



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA

VIVIAN LOHANNE DO NASCIMENTO FERREIRA

ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO RESIDENCIAL UTILIZANDO
INVERSORES INTELIGENTES

DM 04/2025

BELÉM / PARÁ
2025

VIVIAN LOHANNE DO NASCIMENTO FERREIRA

ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO
FOTOVOLTAICA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO RESIDENCIAL UTILIZANDO
INVERSORES INTELIGENTES

DM 04/2025

Dissertação apresentada ao Programa de Pós-graduação em
Engenharia Elétrica da Universidade Federal do Pará como
parte dos requisitos para obtenção do título de Mestre na
área de Sistemas Elétricos de Potência.

Orientadora: Profa. Dra. Carolina de Mattos Affonso

Coorientador: Prof. Dr. Jorge Henrique Angelim

BELÉM / PARÁ

2025

**Dados Internacionais de Catalogação na Publicação (CIP) de acordo com ISBD
Sistema de Bibliotecas da Universidade Federal do Pará
Gerada automaticamente pelo módulo Ficat, mediante os dados fornecidos pelo(a) autor(a)**

F383a Ferreira, Vivian Lohanne do Nascimento.
Análise probabilística da capacidade de hospedagem de geração
fotovoltaica em uma rede de distribuição residencial utilizando
inversores inteligentes / Vivian Lohanne do Nascimento Ferreira. —
2025.
80 f. : il. color.

Orientador(a): Prof^ª. Dra. Carolina de Mattos Affonso
Coorientador(a): Prof. Dr. Jorge Henrique Costa Angelim
Dissertação (Mestrado) - Universidade Federal do Pará,
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica, Belém, 2025.

1. geração fotovoltaica. 2. capacidade de hospedagem. 3.
controle Volt-var. 4. controle Volt-var-Watt. 5. simulação
Monte Carlo. I. Título.

CDD 621.3191



UNIVERSIDADE FEDERAL DO PARÁ
INSTITUTO DE TECNOLOGIA
PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA


“ANÁLISE PROBABILÍSTICA DA CAPACIDADE DE HOSPEDAGEM DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM UMA REDE DE DISTRIBUIÇÃO RESIDENCIAL UTILIZANDO INVERSORES INTELIGENTES”

AUTORA: VIVIAN LOHANNE DO NASCIMENTO FERREIRA


DISSERTAÇÃO DE MESTRADO SUBMETIDA À BANCA EXAMINADORA APROVADA PELO COLEGIADO DO PROGRAMA DE PÓS-GRADUAÇÃO EM ENGENHARIA ELÉTRICA, SENDO JULGADA ADEQUADA PARA A OBTENÇÃO DO GRAU DE MESTRE EM ENGENHARIA ELÉTRICA NA ÁREA DE SISTEMAS DE ENERGIA ELÉTRICA.

APROVADA EM: 11/03/2025


BANCA EXAMINADORA:

Documento assinado digitalmente
 CAROLINA DE MATTOS AFFONSO
Data: 12/03/2025 09:15:35-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


Prof.^a Dr.^a Carolina de Mattos Affonso
(Orientadora – PPGEE/ITEC/UFPA)

Documento assinado digitalmente
 JORGE HENRIQUE COSTA ANGELIM
Data: 12/03/2025 09:38:11-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>


Prof. Dr. Jorge Henrique Costa Angelim
(Coordenador – UNICAMP)

Documento assinado digitalmente
 JOAO PAULO ABREU VIEIRA
Data: 12/03/2025 10:14:53-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira
(Avaliador Interno – PPGEE/ITEC/UFPA)

Documento assinado digitalmente
 JOSE CARLOS DE MELO VIEIRA JUNIOR
Data: 13/03/2025 11:54:48-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof. Dr. José Carlos de melo Vieira Júnior
(Avaliador Externo – USP)

Documento assinado digitalmente
 MARIA DA GUIA DA SILVA
Data: 13/03/2025 21:04:52-0300
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

Prof.^a Dr.^a Maria da Guia da Silva
(Avaliadora Externa – UFMA)

VISTO:

Prof. Dr. Diego Lisboa Cardoso
(Coordenador do PPGEE/ITEC/UFPA)

AGRADECIMENTOS

A Deus, por conceder-me forças para superar cada obstáculo durante essa trajetória.

Agradeço à minha família, especialmente à minha avó, Maria de Nazaré Nascimento, à minha mãe, Georgiane Ferreira, à minha tia, Simone Nascimento e à minha irmã, Victória Ferreira, por sempre apoiarem meus sonhos, pela educação e pelo amor incondicional, a minha eterna gratidão. Agradeço também aos meus outros familiares que, direta ou indiretamente, me ajudaram durante esse período.

À Profa. Dra. Carolina de Mattos Affonso, que propôs e conduziu o andamento dessa pesquisa. Agradeço imensamente pela orientação, disponibilidade e paciência ao longo desses anos como sua orientanda, seu apoio foi fundamental nessa conquista. Ao meu coorientador Prof. Dr. Jorge Henrique Angelim, muito obrigada por toda ajuda, suporte e paciência ao longo do desenvolvimento deste trabalho.

Aos membros do laboratório LasSGrid da UFPA por sempre estarem disponíveis para ajudar quando necessário. A colaboração e a amizades de vocês foram fundamentais.

E às minhas amigas: Maryanni Cardoso e Jaíne Feijão. A amizade de vocês foi essencial para deixar essa jornada mais leve. Guardarei para sempre todos os momentos que compartilhamos e todo o apoio que vocês me deram.

RESUMO

A elevada penetração de geração fotovoltaica na rede pode causar sobretensão no ponto de conexão. Neste contexto, surgiram as funções de controle presentes nos inversores inteligentes, como os controles Volt-var e Volt-Watt, e a possibilidade de usar as duas funções combinadas no modo Volt-var-Watt. Esta dissertação avalia o potencial do controle Volt-var e do controle combinado Volt-var-Watt em regular a tensão e, assim, aumentar a capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica em uma rede de distribuição residencial de Belém-PA, considerando diversos níveis de penetração. Para o estudo, é realizado o fluxo de potência probabilístico, utilizando a simulação Monte Carlo, por meio da interface COM do OpenDSS com o MATLAB. A irradiância solar e o perfil de consumo das cargas são modelados utilizando funções de densidade de probabilidade, a partir de dados reais. A localização dos geradores fotovoltaicos também é considerada como uma variável aleatória. Os resultados mostram que, sem controle, violações de tensão ocorrem a partir de 50% de penetração de geração FV. O controle Volt-var expandiu a capacidade de hospedagem para 70%. O controle combinado Volt-var-Watt eliminou a probabilidade de sobretensão em altos níveis de penetração e reduziu levemente as perdas de energia, melhorando significativamente a qualidade da tensão em regime permanente.

PALAVRAS-CHAVES: geração fotovoltaica, capacidade de hospedagem, controle Volt-var, controle Volt-var-Watt, simulação Monte Carlo.

ABSTRACT

The high penetration of photovoltaic generation in the grid can cause overvoltage at the connection point. In this context, control functions embedded in smart inverters, such as Volt-var and Volt-Watt controls, have emerged, as well as the possibility of using both functions combined in the Volt-var-Watt mode. This dissertation evaluates the potential of Volt-var and Volt-var-Watt controls in regulating voltage and increasing the hosting capacity of photovoltaic generation in a residential distribution network in Belém-PA, considering various penetration levels. For the study, probabilistic power flow is performed using Monte Carlo simulation through the COM interface of OpenDSS with MATLAB. Solar irradiance and load consumption profiles are probabilistically modeled using probability density functions based on real data. The results show that, without control, voltage violations occur from 50% of photovoltaic penetration. The Volt-var control increases the hosting capacity up to 70%. The combined Volt-var-Watt control eliminates the probability of overvoltage at high penetration levels and slightly reduces energy losses, significantly improving voltage quality in steady-state conditions.

KEYWORDS: photovoltaic generation, hosting capacity, Volt-Var control, Volt-Var-Watt control, Monte Carlo simulation.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.1 Capacidade total instalada de energia renovável e adições.....	10
Figura 1.2 Evolução da fonte solar no Brasil	11
Figura 1.3 Curva do Pato.....	12
Figura 2.1 Esquema simplificado do Sistema Fotovoltaico	20
Figura 2.2 Esquema simplificado de geração fotovoltaica com autotransformador	21
Figura 2.3 Curva característica I-V de uma célula fotovoltaica.....	21
Figura 2.4 Perfis de radiação solar diária	22
Figura 2.5 Influência da temperatura na curva I-V das células fotovoltaicas	22
Figura 2.6 Fluxo reverso de potência	23
Figura 2.7 Curva do Pato.....	24
Figura 2.8 Esquema simplificado de uma rede de distribuição convencional.....	25
Figura 2.9 Esquema simplificado de rede de distribuição com geração fotovoltaica	26
Figura 2.10 Sobretensão devido a conexão de geração fotovoltaica.....	26
Figura 2.11 Faixas de Tensão do PRODIST	27
Figura 2.12 Faixas de limites de tensão.....	28
Figura 2.13 Curva característica do fator de potência	29
Figura 2.14 Limites operacionais de injeção e demanda de potência reativa.....	30
Figura 2.15 Curva do Controle Volt-var	31
Figura 2.16 Curva do Controle Volt-Watt.....	32
Figura 2.17 Curva do Controle Volt-var-Watt	33
Figura 2.18 Conceito de capacidade de hospedagem	34
Figura 2.19 Metodologia geral para determinação da capacidade de hospedagem.....	35
Figura 2.20 Fluxograma geral para o método probabilístico.....	36
Figura 3.1 Representação da gráfica da probabilidade determinada pela área sob $f(x)$	39
Figura 3.2 Relação entre uma FDP e uma FDA	40
Figura 3.3 Histograma genérico	41
Figura 3.4 Boxplot genérico	42
Figura 3.5 Ajuste da curva não paramétrica considerando diferentes largura de banda	43
Figura 4.1 Diagrama da rede	49
Figura 4.2 Perfis de consumo. a) Tipo 1. b) Tipo 2.....	50
Figura 4.3 Valores médios mensais de irradiância para a cidade de Belém/PA	51
Figura 4.4 Comparação entre o modelo probabilístico e a distribuição dos dados	52

Figura 4.5 Curva do Controle Volt-Var.....	53
Figura 4.6 Curva da Função Volt-var-Watt.....	54
Figura 4.7 Fluxograma da simulação diária	55
Figura 4.8 Fluxograma da Metodologia Proposta	57
Figura 5.1 Caso base. a) Potência no Transformador. b) Tensões - Fase C.....	60
Figura 5.2 Impactos da geração fotovoltaica. a) Potência no Transformador. b) Tensão - Barra 19	60
Figura 5.3 Convergência da simulação Monte Carlo	61
Figura 5.4 Tensão em todas as barras da rede para cada NP.....	61
Figura 5.5 Potência líquida total no alimentador.....	62
Figura 5.6 Porcentagem de consumidores afetados.....	62
Figura 5.7 Função distribuição acumulada da tensão.....	63
Figura 5.8 Tensão em todas as barras da rede para cada NP com Volt-var	64
Figura 5.9 Porcentagem de consumidores afetados com a atuação do Volt-var	64
Figura 5.10 Potência reativa média	65
Figura 5.11 Função distribuição acumulada da tensão. a) NP = 70%. b) NP = 100%	65
Figura 5.12 Perdas ativas.....	66
Figura 5.13 Comparação das tensões nos três casos analisados.....	67
Figura 5.14 Função distribuição acumulada da tensão. a) NP = 70%. b) NP = 100%.....	67
Figura 5.15 Porcentagem de redução da geração devido ao controle de potência ativa	68
Figura 5.16 Máximas tensões medidas. a) Sem Controle. b) Com Volt-var. c) Com Volt-var-Watt	69
Figura 5.17 Perdas Ativas.....	70

SUMÁRIO

1	INTRODUÇÃO.....	10
1.1	Contextualização.....	10
1.2	Objetivos.....	13
1.2.1	Objetivo Geral	13
1.2.2	Objetivos Específicos	14
1.3	Revisão bibliográfica	14
1.4	Estrutura do trabalho	19
2	GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.....	20
2.1	Considerações Iniciais	20
2.2	Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede	20
2.3	Efeitos da irradiância e da temperatura.....	21
2.4	Impactos técnicos devido a conexão de geração fotovoltaica	23
2.4.1	Fluxo Reverso.....	23
2.4.2	Sobretensão.....	24
2.4.3	Perdas Técnicas	27
2.5	Qualidade da Tensão.....	27
2.6	NORMA ABNT NBR 16149.....	28
2.7	Controles dos Inversores Inteligentes	30
2.7.1	Controle Volt-var.....	30
2.7.2	Controle Volt-Watt.....	32
2.7.3	Controle Volt-var-Watt.....	33
2.8	Capacidade de Hospedagem.....	33
2.8.1	Definição	33
2.8.2	Índices de Desempenho	34
2.8.3	Métodos para Avaliação da Capacidade de Hospedagem.....	35
2.8.4	Método Probabilístico	36
2.9	Considerações Finais	36
3	MÉTODOS PROBABILÍSTICOS	38
3.1	Considerações Iniciais	38
3.2	Variáveis Aleatórias Contínuas e Distribuições de Probabilidade	38
3.2.1	Funções de Densidade de Probabilidade (FDP)	38
3.2.2	Função de Distribuição Acumulada (FDA).....	39
3.2.3	Média, Variância e Desvio Padrão de uma variável aleatória contínua	40
3.3	Visualização de Dados	41
3.4	Estimação da Função de Densidade de Probabilidade.....	42

