Alegre.
- [11] Huang, N. A., 2016. Análise dos Impactos da Inserção de Fontes Fotovoltaicas Na Rede Elétrica, considerando-se o Caráter Probabilístico da Irradiação Solare da Alocação dos Painéis Solares em Unidades Consumidoras, Trabalho de conclusão de curso, Engenharia Elétrica, UnB/FT, Brasília.
- [12] CRESESEB, Centro de Referência para Energias Solar e Eólica Sérgio de S. Brito. Potencial Solar – SunData v 3.0, 2018. Disponível em: <http://www.cresesb.cepel.br/index.php?section=sundata>.
- [13] ANEEL. “Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) – Módulo 8: Qualidade da Energia Elétrica”. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/prodist>
- [14] ANEEL. Agência Nacional de Energia Elétrica. Resolução Normativa Nº 687, de 24 de novembro de 2015. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>
- [15] IEEE PES Distribution System Analysis Subcommittee’s Distribution Test Feeder Working Group, 2016. Disponível em: <https://site.ieee.org/pes-testfeeders/resources/>
- [16] Zuanazzi, P. T., Bartels, M., 2016. Estimativas para a população flutuante do Litoral Norte do RS, Governo do Estado do Rio Grande do Sul, Fundação de Economia e Estatística (FEE), Porto Alegre.
- [17] ANEEL. Geração distribuída. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view>
- [18] RADATZ, P. R., 2015, Modelos avançados de análise de redes elétricas inteligentes utilizando o software OpenDSS, Trabalho de conclusão de curso, Escola Politécnica, Universidade de São Paulo, São Paulo.
- [19] DUGAN, R. C. OpenDSS PVSystem Element Model. EPRI 2011.
- [20] NREL. National Renewable Energy Laboratory. Disponível online: <https://maps.nrel.gov/nsrdb-viewer> (acessado em 20 de março de 2022)
- [21] Boglou, V., Karavas C.S., Arvanitis K., Karlis A., 2020. A Fuzzy Energy Management Strategy for the Coordination of Electric Vehicle Charging in Low Voltage Distribution Grids, Energies, vol. 13, no. 14, p. 3709.
- [22] Ferraz, B. M. P., 2020. Modelo Linearizado para Problemas de Planejamento da Operação de Sistemas de Distribuição Considerando Incertezas, Tese de Doutorado, PPGEE (UFRGS), Porto Alegre.

ANEXO

Tabela A1: Capacidade de corrente dos condutores. Adaptado de [19].

Condutor	Ampacidade (A)
2c 007	56
2c 0225	83
2c 16	83
35 SAC XSC	110
4c 06	210
4c 1	560
4c 35	210
4c 185	405
4c 70	560
4c 95 SAC XC	180