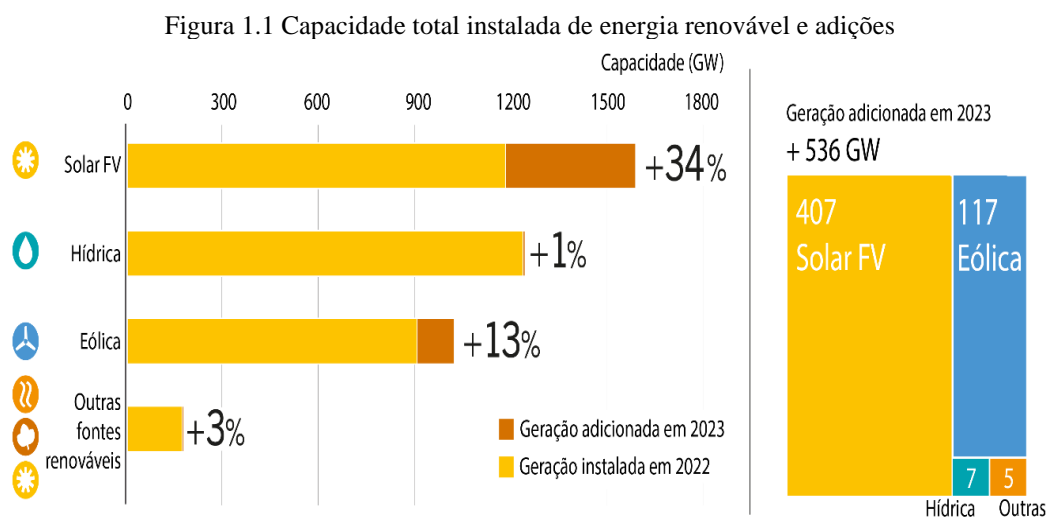
3.5	Teste de Aderência <i>Kolmogorov-Smirnov (KS)</i>	44
3.6	Simulação Monte Carlo	44
3.7	Considerações Finais	48
4	METODOLOGIA.....	49
4.1	Considerações Iniciais	49
4.2	Rede de Distribuição	49
4.3	Modelagem das Cargas Residenciais	50
4.4	Modelagem da Geração Fotovoltaica	51
4.4.1	Modelagem Probabilística das Curvas de Irradiância	51
4.4.2	Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos.....	52
4.5	Controle dos inversores inteligentes	53
4.6	Método Proposto.....	54
4.6.1	Simulação diária	55
4.6.2	Análise probabilística da capacidade de hospedagem.....	55
4.7	Considerações Finais	58
5	RESULTADOS E DISCUSSÕES.....	59
5.1	Considerações Iniciais	59
5.2	Avaliação do Impacto da Geração Fotovoltaica	59
5.3	Avaliação da Capacidade de Hospedagem.....	61
5.3.1	Sem atuação dos controles dos inversores inteligentes	61
5.3.2	Atuação do controle Volt-var	63
5.3.3	Atuação do controle Volt-var-Watt	66
5.4	Considerações Finais	70
6	CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS	71
6.1	Conclusões	71
6.2	Trabalhos Futuros	71
	REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS	73

1 INTRODUÇÃO

1.1 Contextualização

Devido à crescente preocupação em gerar energia limpa, a rede elétrica tradicional tem sofrido mudanças significativas para que a geração de energia seja proveniente de fontes não poluentes, como a energia solar e a energia eólica. Essa transição ocorre tanto por meio de usinas de grande porte quanto pela geração local no ponto de consumo, como os sistemas fotovoltaicos residenciais e comerciais, que são os mais usuais em áreas urbanas.

Em 2023, a transição energética levou a um crescimento significativo na capacidade instalada de energia renovável no setor global. Houve um aumento de 54% nas novas adições, alcançando um total de 536 GW. A energia solar fotovoltaica representou mais de três quartos desse crescimento, somando 407 GW. Essas informações estão apresentadas na Figura 1.1 (REN21, 2024).

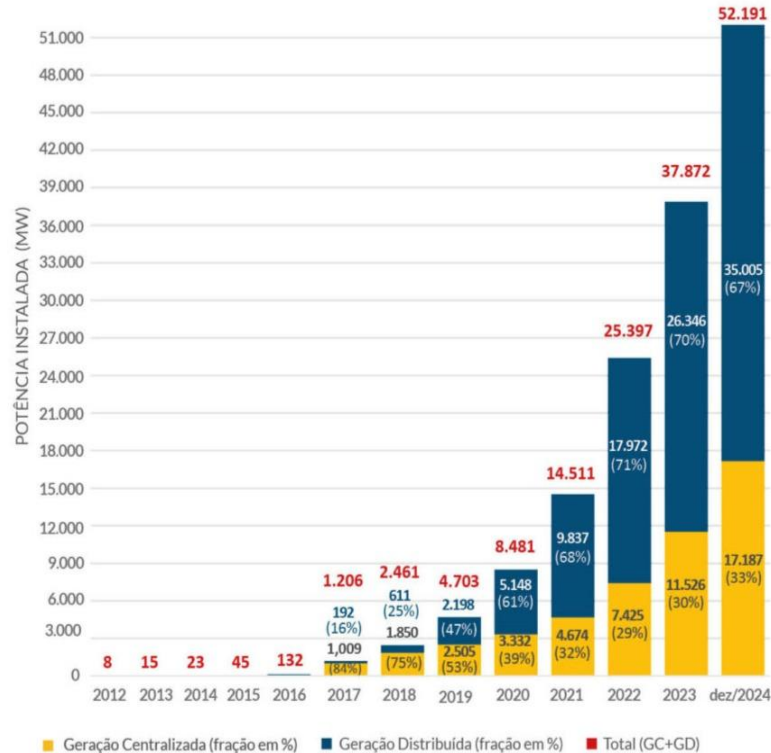


Fonte: Adaptada de REN21 (2024)

No Brasil, a geração de energia distribuída foi regulamentada a partir das resoluções normativas nº 482 de 2012 e nº 687 de 2015 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Essas resoluções estabeleceram as definições de microgeração e minigeração distribuída, tornando viável para os brasileiros adotarem esses sistemas. O sistema de compensação de energia elétrica, juntamente com diversas modalidades, como a geração compartilhada, o autoconsumo remoto e os empreendimentos com múltiplas unidades consumidoras, promoveu a expansão da geração própria de energia. Como resultado, a instalação de sistemas fotovoltaicos (FVs) residenciais e comerciais tornou-se uma prática comum, acelerando a transição para fontes de energia renovável no país. No Brasil, a geração fotovoltaica (FV) distribuída em conjunto com a geração centralizada representaram 21,4% da matriz elétrica

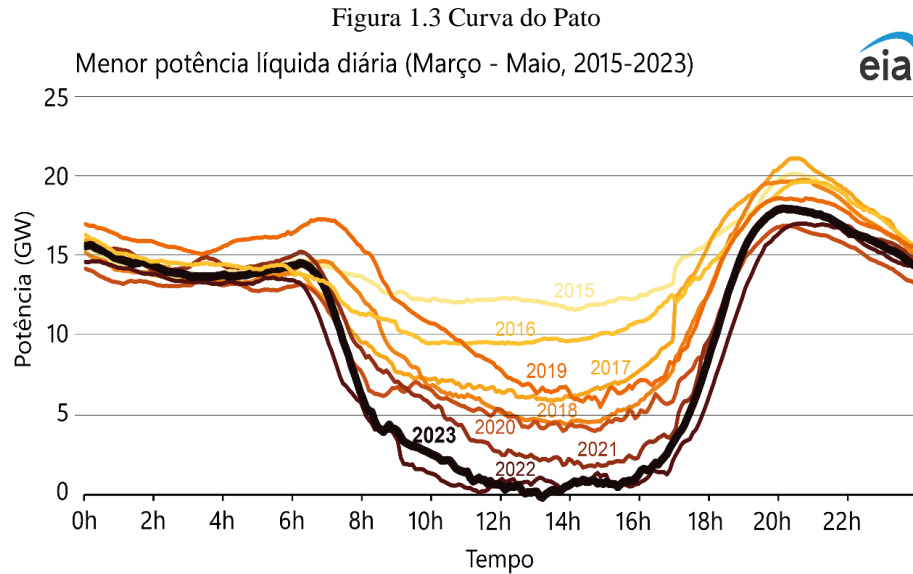
nacional em 2024. A Figura 1.2 mostra a evolução da geração de energia a partir da fonte solar ao longo dos anos (ABSOLAR; ANEEL, 2025).

Figura 1.2 Evolução da fonte solar no Brasil



Fonte: ABSOLAR; ANEEL (2025)

Em alguns países, como os Estados Unidos, existem localidades onde o incentivo ao uso de fontes de energia renovável pelo consumidor residencial é significativo, como na Califórnia. No entanto, nessa mesma região, foi possível observar os efeitos colaterais da massiva conexão de geração solar FV na rede de distribuição secundária. Isso ocorre quando o pico de geração excede a demanda das cargas ao redor do meio-dia, aumentando o risco de geração excessiva. Essa situação, conhecida como “curva do pato”, ilustrada na Figura 1.3, pode comprometer a segurança e a estabilidade do sistema elétrico, conforme analisado pelo *California Independent System Operator* (CAISO) e essa curva fica cada vez mais acentuada à medida que a capacidade de energia solar em operação cresce (DENHOLM et al., 2015; EIA, 2023).



O CAISO destacou que, durante os períodos de alta geração solar, a rede precisa lidar com uma quantidade significativa de energia excedente, o que pode levar a desafios operacionais, como a necessidade de desligar geradores convencionais e ajustar a frequência e tensão da rede. Esses efeitos colaterais enfatizam a importância de desenvolver estratégias eficazes de gerenciamento da geração distribuída e de integrar tecnologias como armazenamento de energia e controle inteligente de inversores para garantir a estabilidade e a eficiência da rede elétrica.

A inserção massiva de geração distribuída ao longo de um alimentador, como a geração fotovoltaica, pode ter impactos positivos no sistema de distribuição, reduzindo as perdas técnicas, postergando a manutenção da rede e diminuindo o uso de combustíveis fósseis. No entanto, também pode causar efeitos negativos, como o fluxo reverso de potência, sobrecorrente, aumento das perdas técnicas e violação dos níveis de tensão, dependendo das características da rede, da localização dos sistemas, da demanda dos consumidores e da potência instalada. Um dos principais problemas é a ocorrência de sobretensão no ponto de conexão com a rede, quando a geração fotovoltaica supera o consumo local, gerando fluxo reverso de potência. Esse fenômeno pode ocasionar ainda a violação da capacidade térmica dos condutores e, conforme a Resolução 1000 da ANEEL, caso a nova conexão ou o aumento de potência injetada pela geração distribuída implique inversão do fluxo de potência no posto de transformação da distribuidora ou no disjuntor do alimentador, a distribuidora deve realizar estudos para identificar e implementar soluções que eliminem tal inversão. Essas soluções podem incluir reconfiguração dos circuitos e remanejamento de cargas, definição de outros

circuitos elétricos para conexão da geração distribuída, conexão em níveis de tensão superiores, ou até a redução da potência injetável de forma permanente ou dinâmica (ABUD, 2019; ANEEL, 2021; MORO; TRINDADE; BONADIA, 2022).

Atualmente, os sistemas FVs contam com inversores inteligentes. Esses dispositivos têm a capacidade de ajustar a tensão no ponto de conexão do inversor utilizando diversos métodos de controle. Entre esses métodos estão o controle Volt-Watt e o controle Volt-var, que limita a geração de potência ativa dos geradores FVs com base nos valores de tensão medidos e gerencia a absorção de potência reativa para regular os níveis de tensão, respectivamente. Esses dois controles podem atuar em conjunto no modo combinado, chamado de Volt-var-Watt. A combinação desses controles permite uma operação mais eficiente e segura dos sistemas fotovoltaicos (ALMEIDA; PASUPULETI; EKANAYAKE, 2020; FREITAS, 2020; WANZELER et al., 2022).

Nos últimos anos, várias normas e códigos de rede foram revisadas a fim de permitir o uso de um conjunto de funções embarcadas nos inversores fotovoltaicos, como o Volt-Watt e o controle Volt-var, para o controle da tensão (CPUC, 2024; IEC, 2023; IEEE, 2018). No Brasil, ainda não existem regulamentos que indiquem padrões para os parâmetros das curvas dos controles para serem implementadas em inversores conectados à rede de distribuição, mas a NBR 16149 indica a possibilidade de os inversores fotovoltaicos trabalharem com o controle de injeção ou absorção de potência reativa (ABNT, 2013).

Para realizar este estudo, o fluxo de carga da rede foi realizado sob uma análise probabilística utilizando o método de simulação Monte Carlo (SMC), para considerar as incertezas das variáveis do sistema, pois a irradiância e os perfis de consumo das cargas apresentam um caráter aleatório que varia ao longo do dia, e para gerar resultados mais confiáveis, é importante considerar essas características (FERREIRA; AFFONSO, 2024; SILVA DE SOUZA et al., 2021). Além disso, foi realizada uma análise da capacidade de hospedagem (CH), para determinar a quantidade máxima de geração fotovoltaica que pode ser conectada à rede sem causar problemas de qualidade de energia. Esta análise é fundamental para garantir que a integração de novas fontes de energia ocorra de forma segura, respeitando os limites operacionais da rede (UMOH et al., 2023).

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo Geral

O objetivo desta dissertação é avaliar, utilizando a simulação Monte Carlo, o aumento da capacidade de hospedagem (CH) de geração FV obtido pela atuação local dos controles Volt-

var e Volt-var-Watt dos inversores dos sistemas FVs modelados no OpenDSS, em uma rede de distribuição residencial da cidade de Belém/PA.

1.2.2 Objetivos Específicos

Como objetivos específicos desta dissertação, pode-se citar:

1. Estudar e aplicar mecanismos de regulação de tensão através dos controles dos inversores inteligentes, especificamente o controle Volt-var e o controle combinado Volt-var-Watt;
2. Avaliar o comportamento de outras variáveis do sistema elétrico, incluindo a demanda de potência ativa medida no secundário do transformador, o fluxo reverso de potência ativa na rede, as potências ativas e reativas dos sistemas fotovoltaicos e as perdas de energia, à medida que mais geradores FVs são conectados à rede;
3. Contribuir para a compreensão e melhoria dos processos de integração de geração FV, assegurando a eficiência e a confiabilidade das redes de distribuição residenciais, considerando diferentes níveis de penetração (NP) de geração FV, desde níveis baixos até elevados;
4. Proporcionar uma base sólida para o planejamento e operação de redes de distribuição residencial em ambientes de alta penetração fotovoltaica, promovendo soluções que garantam a qualidade e a confiabilidade do fornecimento de energia, utilizando a SMC para avaliar as grandezas de interesse considerando as incertezas inerentes a demanda residencial e a geração.

1.3 Revisão bibliográfica

Os estudos relacionados aos controles presentes em inversores fotovoltaicos e à capacidade de hospedagem em redes de distribuição têm evoluído significativamente. Em SUNDERMAN; DUGAN; SMITH (2014), os autores introduzem três funções avançadas de controle de inversores fotovoltaicos (Volt-Watt, Volt-var e Dynamic Reactive Current Control - DRCC) e demonstram como modelar essas funções usando o programa de código aberto OpenDSS. Em RIVERA; RIVERA; HUALLPA (2023), os autores avaliam o aumento da CH em redes de distribuição utilizando as funções Volt-VAr e Volt-Watt de inversores inteligentes. A análise é realizada em uma rede real de Porto Rico, utilizando uma simulação quase estática. Os índices de desempenho utilizados são as violações de tensão e as violações térmicas nos condutores. Os autores mostram que a implementação dessas funções de controle pode aumentar significativamente a capacidade de hospedagem.

Em TORQUATO et al. (2018) os autores avaliam a CH de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição de baixa tensão do sudeste do Brasil, considerando as restrições de qualidade de tensão e capacidade térmica dos condutores. É utilizado um método simplificado baseado na SMC, com a localização dos geradores determinada aleatoriamente. O NP é definido considerando a capacidade instalada de geração FV em relação à potência nominal do transformador. Os resultados mostram que a sobretensão é o impacto mais restritivo da integração de sistemas FVs, e essa informação pode ajudar a orientar ações das concessionárias para evitar violações técnicas.

De maneira complementar, ALRUSHOUD; LU (2020) investigam como diferentes métodos de alocação de geração FV afetam os estudos da CH em redes de distribuição, utilizando simulações estocásticas para considerar incertezas na localização e no tamanho dos sistemas FVs. Os resultados são comparados usando a rede IEEE 123 barras e uma rede real da Carolina do Norte (EUA). O NP é definido como a porcentagem de consumidores que possuem geração FV. Os autores concluem que a localização dos geradores impacta na avaliação da CH, considerando a sobretensão como fator limitante.

Seguindo na mesma linha, FATIMA; PÜVI; LEHTONEN (2021) comparam diferentes referências usadas para avaliar a CH de geração FV em redes de distribuição, utilizando SMC para considerar as incertezas das cargas e da localização dos sistemas FVs. O artigo identifica cinco principais definições usadas na literatura para definir o NP para determinar a CH, entre eles estão: a demanda de pico do alimentador, a classificação do transformador e a porcentagem de cargas com sistemas FVs. A comparação mostra que a definição da CH pode influenciar substancialmente o valor calculado. Em HOU; LIU; OCHOA (2022), é avaliado o impacto do desequilíbrio de tensão na CH de sistemas FVs residenciais em uma rede de distribuição de baixa tensão na Austrália. Utilizam análise de séries temporais e SMC, considerando incertezas na localização e no tamanho da geração. No estudo, o NP da geração é definido como a porcentagem de consumidores que possuem sistemas FVs conectados. Os autores concluem que cenários de grande desequilíbrio podem limitar a CH, mas a aplicação de um algoritmo de reequilíbrio de potência pode acomodar um maior número de instalações fotovoltaicas.

TANG; CHANG (2018) apresentam uma abordagem estocástica para avaliar a CH de sistemas FVs na rede de distribuição IEEE 33 barras, modelada no OpenDSS, considerando os controles dos inversores (Volt-var, Volt-Watt e ambos combinados) para melhorar a qualidade da tensão. Diversos cenários de conexão de sistemas FVs são simulados, considerando o tamanho e a localização como variáveis aleatórias. Os resultados mostram que as funções de controle consideradas podem aumentar significativamente a capacidade de hospedagem. No

entanto, embora o trabalho utilize uma abordagem estocástica, ele não leva em consideração as incertezas na demanda e na irradiância, e, portanto, não faz uma modelagem probabilística dessas variáveis. Além disso, o estudo foi conduzido em uma rede modelo, não em uma rede real, o que limita a extrapolação dos resultados às condições reais de operação.

Complementando esses achados, FREITAS (2020) investiga a influência da combinação de funções inteligentes de inversores fotovoltaicos em diferentes condições de operação de uma rede real de distribuição de energia elétrica, modelada no OpenDSS. A dissertação analisa como a combinação de diferentes funções inteligentes, como controle Volt-var, controle Volt-Watt e controle de fator de potência fixo, impacta a operação da rede. Os resultados mostram que a escolha da combinação de funções inteligentes depende das condições de operação específicas e do NP de sistemas fotovoltaicos, sendo mais eficaz em cenários com altos níveis de penetração.

De forma semelhante, ALMEIDA; PASUPULETI; EKANAYAKE (2020) avaliam o desempenho dos inversores inteligentes na mitigação de problemas de sobretensão em uma rede de distribuição de baixa tensão da Malásia, modelada no OpenDSS. Eles utilizam os controles Volt-var, Volt-Watt e a combinação de ambos, modelados usando a função *InvControl* do OpenDSS. Os resultados indicam que essas funcionalidades avançadas de controle são eficazes na mitigação de sobretensão.

SOUSA; BORGES; MITRA (2020) também exploram a CH de geração FV em uma rede de distribuição de baixa tensão. Eles utilizam inversores inteligentes com funções Volt-var, Volt-Watt e a função combinada Volt-var-Watt, além de sistemas de armazenamento de energia. Considerando a aleatoriedade dos pontos de conexão dos sistemas FVs e definindo o NP em relação à potência aparente de pico da rede, os resultados mostram que essas estratégias de controle são eficazes para aumentar a CH, com a sobretensão sendo o principal fator limitante.

RASHID; KNIGHT (2020) reforçam a importância do controle combinado Volt-var-Watt ao examinar a CH de sistemas FVs em um alimentador de distribuição de baixa tensão do Canadá. A pesquisa destaca o uso de algoritmos de controle de tensão, como Volt-var e Volt-Watt, e sua combinação para mitigar sobretensões. As simulações em cenários de alta e baixa demanda de carga mostram que as sobretensões ocorrem principalmente em baixa demanda. Os resultados indicam que esses modos de controle, especialmente quando combinados, são eficazes para mitigar sobretensões e aumentar a CH de sistemas FVs na rede.

CHATHURANGI et al. (2021) continuam a explorar a eficiência do controle combinado. Eles investigam a integração de sistemas FVs em redes de distribuição de baixa

tensão e os desafios técnicos associados. Inversores inteligentes com controles Volt-var e Volt-Watt são modelados e testados na plataforma DIgSILENT *PowerFactory*. O estudo propõe um novo modo de controle combinado Volt-var + Volt-Watt para mitigar sobretensões. Resultados mostram que ajustes adequados nas curvas de controle aumentam a capacidade de hospedagem, sendo o controle combinado o mais eficaz.

Para além dessas pesquisas, CARVALHO; ATTARHA; POTA (2022) propõem um controle local Volt-var-Watt para regular as tensões e reduzir as perdas de energia na rede. O algoritmo de controle incorpora a característica de impedância da rede para modular injeções de potência ativa e reativa com base em otimização local. Simulações numéricas com um alimentador de distribuição realista de 8 barras e dados reais de demanda mostram que o controlador proposto é eficaz ao que se propõem.

Por fim, os efeitos das estratégias de controle Volt-var, Volt-Watt e a combinação desses no aumento da CH de sistemas FVs são avaliados por SANTOS et al. (2023). Utilizando uma abordagem estocástica baseada na SMC são consideradas as incertezas associadas à geração e às cargas. A pesquisa destaca que ajustes nas curvas de controle Volt-var e Volt-Watt podem influenciar significativamente a CH, o desvio de tensão e as perdas de energia. As simulações no sistema IEEE de 33 barras confirmam que tais modificações melhoram a operação do sistema. No entanto, embora o trabalho mencione a inclusão de variáveis aleatórias, como a localização da geração FV, bem como os perfis de carga e irradiância, não há informações ao longo do artigo sobre se essa aleatoriedade foi considerada a partir de modelos probabilísticos obtidos de funções de probabilidade. Além disso, o estudo foi conduzido em uma rede modelo, e não em uma rede real.

Conforme apresentado, embora muitos estudos já tenham sido realizados avaliando o uso dos controles de inversores, poucos estudos avaliam o desempenho do controle combinado Volt-var-Watt em inversores de geradores fotovoltaicos para regulação da tensão e aumento da capacidade de hospedagem de geração FV, principalmente em redes reais de distribuição. Mais especificamente, os artigos encontrados não utilizam modelagem probabilística para modelar as incertezas. A maioria aplica uma análise estocástica para considerar a aleatoriedade da localização dos sistemas fotovoltaicos e a capacidade da geração, mas sem modelar a irradiância e a demanda das cargas como funções de densidade de probabilidade, como feito neste trabalho. Apenas SANTOS et al. (2023) menciona a inclusão de incertezas na irradiância e nas cargas, mas não explica como foi feita a modelagem.

Este trabalho preenche esta lacuna de conhecimento e avalia probabilisticamente os ganhos obtidos com o uso dos controles Volt-var e Volt-var-Watt no aumento da capacidade de

hospedagem de geração FV em uma rede de distribuição de baixa tensão real do Brasil. Utilizando a simulação Monte Carlo, os dados de irradiância solar e demanda residencial são modelados com funções de densidade de probabilidade, e a localização dos sistemas FV é feita aleatoriamente em cada cenário. A sobretensão é adotada como índice de desempenho para avaliação da CH. Esta abordagem complementa e expande os trabalhos anteriores, proporcionando uma análise detalhada e contextualizada da CH de geração fotovoltaica em redes de distribuição reais. A Tabela 1 resume os pontos considerados na literatura e situa o presente trabalho no estado da arte do tema.

Tabela 1. Revisão bibliográfica.

Referências	Controle Volt-var	Controle Volt-var-Watt	Modelagem Probabilística	Capacidade de Hospedagem	Rede Real de Distribuição
(SUNDERMAN; DUGAN; SMITH, 2014)	✓	-	-	-	✓
(RIVERA; RIVERA; HUALLPA, 2023)	✓	-	-	✓	✓
(TORQUATO et al., 2018)	-	-	✓	✓	✓
(ALRUSHOUD; LU, 2020)	-	-	✓	✓	✓
(FATIMA; PÜVI; LEHTONEN, 2021)	-	-	✓	✓	✓
(HOU; LIU; OCHOA, 2022)	-	-	✓	✓	✓
(TANG; CHANG, 2018)	✓	✓	-	✓	-
(FREITAS, 2020)	✓	✓	-	✓	✓
(ALMEIDA; PASUPULETI; EKANAYAKE, 2020)	✓	✓	-	-	✓
(SOUSA; BORGES; MITRA, 2020)	✓	✓	-	✓	-
(RASHID; KNIGHT, 2020)	✓	✓	-	✓	✓
(CHATHURANGI et al., 2021)	✓	✓	-	✓	✓
(CARVALHO; ATTARHA; POTA, 2022)	-	✓	-	-	-
(SANTOS et al. /,2023)	✓	✓	-	✓	-
Este trabalho	✓	✓	✓	✓	✓

1.4 Estrutura do trabalho

Este trabalho está organizado da seguinte forma.

O Capítulo 1 apresenta a problemática e justificativa deste trabalho, bem como o objetivo proposto. Além disso, apresenta uma revisão bibliográfica acerca do tema abordado.

O capítulo 2 apresenta os conceitos principais associados a geração solar fotovoltaica, suas características operacionais e os impactos na rede de distribuição devido à conexão em larga escala. Além disso, descreve as funções de controle que serão utilizadas e apresenta o conceito de capacidade de hospedagem.

O capítulo 3 apresenta os conceitos sobre métodos probabilísticos, fornecendo a base teórica necessária para a compreensão das análises subsequentes.

O capítulo 4 detalha a metodologia adotada na pesquisa, incluindo a modelagem das curvas de demanda e de irradiância a partir de funções de densidade de probabilidade e o cálculo do fluxo de carga probabilístico utilizando a simulação de Monte Carlo.

O capítulo 5 mostra os resultados obtidos a partir da aplicação da metodologia proposta em um alimentador real, discutindo os principais achados e implicações.

Por fim, o capítulo 6 apresenta as conclusões deste trabalho, resumindo os principais resultados e suas contribuições para o campo da geração fotovoltaica e integração à rede elétrica. Além disso, apresenta propostas de trabalhos futuros.

2 GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

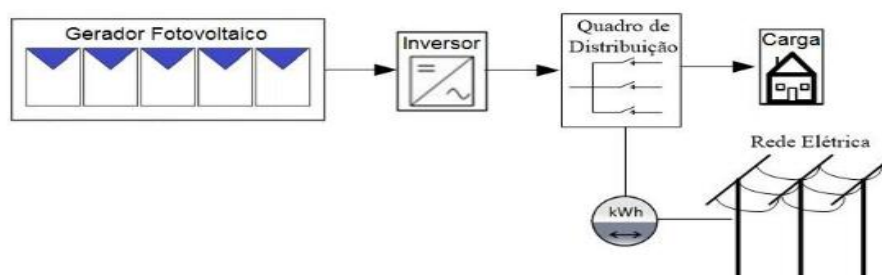
2.1 Considerações Iniciais

Este capítulo abrange a geração FV, abordando temas essenciais para a compreensão desses sistemas e suas interações com a rede elétrica. São discutidas suas características, os efeitos da irradiância e da temperatura na eficiência, os impactos técnicos da conexão em larga escala na rede, como fluxo reverso, sobretensão e perdas técnicas. São apresentadas as exigências brasileiras no que se refere a qualidade da tensão, estabelecidas no Módulo 8 do PRODIST, detalhando as faixas de operação de tensão que garantem a segurança, e a norma ABNT NBR 16149, com as diretrizes e especificações exigidas para a conexão dos sistemas FVs à rede. Além disso, os controles Volt-var, Volt-Watt e o controle combinado Volt-var-Watt são apresentados. Finalmente, a CH é abordada, apresentando seu conceito, índices de desempenho utilizados, e métodos de avaliação para determinar a quantidade máxima de geração FV que pode ser conectada à rede sem comprometer sua operação segura.

2.2 Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede

Os sistemas fotovoltaicos conectados à rede (*on grid*) caracterizam-se por estarem conectados à rede elétrica da concessionária, sendo utilizados para o autoconsumo de uma residência, condomínio, ou comércio por exemplo, sendo possível injetar energia excedente na rede de distribuição. De forma simplificada, os sistemas FVs são compostos pelos módulos fotovoltaicos, que são células fotovoltaicas combinadas em arranjos para produzir tensão e corrente; pelo inversor, que converte energia em corrente contínua para alternada, compatível com a rede de distribuição; e pelos dispositivos de proteção, como a *string box* CC e a *string box* CA (PINHO; GALDINO, 2014). A Figura 2.1, mostra o esquema básico de um sistema fotovoltaico conectado à rede que possui um medidor de energia bidirecional para contabilizar a energia elétrica que é consumida e a energia elétrica injetada na rede.

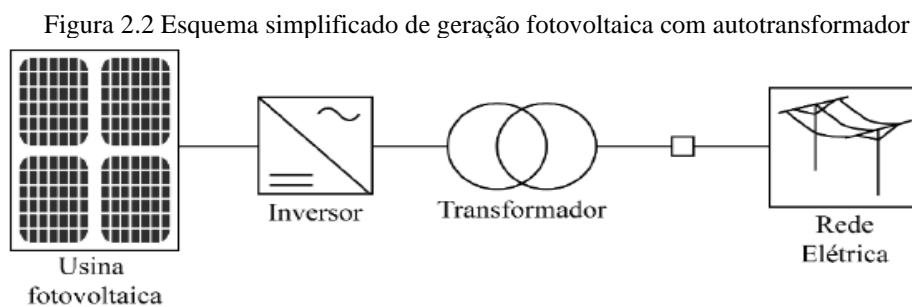
Figura 2.1 Esquema simplificado do Sistema Fotovoltaico



Fonte: PINHO E GALDINO (2014)

Diversas configurações de geração solar *on grid* podem ser encontradas, como aquelas que possuem um transformador na interface de conexão do inversor com a rede, como mostra o esquema da Figura 2.2. Nesse caso, o transformador é necessário quando o inversor não tem a sua tensão de saída compatível com a tensão da rede, como um inversor trifásico 380V, para ser conectado em uma rede trifásica 220V.

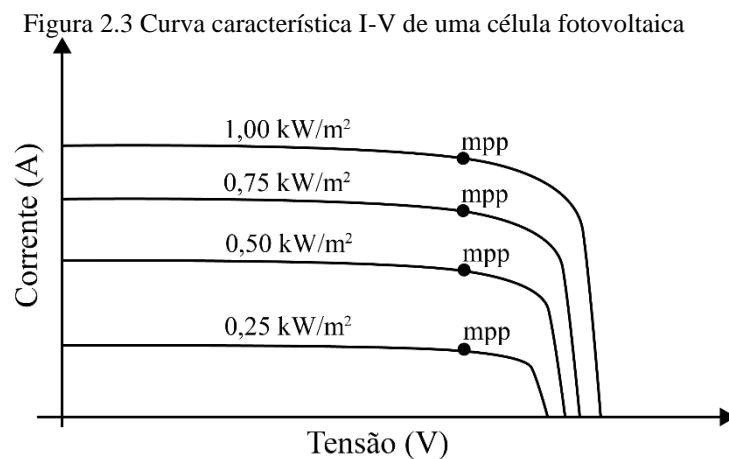
Também podem ser encontrados sistemas com baterias para armazenar energia, que é mais comum em sistemas fotovoltaicos isolados da rede. É possível encontrar geração com micro inversores, controladores de carga, entre outros (PINHO; GALDINO, 2014).



Fonte: PINHO E GALDINO (2014)

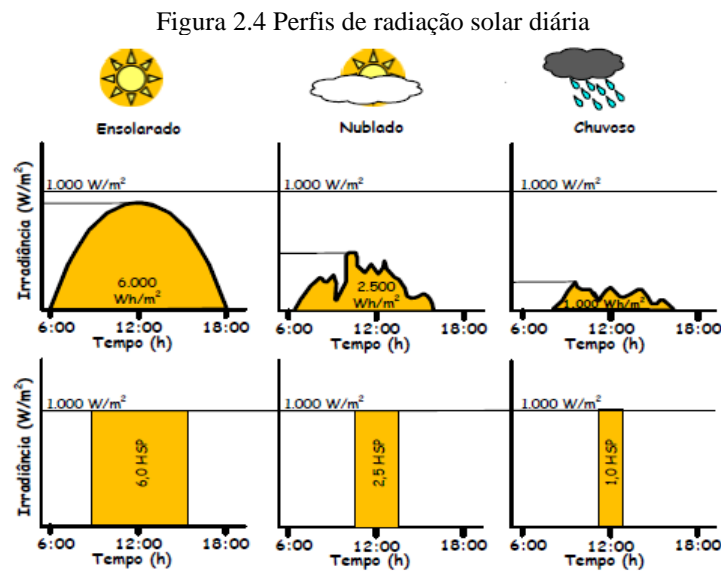
2.3 Efeitos da irradiância e da temperatura

A geração fotovoltaica depende linearmente da quantidade de irradiância solar incidente sobre a superfície dos módulos. A Figura 2.3 ilustra a curva I-V, que mostra a relação da corrente elétrica e da tensão com os níveis de irradiância solar, em uma temperatura de 25°C. A corrente elétrica aumenta de forma linear com a irradiância, enquanto a tensão de circuito aberto varia de uma forma logarítmica (PINHO; GALDINO, 2014).



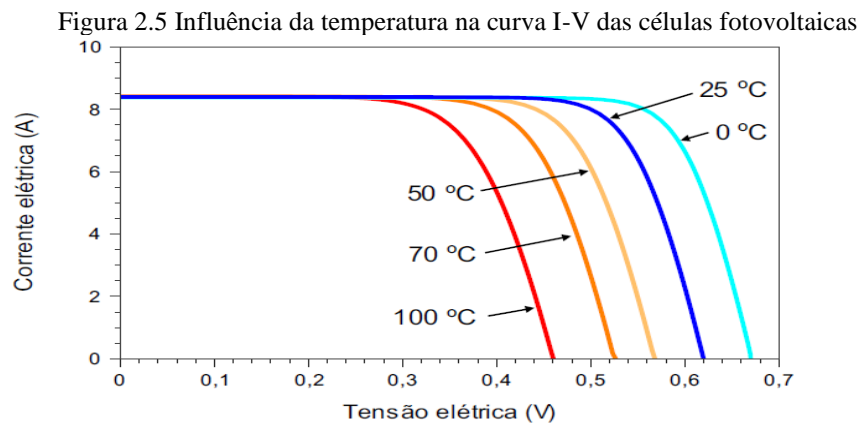
Fonte: Adaptado de EICKHOFF (2018)

A geração de energia pelos sistemas FVs também pode ser estimada considerando a quantidade total de radiação solar por unidade de área para expressar o valor acumulado de energia ao longo do dia, sendo esse parâmetro conhecido na literatura como o número de Horas de Sol Pleno (HSP). O HSP representa o número de horas em que a irradiância deve permanecer igual $1kW/m^2$ em um determinado local durante o dia. Portanto, o HSP estima o cálculo da energia gerada, a partir da irradiação, apresentando valores distintos para um dia ensolarado, nublado ou chuvoso, como ilustra a Figura 2.4 (ABUD, 2019; PINHO; GALDINO, 2014).



Fonte: PINHO E GALDINO (2014)

A Figura 2.5 mostra a influência da variação da temperatura na curva da tensão e da corrente de uma célula fotovoltaica, com irradiância de $1kW/m^2$. Observa-se que, à medida que a temperatura aumenta, a tensão elétrica da célula diminui, enquanto a corrente elétrica varia pouco (PINHO; GALDINO, 2014).



Fonte: PINHO E GALDINO (2014)

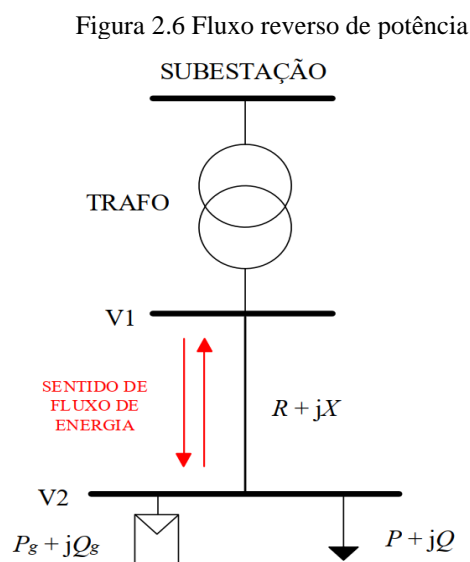
2.4 Impactos técnicos devido a conexão de geração fotovoltaica

A conexão de geração fotovoltaica na rede de distribuição traz novos desafios operacionais para a rede elétrica, uma vez que a infraestrutura e os dispositivos de proteção foram projetados para um cenário em que os consumidores não geram a própria energia. E, com o crescente aumento de geração de energia perto das cargas, essa configuração mudou, trazendo novos desafios para o operador da rede. Os principais desafios são principalmente devido aos impactos técnicos da alta geração fotovoltaica na rede e os mecanismos necessários para mitigá-los (CAMILO; CASTRO; ALMEIDA, 2018; SHAYANI, 2010).

2.4.1 Fluxo Reverso

A rede de distribuição tradicional foi projetada para ter o fluxo de potência unidirecional, no sentido da geração (a princípio localizada longe dos centros urbanos) para a carga. Neste cenário, os consumidores são apenas agentes passivos que recebem a energia gerada em grandes usinas para o consumo. Porém, com o crescimento da geração distribuída localizada junto aos consumidores, o fluxo de potência passa a ser bidirecional, com fluxo de potência também no sentido da carga para a geração (EICKHOFF, 2018; SHAYANI, 2010).

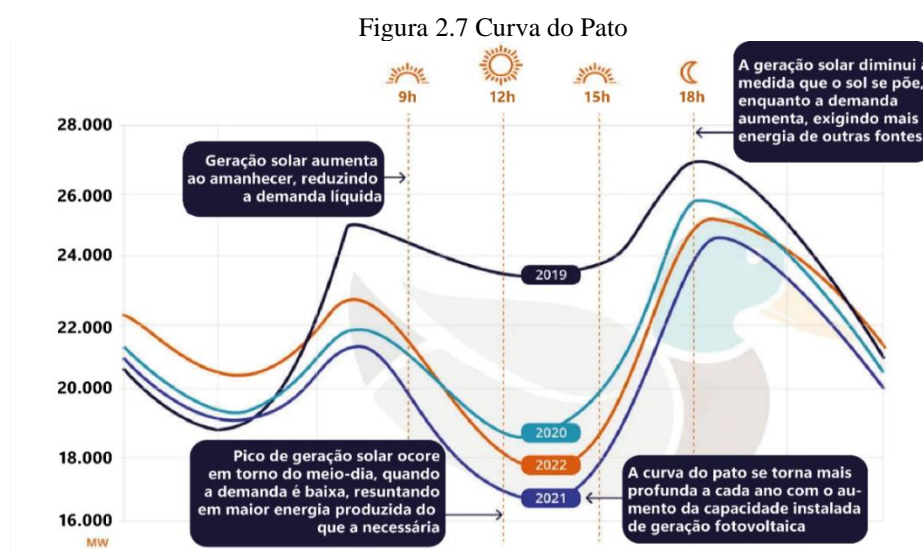
A Figura 2.6 mostra um esquema simples de uma rede de distribuição radial com geração fotovoltaica conectada, mostrando o fluxo de energia nos dois sentidos, da subestação para as cargas e destas em direção a subestação.



Fonte: EICKHOFF (2018)

Esse fluxo de potência bidirecional pode ocorrer quando vários consumidores passam a gerar sua própria energia, por exemplo através da geração fotovoltaica. Este tipo de fonte

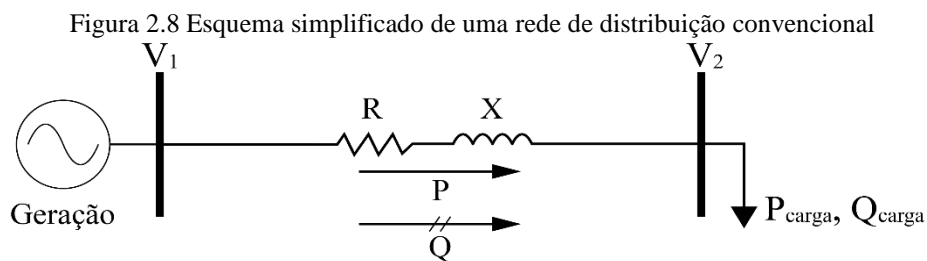
energética caracteriza-se por ter pico de geração em torno do meio-dia, que é o período no qual a demanda de energia dos consumidores residenciais é baixa. Assim, a potência gerada pelos sistemas fotovoltaicos excede o valor necessário para o consumo local, e a geração excedente é injetada na rede (DENHOLM et al., 2015). Essa condição foi um problema analisado pelo CAISO (California Independent System), ilustrado na Figura 2.7, conhecida como a curva do pato (*Duck Curve*) pela sua semelhança a imagem de um pato. A demanda líquida de energia elétrica começa a cair a partir do momento que os sistemas fotovoltaicos começam a gerar energia e, por volta do meio-dia, região da “barriga” da curva, a demanda líquida de energia decresce significativamente, período no qual a geração solar atinge seu valor máximo. Essa demanda volta a crescer quando a geração solar começa a diminuir sua produção, e em torno das 18h, essa geração cessa, e a demanda das cargas atinge seu pico. Nota-se também que, ao longo dos anos, à medida que mais geração distribuída é inserida na rede, essa curva fica mais acentuada, mostrando o potencial da geração fotovoltaica em produzir mais energia do que é demandada pelo sistema de distribuição.



2.4.2 Sobretenção

A sobretenção é um dos principais efeitos colaterais relacionados a conexão massiva de sistemas fotovoltaicos na rede. Com a geração excessiva em relação a demanda local, a tensão no ponto de conexão da geração fotovoltaica com a rede pode sofrer aumento e atingir níveis acima dos limites considerados seguros (MAI; HAQUE; NGUYEN, 2019). Quando a tensão ultrapassa a faixa segura de operação da rede, tem-se a sobretenção, muito comum nos cenários de alta penetração de geração fotovoltaica na rede de distribuição.

A Figura 2.8 mostra um esquema simplificado de uma rede de distribuição convencional, com um barramento infinito com magnitude de tensão V_1 , uma linha de transmissão com impedância $R + jX$ e pelo barramento de carga com magnitude de tensão V_2 . Nesse caso, o fluxo de potência flui no sentido da maior de tensão (V_1) em direção a menor tensão (V_2). Em sistemas de distribuição, é comum assumir que, em condições de carga leve, o ângulo entre a tensão da fonte e a tensão da carga é muito pequeno e considerando que V_1 é a tensão na barra de referência, o ângulo da tensão é zero. Dessa forma, a equação simplificada para a queda de tensão pode ser expressa pela Equação (2.1) (SOUZA, 2017; WANZELER, 2018).



Fonte: Adaptado de WANZELER (2018)

$$\Delta V = \bar{V}_1 - \bar{V}_2 \approx \frac{(RP + XQ)}{\bar{V}_1} \quad (2.1)$$

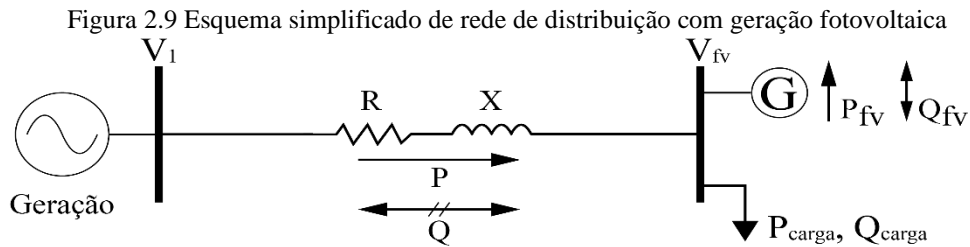
Esse modelo é adequado para a análise de sistemas de distribuição, onde a resistência e a reatância, juntamente com as cargas, desempenham um papel significativo na determinação da queda de tensão.

A Figura 2.9 ilustra um esquema simplificado de uma rede de distribuição com duas barras e geração fotovoltaica conectada. Nesse cenário, algumas considerações podem ser feitas dependendo da capacidade de geração do sistema fotovoltaico.

Quando a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico é menor que a consumida pela carga ($P_{fv} < P_{carga}$), a corrente de linha continua fluindo no sentido direto, da barra V_1 para a barra V_{fv} . Porém, como a geração fotovoltaica alimenta parte da carga, a corrente na linha é inferior àquela do cenário sem GD. Com isso, a tensão no ponto de conexão do sistema fotovoltaico sofre um aumento.

Já quando a potência ativa gerada pelo sistema fotovoltaico é superior à demandada pela carga ($P_{fv} > P_{carga}$), passa a haver corrente fluindo no sentido de V_{fv} para V_1 , ou seja, corrente reversa em direção à subestação, e a tensão na barra da geração fotovoltaica pode se tornar

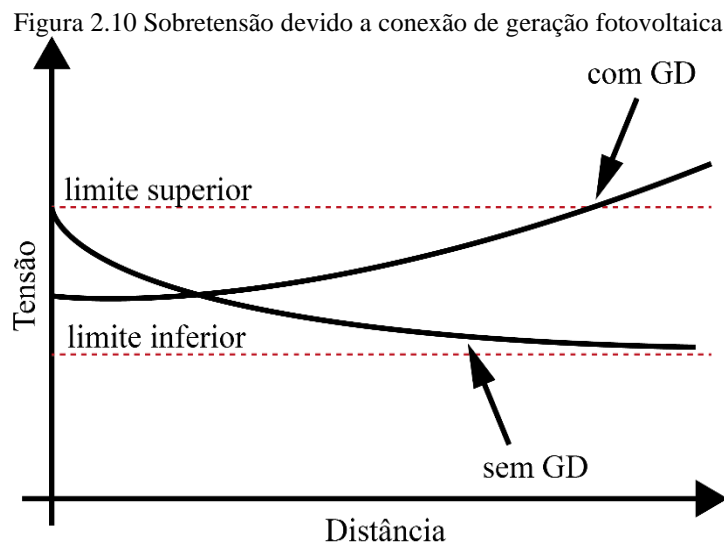
maior do que a tensão da barra de fornecimento V_1 e a Equação (2.1) passa a ser descrita de acordo com a Equação (2.2) (SOUZA, 2017; WANZELER, 2018).



Fonte: Adaptado de WANZELER (2018)

$$\Delta V = \bar{V}_{fv} - \bar{V}_1 \approx \frac{R(P_{fv} - P_{carga}) + X(\pm Q_{fv} - Q_{carga})}{\bar{V}_{fv}} \quad (2.2)$$

A Figura 2.10 ilustra o comportamento do perfil de tensão em relação à distância em uma rede de distribuição radial, tanto na presença quanto na ausência de geração FV. Observa-se que, no cenário sem sistemas FVs conectados, o fluxo de potência, que ocorre no sentido da subestação para as cargas, resulta em uma queda de tensão ao longo da distância. No entanto, quando sistemas FVs estão conectados, há um aumento do perfil de tensão com a distância, o que pode levar à violação dos limites de tensão, especialmente em cenários onde muitas gerações FVs são instaladas próximas ou grandes gerações são conectadas em barramentos específicos.



Fonte: WANZELER (2018)

2.4.3 Perdas Técnicas

A geração fotovoltaica conectada à rede pode trazer efeitos positivos ou negativos nas perdas técnicas no alimentador, uma vez que, a geração de energia elétrica distribuída, próximas às cargas, reduz o caminho do fluxo de potência da subestação até os consumidores, reduzindo as perdas técnicas. Porém, a redução das perdas depende da capacidade instalada dos geradores distribuídos e da quantidade de fluxo de potência reverso.

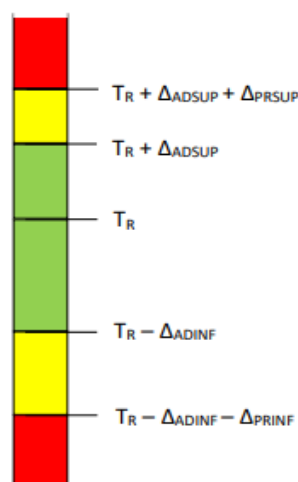
Quando o sistema fotovoltaico tem a possibilidade de regulação de tensão por meio do gerenciamento de potência reativa, as perdas também podem ser reduzidas, caso o inversor da geração injete potência reativa na rede, suprimindo a demanda local. Mas, caso o inversor absorva potência reativa da rede para reduzir a tensão, as perdas aumentarão, pois a geração fotovoltaica se comportará como carga (TEIXEIRA, 2019).

2.5 Qualidade da Tensão

O PRODIST (Procedimentos de Distribuição) apresenta diversos documentos responsáveis por normatizar os serviços técnicos no sistema de distribuição brasileiro, sendo formado por 11 módulos. Dentre esses módulos, o Módulo 8 trata da qualidade da energia elétrica para fornecimento na rede distribuição, e estabelece os limites ou valores de referência para variáveis elétricas em regime permanente, tais como: tensão, frequência, distorção harmônica, desequilíbrio de tensão e flutuação de tensão (ANEEL, 2021).

Nesta dissertação, a variável que será analisada será a tensão em regime permanente, e para isso, os valores de referência serão com base no PRODIST. No Módulo 8 do PRODIST, os níveis de tensão são classificados em faixas de segurança, sendo estabelecidas 3 faixas como mostra a Figura 2.11.

Figura 2.11 Faixas de Tensão do PRODIST



Fonte: ANEEL (2021)

Onde:

TR: Tensão de Referência;

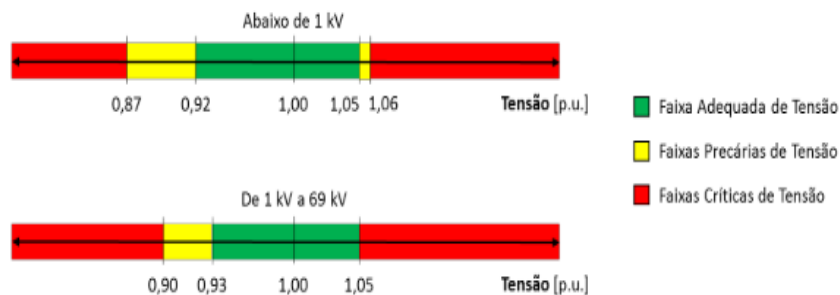
Faixa Adequada de Tensão: intervalo entre $(TR - \Delta ADINF)$ e $(TR + \Delta ADSUP)$;

Faixas Precárias de Tensão: intervalo entre $(TR + \Delta ADSUP)$ e $(TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP)$ ou intervalo entre $(TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF)$ e $(TR - \Delta ADINF)$;

e Faixas Críticas de Tensão: valores acima de $(TR + \Delta ADSUP + \Delta PRSUP)$ ou abaixo de $(TR - \Delta ADINF - \Delta PRINF)$.

A Figura 2.12 ilustra as faixas de tensão em pu, para sistemas com tensão entre 1kV e 69kV e abaixo de 1kV. Observa-se que, para uma rede de baixa tensão, os níveis de tensão adequados encontram-se entre 0,92 pu e 1,05 pu (ANEEL, 2021). Portanto, em cenários com presença de geração distribuída conectada ao sistema, os níveis de tensão precisam ser monitorados, para que permaneçam na faixa adequada e segura de tensão.

Figura 2.12 Faixas de limites de tensão



Fonte: FILHO (2018)

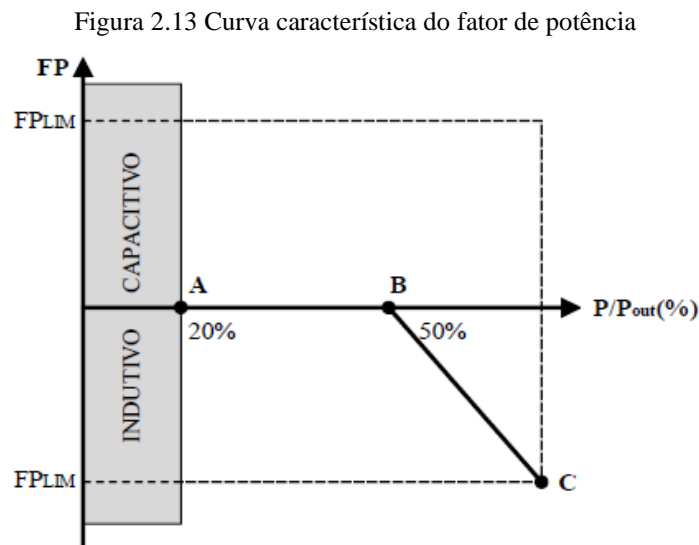
2.6 NORMA ABNT NBR 16149

A NBR 16149 define as especificações para a conexão de geração FV à rede de distribuição no Brasil. Ela descreve os componentes dos sistemas, incluindo inversores, controladores de carga e dispositivos de proteção. A norma estabelece padrões para conexões de sistemas FVs com potência inferior a 3 kW e superior a 6 kW, exigindo que os inversores saiam de fábrica com fator de potência unitário (ABNT, 2013).

Apesar dessa norma exigir que os inversores saiam de fábrica com fator de potência unitário, ela estabelece uma faixa de tolerância. Para sistemas FVs com potência nominal até 3kW, o fator de potência pode variar entre 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo. Para sistemas entre 3kW e 6kW, os inversores devem operar de forma semelhante aos sistemas menores, com a opção de ajuste de fator de potência entre 0,95 indutivo e 0,95 capacitivo, conforme a Figura

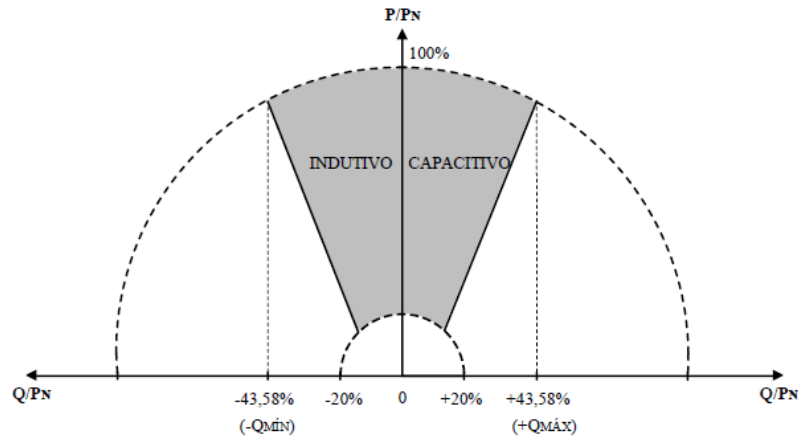
2.13, onde o ponto A indica que, ao injetar mais de 20% da potência nominal do inversor na rede, o sistema FV deve operar dentro de uma faixa de fator de potência definida. Quando ocorre uma mudança na saída de potência ativa (ponto B), o sistema deve ajustar a potência reativa de saída para corresponder ao fator de potência predefinido (ponto C) (ABNT, 2013).

Para sistemas FVs com potência instalada superior a 6 kW, existem duas possibilidades de operação. A primeira estabelece que o inversor deve ser configurado de fábrica com fator de potência unitário, podendo variar entre 0,98 indutivo e 0,98 capacitivo. Opcionalmente, pode operar conforme a Figura 2.13, respeitando o fator de potência entre 0,9 indutivo e 0,9 capacitivo. A segunda possibilidade envolve o controle de potência reativa, de acordo com a Figura 2.14. Neste caso, o sistema pode operar com fator de potência indutivo ou capacitivo limitado a 0,9, ajustando a injeção/demanda de reativos quando a potência ativa atinge 20% da potência nominal. Os valores de $Q_{\text{máx}}$ e $Q_{\text{mín}}$ representam 43,58% da potência nominal, conforme a Equação (2.3) (ABNT, 2013; EICHKOFF, 2018).



Fonte: ABNT e EICHKOFF (2013, 2018)

Figura 2.14 Limites operacionais de injeção e demanda de potência reativa



Fonte: ABNT e EICKHOFF (2013, 2018)

$$\pm Q_{max} = \text{sen}(\cos^{-1}(FP)) = \text{sen}(\cos^{-1}(0,9)) = \pm 0,4358 \quad (2.3)$$

Onde

$\pm Q_{max}$ é a máxima potência reativa que pode ser injetada/absorvida pelos inversores;
 FP é o fator de potência considerado.

2.7 Controles dos Inversores Inteligentes

Tradicionalmente, os sistemas FVs eram instalados com os inversores que apenas trabalhavam com o fornecimento de potência ativa, operando com fator de potência unitário. Com o aumento do uso da geração distribuída nas redes de distribuição, estes equipamentos evoluíram para auxiliar a manter a operação segura da rede.

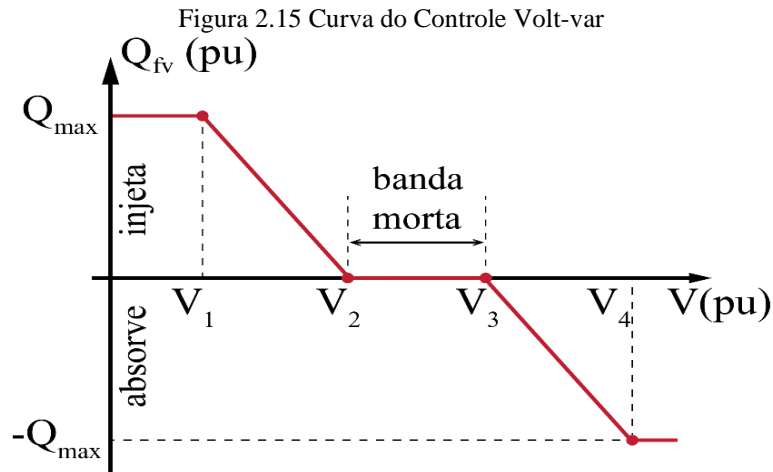
Atualmente, os inversores inteligentes dos sistemas FVs têm a possibilidade de auxiliar os dispositivos tradicionais como os reguladores de tensão e banco de capacitores no controle da tensão, mantendo níveis seguros (NREL; SOLARCITY, 2016). Existem diversas funções embarcadas nos inversores fotovoltaicos modernos, sendo as mais difundidas na literatura os controles Volt-Watt e Volt-var, os quais são detalhados a seguir, juntamente com o modo de controle combinado Volt-var-Watt (ALMEIDA; PASUPULETI; EKANAYAKE, 2020; SUNDERMAN; DUGAN; SMITH, 2014).

2.7.1 Controle Volt-var

O controle Volt-var ajusta a saída de potência reativa dos inversores conforme a tensão no ponto de conexão. A injeção ou absorção de potência reativa é realizada com base em uma curva pré-definida que relaciona tensão e potência reativa. Nesse contexto, o inversor passa a

operar com um fator de potência variável, em vez de unitário, proporcionando suporte à rede de distribuição por meio da regulação da tensão no ponto de conexão.

A Figura 2.15 mostra o padrão de curva utilizado no controle Volt-var, representado matematicamente pela Equação 2.4. A faixa de tensão em que o inversor opera com fator de potência unitário é chamada de “banda morta”, situada entre V_2 e V_3 . O inversor opera no modo capacitivo quando a tensão no ponto de conexão está abaixo de V_2 , injetando potência reativa na rede para aumentar os níveis de tensão. Quando a tensão no ponto de conexão está acima de V_3 , o inversor passa a operar no modo indutivo, absorvendo potência reativa da rede para reduzir a sobretensão local. Os valores de tensão V_1 , V_2 , V_3 e V_4 variam conforme as regulamentações e normas de cada país. No Brasil, não há previsão de valores específicos para estas variáveis nas normas vigentes (FERREIRA; ANGELIM; AFFONSO, 2023).



Fonte: Autor (2025).

$$Q(V(t)) = \begin{cases} Q_{max} & , V(t) \leq V_1 \\ \frac{-Q_{max}(V(t) - V_2)}{(V_2 - V_1)} & , V_1 < V(t) \leq V_2 \\ 0 & , V_2 < V(t) \leq V_3 \\ \frac{-Q_{max}(V(t) - V_3)}{(V_4 - V_3)} & , V_3 < V(t) \leq V_4 \\ -Q_{max} & , V(t) > V_4 \end{cases} \quad (2.4)$$

A quantidade de potência reativa máxima a ser injetada ou absorvida depende da potência aparente de cada inversor e dos valores $\pm Q_{max}$ que representam a faixa de 43,58% da potência nominal dos sistemas, considerando o fator de potência limitado em 0,9, demonstrado em (2.5) (ABNT, 2013; EICHKOFF, 2018). Ou, considerando a potência aparente nominal do inversor e simplificando a Equação (2.3), têm-se:

$$\pm Q_{max} = S_{INV} \sqrt{1 - (FP)^2} \quad (2.5)$$

Onde:

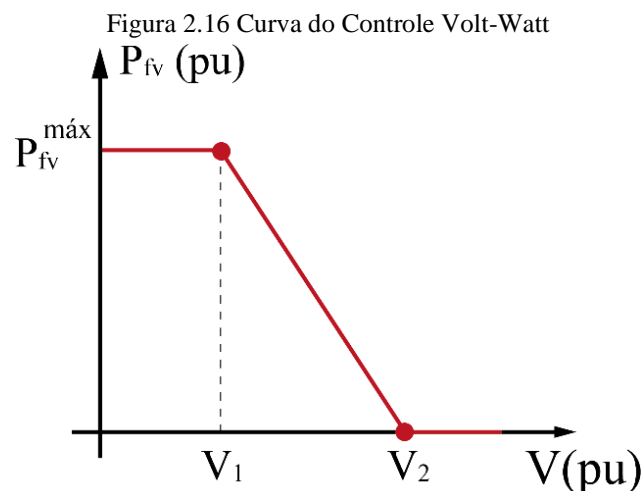
$\pm Q_{max}$ é a máxima potência reativa que pode ser injetada/absorvida pelos inversores;

S_{INV} é a potência aparente nominal dos sistemas FVs;

FP é o fator de potência considerado.

2.7.2 Controle Volt-Watt

O controle Volt-Watt é uma função de controle presente nos inversores inteligentes utilizada para mitigar sobretensões ao ajustar a geração de potência ativa dos sistemas FVs individualmente, com base na tensão no ponto de conexão. A Figura 2.16 apresenta uma curva típica da curva do controle Volt-Watt. Conforme ilustrado, o controle não limita geração quando a tensão está abaixo de V_1 . Apenas quando a tensão atinge valores superiores a V_1 , a geração de potência ativa é ajustada gradualmente, conforme a inclinação da curva, até V_2 , quando ocorre a máxima limitação de potência ativa. Ou seja, se a tensão ultrapassar V_2 , a potência ativa é completamente reduzida para manter a tensão na faixa segura de operação. A relação matemática para a saída da potência ativa é expressa na Equação (2.6) (FERREIRA; AFFONSO, 2024).

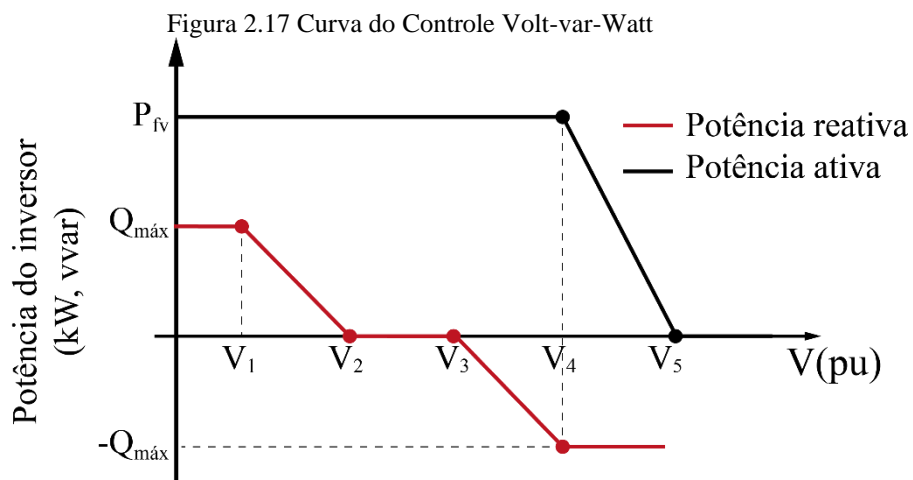


Fonte: Autor (2025).

$$P(t) = \begin{cases} P_{fv}(t) & ; \text{ se } V(t) < V_1 \\ \frac{V_2 - V(t)}{V_2 - V_1} P_{fv}(t) & ; \text{ se } V_1 < V(t) \leq V_2 \\ 0 & ; \text{ se } V(t) > V_2 \end{cases} \quad (2.6)$$

2.7.3 Controle Volt-var-Watt

A técnica de controle combinada Volt-var-Watt, é empregada para regular a tensão terminal dos sistemas FVs mediante o ajuste simultâneo das potências ativa e reativa. A Figura 2.17 ilustra a curva desse controle. Esta abordagem permite que o inversor responda de forma personalizada de acordo com a tensão no ponto de conexão, utilizando a capacidade disponível de potência reativa e seguindo os pontos de ajuste das curvas. (ALMEIDA; PASUPULETI; EKANAYAKE, 2020).



Fonte: Autor (2025).

2.8 Capacidade de Hospedagem

O aumento expressivo da geração FV próxima aos locais de consumo, impulsionado por fatores como políticas governamentais, avanços da tecnologia e a redução de custos, traz muitos desafios para o sistema de distribuição, pois altera a forma como esses sistemas foram projetados para operar, causando violações de tensão de fornecimento, fluxo de potência reverso, sobrecarga nas linhas, e aumento nas perdas elétricas (UMOH et al., 2023).

Conectar uma elevada quantidade de sistemas FVs ao mesmo tempo em que se mantém a rede elétrica dentro dos limites operacionais é uma tarefa desafiadora. Isso requer um conhecimento detalhado da capacidade do sistema para acomodar esses recursos distribuídos.

2.8.1 Definição

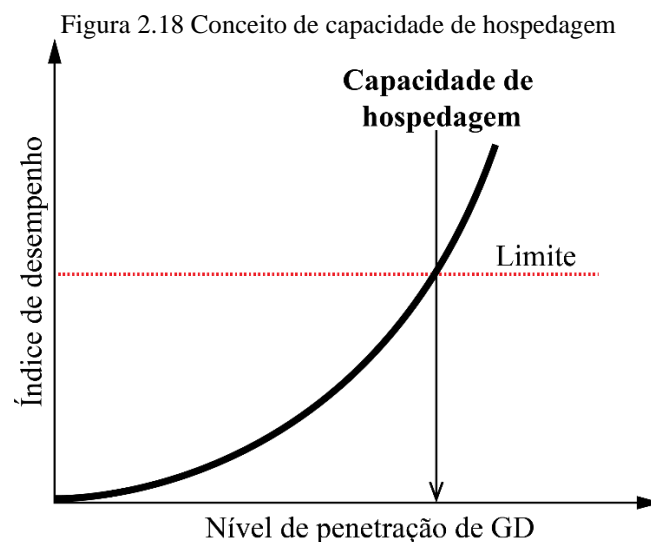
A capacidade de hospedagem refere-se à quantidade máxima de geração distribuída que pode ser integrada em uma rede de distribuição sem que os limites operacionais sejam violados, sendo determinada pela comparação de um índice de desempenho com seu limite aceitável (MORO; TRINDADE; BONADIA, 2022). Esse conceito é fundamental para garantir que a

elevada penetração de geração FV, não comprometa as condições operacionais padrão do sistema.

A Figura 2.18 apresenta um gráfico que ilustra a relação entre o índice de desempenho e o nível de penetração de geração distribuída. À medida que o NP aumenta, o índice de desempenho também se eleva até atingir um limite aceitável, representado por uma linha horizontal vermelha. Esse limite define a capacidade máxima de hospedagem, além da qual o desempenho do sistema não pode ser garantido.

A capacidade de hospedagem pode ser medida de formas variadas. Pode ser calculada considerando a proporção de consumidores que instalam sistemas FVs, a potência nominal das gerações FVs instaladas em relação à carga total conectada ou, ainda, em relação a demanda máxima de carga no alimentador (UMOH et al., 2023).

A definição precisa da CH permite que as concessionárias planejem e operem suas redes de forma eficiente, minimizando riscos e otimizando a utilização dos recursos disponíveis. Com o aumento da penetração de geração distribuída, especialmente de sistemas fotovoltaicos, as empresas de distribuição passaram a realizar análises detalhadas da CH como rotina padrão, garantindo que a integração de novos sistemas não comprometa a qualidade da energia fornecida aos consumidores e que as normas regulamentadoras sejam respeitadas.



Fonte: Adaptado de UMOH et al. (2023)

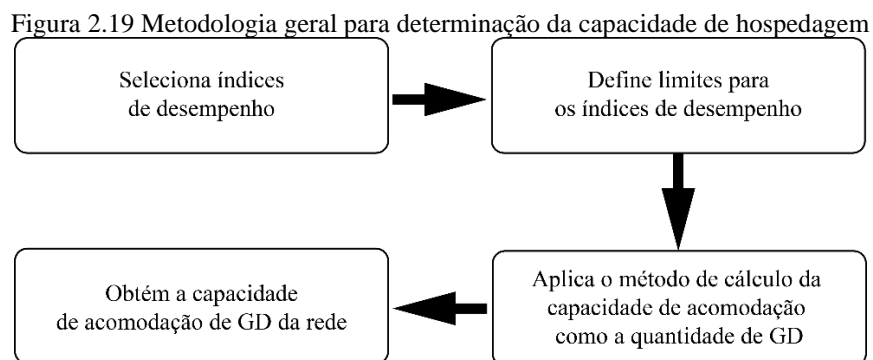
2.8.2 Índices de Desempenho

Diversos índices de desempenho podem ser utilizados para avaliar a capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos na rede, como: sobretensão, desequilíbrio de tensão, sobrecarga térmica, perdas técnicas no sistema, harmônicas ou proteção.

Quando um sistema FV é conectado à rede, ele injeta potência ativa que, dependendo da quantidade, pode resultar em sobretensão no ponto de conexão. Este é o problema mais crítico devido a conexão de sistemas fotovoltaicos. Portanto, os limites máximos de tensão em regime permanente são amplamente considerados na avaliação da CH de geração fotovoltaica nos alimentadores (MORO; TRINDADE; BONADIA, 2022; UMOH et al., 2023).

2.8.3 Métodos para Avaliação da Capacidade de Hospedagem

A metodologia para determinar a capacidade de hospedagem é apresentada na Figura 2.19. O processo inicia com a escolha de ao menos um índice de desempenho, estabelecendo um limite apropriado para o índice de acordo com as normas nacionais ou internacionais. Em seguida, são aplicados métodos específicos para avaliar a CH, considerando a quantidade de geração FV na rede. Na simulação do fluxo de carga, a quantidade de geração FV é aumentada gradualmente até que o valor de um índice de desempenho ultrapasse o limite permitido (MORO; TRINDADE; BONADIA, 2022; UMOH et al., 2023).



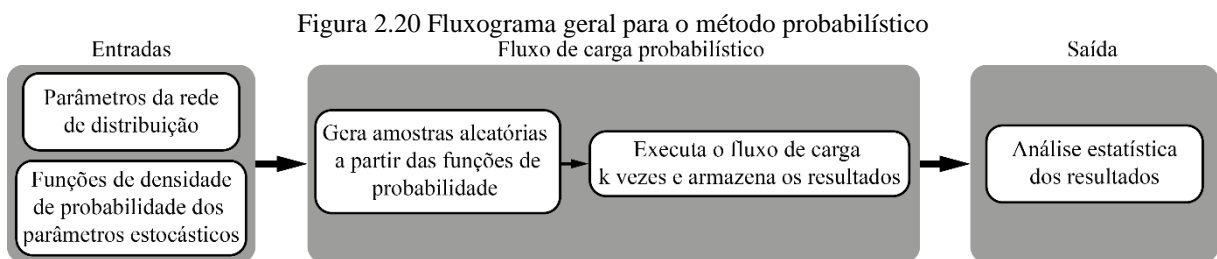
Fonte: Adaptado de UMOH et al. (2023)

A capacidade de hospedagem pode ser calculada utilizando alguns métodos, como os métodos determinísticos, séries temporais, métodos probabilísticos e métodos baseados em otimização, que em conjunto com cálculos de fluxo de potência pode calcular os valores dos índices de desempenho.

O método probabilístico é geralmente preferido quando a avaliação da capacidade de hospedagem é feita com base no cliente, já que os operadores da rede de distribuição não têm controle sobre a localização ou o tamanho dos sistemas FVs, então a análise torna-se probabilística. Quando esse estudo é feito com base na concessionária, frequentemente é caracterizado com um problema de otimização, de modo a maximizar a integração da geração fotovoltaica (UMOH et al., 2023).

2.8.4 Método Probabilístico

O método probabilístico aborda as incertezas e variáveis desconhecidas relacionadas à conexão dos sistemas FVs. Uma das principais incertezas é a natureza aleatória da geração fotovoltaica, que depende diretamente da irradiância. Além disso, outras variáveis desconhecidas incluem o consumo de energia das cargas, o número de instalações de geração FV, a localização e a capacidade dessas instalações. Esse método utiliza o fluxo de carga probabilístico para considerar essas incertezas. O processo começa criando cenários aleatórios para as variáveis a serem analisadas, sendo a técnica mais comum para gerar esses cenários aleatórios, a simulação Monte Carlo. Em seguida, é realizada a simulação do fluxo de carga e a determinação da capacidade de hospedagem com base nos índices de desempenho, conforme a Figura 2.20 (MORO; TRINDADE; BONADIA, 2022; UMOH et al., 2023).



Fonte: Adaptado de UMOH et al. (2023)

2.9 Considerações Finais

Neste capítulo, foram explorados diversos aspectos da geração FV e sua integração com a rede elétrica. A análise dos sistemas FVs conectados à rede tem desafios que precisam ser superados, destacando a importância de um planejamento adequado e de tecnologias avançadas para melhor seu desempenho.

Os efeitos da irradiância e da temperatura mostraram-se determinantes para a eficiência dos sistemas FVs, evidenciando a necessidade de monitoramento constante de suas variações, especialmente da irradiância. Os impactos técnicos, como fluxo reverso, sobretensão e perdas técnicas, reforçaram a complexidade da conexão desses sistemas à rede.

A qualidade da tensão, conforme estipulado pelo módulo 8 do PRODIST, é essencial para garantir o controle e segurança da rede, sendo necessário seguir rigorosamente as normas e padrões estabelecidos. A Norma ABNT NBR 16149 trouxe diretrizes claras para a conexão de sistemas FVs, para a sua conexão de forma segura e eficiente.

Os controles dos inversores inteligentes, especialmente os controles Volt-var, Volt-Watt e o combinado Volt-var-Watt, mostraram-se importantes para a regulação da tensão. Por fim, a

CH foi discutida, fornecendo uma visão abrangente sobre os métodos de avaliação e os índices de desempenho, destacando o método probabilístico como uma ferramenta valiosa para maximizar a integração de geração FV à rede sem comprometer sua operação.

3 MÉTODOS PROBABILÍSTICOS

3.1 Considerações Iniciais

Este capítulo apresenta a teoria dos métodos probabilísticos, abordando tópicos como variáveis aleatórias contínuas, funções de densidade de probabilidade (FDP) e funções de distribuição acumulada (FDA). São apresentados os parâmetros estatísticos fundamentais, como média, variância e desvio padrão, além de gráficos importantes para a visualização de dados, como histogramas e *boxplots*. Também são discutidas as abordagens de estimação da função de densidade de probabilidade, tanto paramétricas quanto não paramétricas. O teste de aderência *Kolmogorov-Smirnov (KS)* é introduzido como uma ferramenta para verificar a conformidade dos dados a uma distribuição teórica. Por fim, a teoria da simulação Monte Carlo é abordada, destacando sua importância na modelagem e análise de incertezas.

3.2 Variáveis Aleatórias Contínuas e Distribuições de Probabilidade

Existem dois tipos principais de variáveis aleatórias: discretas e contínuas. Cada uma tem suas próprias características e aplicações na modelagem probabilística. Uma variável aleatória é discreta se os seus valores possíveis formarem um conjunto finito, ou se puderem ser relacionados em uma sequência infinita. As variáveis aleatórias contínuas, por outro lado, são aquelas que podem assumir qualquer valor em um intervalo contínuo, isto é, uma variável aleatória X é considerada contínua se o seu conjunto de valores possíveis incluir todo o intervalo de valores, ou seja, se qualquer valor entre a e b for possível para quaisquer a e b . Isso significa que existem infinitos valores possíveis dentro de um determinado intervalo. Ao contrário das variáveis discretas, que lidam com valores específicos, as variáveis contínuas permitem uma representação mais precisa e flexível de fenômenos reais que variam de forma contínua (DEVORE, 2010). Um exemplo é a modelagem da irradiância solar, que pode assumir qualquer valor dentro de um período, dependendo das condições atmosféricas, da hora do dia, da localização geográfica etc. Outro exemplo seria a demanda de energia elétrica que varia continuamente ao longo do tempo, dependendo de diversos fatores, como hábitos de consumo, hora do dia e uso de eletrodomésticos.

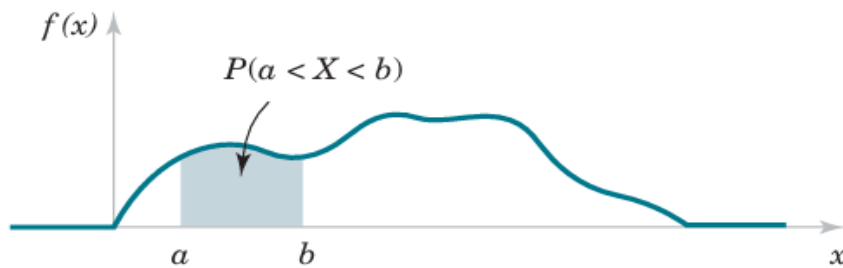
3.2.1 Funções de Densidade de Probabilidade (FDP)

Uma função de densidade de probabilidade $f(x)$ pode ser usada para descrever a distribuição de probabilidade de uma variável aleatória X contínua. Para quaisquer dois números a e b com $a \leq b$, a probabilidade de X assumir um valor dentro do intervalo $[a, b]$

corresponde à área sob a curva da função de densidade entre esses dois pontos, conforme ilustrado na Figura 3.1 e expresso na Equação (3.1) (MONTGOMERY; RUNGER, 2018).

$$P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x) dx \quad (3.1)$$

Figura 3.1 Representação da gráfica da probabilidade determinada pela área sob $f(x)$



Fonte: MONTGOMERY; RUNGER (2018)

Para uma variável aleatória contínua X , uma FDP legítima deve satisfazer as seguintes condições:

- (1) $f(x) \geq 0$;
- (2) $\int_{-\infty}^{\infty} f(x) dx = 1$;
- (3) $P(a \leq X \leq b) = \int_a^b f(x) dx = \text{área abaixo de } f(x) \text{ entre } a \text{ e } b$.

3.2.2 Função de Distribuição Acumulada (FDA)

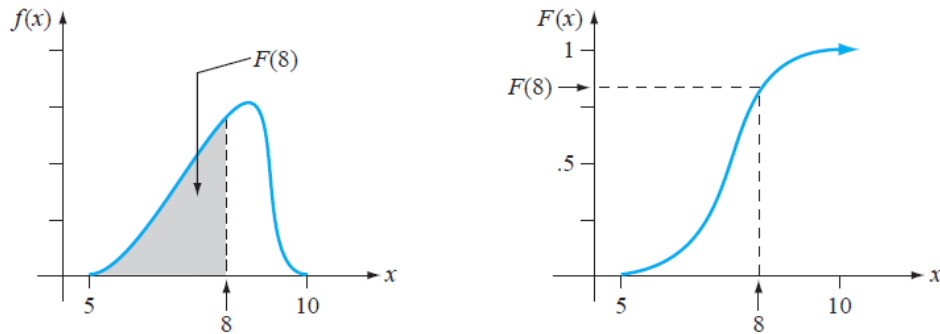
No estudo das funções de densidade de probabilidade, a função de distribuição acumulada (FDA) desempenha um papel importante. Enquanto a FDP fornece a densidade de probabilidade em intervalos específicos, a FDA apresenta a probabilidade acumulada de que a variável aleatória X seja menor ou igual a um determinado valor x , matematicamente definida por $F(x) = P(X \leq x)$ e é obtida pela integração da FDP $f(y)$ entre $-\infty$ e x , essa propriedade é ilustrada na Figura 3.2 e na Equação 3.2 (MONTGOMERY; RUNGER, 2018).

$$F(x) = P(X \leq x) = \int_{-\infty}^x f(y) dy \quad (3.2)$$

A Figura 3.2 mostra como a função de densidade de probabilidade $f(x)$ é distribuída ao longo dos possíveis valores de X . A área sombreada representa a probabilidade de X estar entre dois valores. No gráfico à direita, a função de distribuição acumulada $F(x)$, mostra a

probabilidade acumulada de X ser menor ou igual a um determinado valor. A linha tracejada horizontal representa o valor de $F(x)$ em $x = 8$, indicando a probabilidade acumulada até esse ponto.

Figura 3.2 Relação entre uma FDP e uma FDA



Fonte: DEVORE (2010)

3.2.3 Média, Variância e Desvio Padrão de uma variável aleatória contínua

O valor esperado ou a média de uma variável aleatória X representa o ponto de concentração da probabilidade e é calculado como a média ponderada de todos os possíveis valores que a variável pode assumir. Matematicamente, a média de uma variável aleatória contínua X com função de densidade de probabilidade $f(x)$ é dada pela Equação 3.3 (MONTGOMERY; RUNGER, 2018):

$$E(X) = \mu_x = \int_{-\infty}^{\infty} xf(x)dx \quad (3.3)$$

Como o valor esperado não mostra a dispersão dos valores aleatórios, uma medida de dispersão é essencial. Para isso a variância indica o quanto os valores de uma variável aleatória se espalham em torno da média e quantifica a extensão das diferenças entre os valores individuais e o valor esperado. A variância, em certo ponto, é uma medida da aleatoriedade da variável, pois indica a variabilidade dos resultados. Para uma variável aleatória contínua X com função de densidade de probabilidade $f(x)$, a variância é calculada pela Equação (3.4) (MONTGOMERY; RUNGER, 2018):

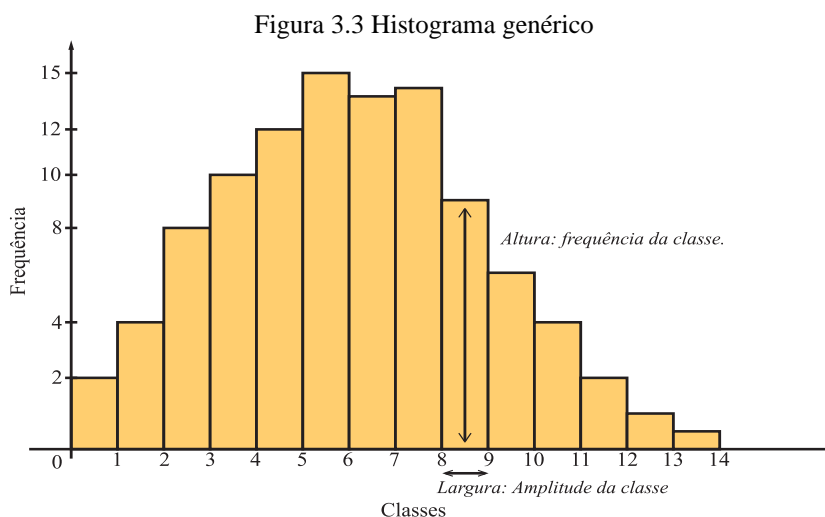
$$Var(X) = \sigma_x^2 = \int_{-\infty}^{\infty} (x - \mu_x)^2 f(x)dx = E[(X - \mu_x)^2] \quad (3.4)$$

O desvio padrão da variável aleatória X é a raiz quadrada da variância e fornece uma medida de dispersão, sendo uma quantidade positiva com a mesma unidade de X , facilitando a interpretação prática da variabilidade dos resultados. É mais intuitivo que a variância. Matematicamente, o desvio padrão é dado pela Equação (3.5)(MONTGOMERY; RUNGER, 2018):

$$\sigma_X = \sqrt{\sigma_X^2} \quad (3.5)$$

3.3 Visualização de Dados

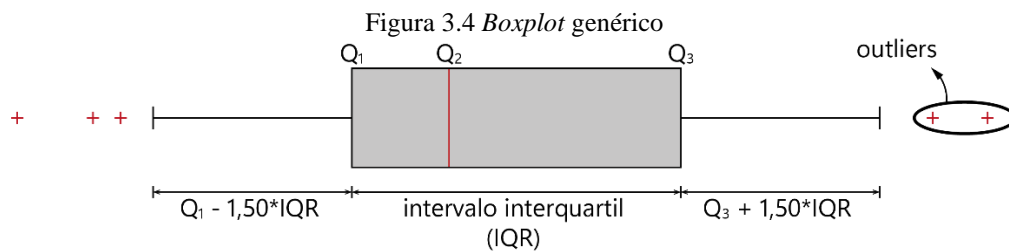
A expressão visual dos dados é uma parte essencial da análise estatística, pois permite a interpretação e compreensão das características dos dados de forma intuitiva. Dois gráficos são amplamente utilizados para a visualização de dados: o histograma e o *boxplot*. O primeiro ilustra a distribuição de frequência de uma amostra de dados oferecendo uma análise visual da forma da distribuição e expressa o número de ocorrência de uma determinada classe na amostra. A Figura 3.3 mostra um exemplo de um histograma genérico. Essa forma de visualização é muito eficaz e permite observar a forma, dispersão e tendência central das amostras. A altura de cada barra no histograma representa a frequência das observações de uma classe em cada intervalo e a largura da base representa a amplitude da classe (ANGELIM, 2023; MONTGOMERY; RUNGER, 2018).



Fonte: ANGELIM (2023)

O *boxplot*, por sua vez, é uma ferramenta gráfica que descreve características importantes de um conjunto de dados, como o centro (mediana), o grau de dispersão, o desvio

da simetria e a identificação de outliers, que são amostras distantes do ponto de concentração dos dados. Este gráfico exibe os três quartis (Q1, Q2 e Q3), o valor mínimo e o valor máximo dos dados em uma caixa retangular, com linhas que se estendem dos quartis até os valores mínimos e máximos, dentro de 1,5 vezes o intervalo interquartil (IQR). No *boxplot*, a caixa retangular representa o IQR, com a borda esquerda (inferior) no primeiro quartil (Q1) e a borda direita (superior) no terceiro quartil (Q3). Uma linha é traçada dentro da caixa no segundo quartil (Q2), que representa a mediana ou o valor central da amostra. As linhas que se estendem dos quartis até os valores mínimos e máximos ajudam a visualizar a variação dos dados e a detectar possíveis outliers. A Figura 3.4 apresenta os pontos principais de um *boxplot* (ANGELIM, 2023; MONTGOMERY; RUNGER, 2018).



3.4 Estimação da Função de Densidade de Probabilidade

A distribuição que caracteriza um evento é, frequentemente, desconhecida, exigindo a estimativa de sua função de densidade de probabilidade. Existem duas abordagens principais para essa estimativa: a paramétrica e a não paramétrica. A primeira pressupõe que as amostras seguem uma distribuição cuja função de densidade de probabilidade é descrita por parâmetros como média, variância e desvio padrão. São exemplos de distribuições conhecidas, a distribuição Gaussiana ou Normal, Weibull, Beta, entre outras. Por exemplo, dados que seguem uma distribuição normal com média μ_x e variância σ_x^2 têm suas FDPs calculadas pela Equação (3.6). Em contraste, a abordagem não paramétrica, não pressupõe a função de densidade de probabilidade da amostra. Em vez disso, a função é derivada diretamente dos dados observados. Métodos não paramétricos, como a técnica utilizando histogramas ou a estimação por *Kernel*, são especialmente úteis quando não há uma distribuição pré-definida que se ajuste bem aos dados (ANGELIM, 2023).

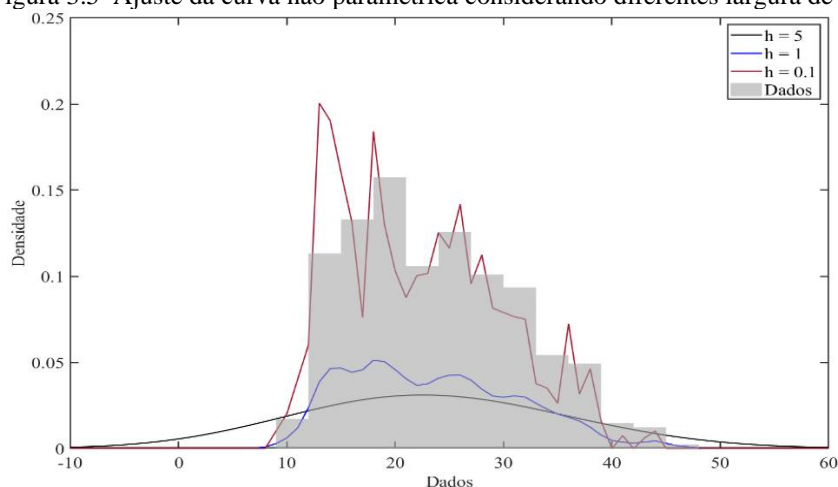
$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \left(\exp - \left(\frac{(X_x - \mu_x)^2}{2\sigma_x^2} \right) \right) \quad (3.6)$$

O histograma é uma técnica conhecida, porém oferece uma estimativa simples de uma função de densidade de probabilidade, porque não consegue fornecer uma estimativa contínua da densidade, pois ocorrem descontinuidades no início e no fim do histograma. Já a técnica de estimação por *kernel*, expressa na Equação (3.7), é amplamente utilizada e eficaz para estimar a FDP de uma variável aleatória contínua, quando se lida com distribuições complexas ou desconhecidas (KROESE; TAIMRE; BOTEV, 2011; WASSERMAN, 2004).

$$\hat{f}(x) = \frac{1}{Nh} \sum_{i=1}^N K\left(\frac{x - X_i}{h}\right) \quad (3.7)$$

onde h é o parâmetro de suavização e K é uma função Kernel adequadamente selecionada. Existem várias funções *Kernel* que podem ser utilizadas, sendo as mais comuns: a *Kernel* Gaussiano, a *Kernel* Epanechnikov e a *Kernel* Uniforme. A seleção da função *Kernel* em si tem um impacto relativamente pequeno na estimativa da densidade, resultando em valores semelhantes para diferentes seleções de K . Em geral, são preferidas funções suaves, como as *Kernels* Gaussiana e Epanechnikov. No entanto, a escolha da largura de banda h é um parâmetro crucial na estimação por *Kernel*, pois determina o grau de suavização da estimativa, como ilustra a Figura 3.5. Um valor pequeno de h leva a uma estimativa menos suave e pode capturar mais detalhes, enquanto um valor grande resulta em uma estimativa mais suave, porém pode perder detalhes importantes. (ANGELIM, 2023; KROESE; TAIMRE; BOTEV, 2011).

Figura 3.5 Ajuste da curva não paramétrica considerando diferentes largura de banda



Fonte: ANGELIM (2023)

3.5 Teste de Aderência *Kolmogorov-Smirnov (KS)*

Após estimar uma função de densidade de probabilidade, é essencial confirmar se essa função realmente representa a amostra. Para isso, utilizam-se testes de aderência, que verificam a hipótese de que a amostra foi gerada a partir do modelo descrito pela função estimada. Uma ferramenta estatística amplamente utilizada é o teste *Kolmogorov-Smirnov (KS)*, que compara uma amostra de dados com uma distribuição teórica específica, como a distribuição normal, ou duas amostras de dados entre si (ANGELIM, 2023; ROSS, 2021).

Considere as observações X_1, \dots, X_n , que se acredita originarem de uma distribuição F . O teste KS testa a hipótese nula H_0 , que afirma que as amostras seguem a distribuição F , contra a hipótese alternativa H_1 , que sugere que as amostras não seguem essa distribuição. Então, sabendo que a função de distribuição acumulada $F(x)$ de uma variável aleatória X é definida de acordo com a Equação (3.2), que caracteriza unicamente uma distribuição de probabilidade e com base nas observações x_1, \dots, x_n , pode-se construir a função de distribuição empírica $F_e(x)$, que representa a proporção dos dados menores ou iguais a x , expressa na Equação (3.8) (ROSS, 2021).

$$F_e(x) = \frac{\#\{i: X_i \leq x\}}{n} \quad (3.8)$$

O objetivo, então, é comparar a função de distribuição empírica dos dados $F_e(x)$, com a função de distribuição acumulada $F(x)$ esperada sob a hipótese nula de que F é a distribuição subjacente, se a hipótese estiver correta, $F_e(x)$ deve estar próxima de $F(x)$.

Portanto, a estatística teste de *Kolmogorov-Smirnov*, D_n , é definida na Equação (3.9):

$$D_n = \max_x |F_e(x) - F(x)| \quad (3.9)$$

Onde o operador *max* define o maior valor observado da distância entre a função de distribuição empírica $F_e(x)$ e a função assumida $F(x)$.

3.6 Simulação Monte Carlo

A análise de modelos probabilísticos pode ser realizada por meio de métodos analíticos ou numéricos. As soluções analíticas são obtidas por formulações matemáticas, enquanto as soluções numéricas são geralmente aproximações estimadas através de simulações computacionais. Quando a complexidade do modelo é alta, pode não ser possível resolvê-lo de

forma analítica, sendo mais apropriado aplicar métodos numéricos. Os métodos de simulação estimam os índices de confiabilidade e fornecem um intervalo de confiança ao simular o comportamento estocástico dos componentes do sistema (ABUD, 2019).

Dentre os métodos de simulação, a Simulação de Monte Carlo (SMC) é amplamente utilizada e pode ser aplicada de maneira aleatória ou sequencial, conforme os objetivos do estudo. A abordagem aleatória, ou não sequencial, baseia-se na amostragem independente dos modelos probabilísticos dos estados do sistema, onde uma quantidade suficiente de estados é amostrada por meio de suas respectivas funções de densidade de probabilidade, independentemente dos períodos em que ocorrem. Por outro lado, na abordagem sequencial, esses intervalos são simulados em ordem cronológica, onde o estado atual do sistema depende dos estados anteriores (BILLINTON; LI, 1994).

Nesta dissertação, é utilizado o método de SMC não sequencial, devido à sua maior versatilidade e simplicidade de implementação. Este método baseia-se na geração de muitas amostras aleatórias, permitindo simular diferentes cenários e calcular a probabilidade de diversos resultados possíveis. Esse método destaca-se por sua precisão, baixa propensão a erros (desde que os modelos desenvolvidos sejam uma representação válida do sistema) e facilidade de implementação. Nessas abordagens, as incertezas das variáveis de entrada são representadas por funções de densidade de probabilidade, estimadas a partir de dados históricos utilizando ferramentas estatísticas e não requer formulação analítica e pode lidar com qualquer tipo de sistema, independentemente da complexidade, convexidade ou diferenciabilidade das funções envolvidas. Essa abordagem confere grande versatilidade e confiabilidade ao método, tornando-o uma escolha popular entre pesquisadores e profissionais de diversas áreas (ANGELIM, 2023).

Na Simulação Monte Carlo, seja X uma variável aleatória com sua respectiva FDP. O objetivo é calcular Y , que representa o valor esperado de X , conforme a Equação (3.10). Para isso, são gerados os valores aleatórios (x_1, x_2, \dots, x_N) a partir de N amostras independentes e igualmente distribuídas, que possuem a mesma FDP de X . Cada valor gerado corresponde à uma simulação concluída. A média amostral \bar{X} é calculada a partir desses valores (x_1, x_2, \dots, x_N) , conforme indicado na Equação (3.11) (ABUD, 2019; ANGELIM, 2023).

$$Y = E(X) = \mu_X \quad (3.10)$$

$$\bar{X} = \hat{\mu}_x = \frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \quad (3.11)$$

A média amostral foi calculada como um estimador não tendencioso da média μ_X com base em um número finito de amostras. No entanto, para uma análise completa do comportamento probabilístico de X , é importante estimar sua variância amostral, descrita pela Equação (3.12). O denominador N é substituído por $N - 1$ para considerar uma restrição nos valores da diferença do somatório. Isso evita que a variância seja zero quando apenas uma amostra é tomada, indicando que a média exata não pode ser determinada com uma única amostra (ANGELIM, 2023).

$$\hat{\sigma}_x^2 = \frac{1}{N-1} \sum_{i=1}^N [x_i - \hat{\mu}_x]^2 \quad (3.12)$$

Então para N suficientemente grande, \bar{X} é um bom estimador de Y , de acordo com (3.13), que expressa a lei dos grandes números, um dos teoremas que fundamenta a teoria da Simulação Monte Carlo.

$$\lim_{N \rightarrow \infty} \left(\frac{1}{N} \sum_{i=1}^N x_i \right) = E(X) = \mu_X \quad (3.13)$$

Portanto, a lei dos grandes números afirma que, para N suficientemente grande, a média de um conjunto de variáveis aleatórias tende a se aproximar do seu valor esperado com uma alta probabilidade. Isso assegura a convergência assintótica do estimador para μ_X (ANGELIM, 2023; BILLINTON; LI, 1994)

O teorema do limite central é outro teorema que fundamenta a SMC e afirma que, com um número suficientemente grande de amostras N , a distribuição da média amostral $\hat{\mu}_x$ tende a uma distribuição normal ou gaussiana com μ_X e variância $\frac{\sigma^2}{N}$ (ANGELIM, 2023; BILLINTON; LI, 1994). Isto é representando matematicamente como:

$$\hat{\mu}_X \sim \text{Gauss} \left(\mu_X, \frac{\sigma_X^2}{N} \right), \text{ para } N \rightarrow \infty \quad (3.14)$$

Como a variância σ_x^2 é desconhecida, utiliza-se a variância amostral $\hat{\sigma}_x^2$. Ao normalizar (3.14), obtêm-se uma variável aleatória Z com distribuição gaussiana com média 0 e variância 1, expressa na Equação (3.15).

$$Z = \frac{(\hat{\mu}_x - \mu_x)}{\frac{\hat{\sigma}_x}{\sqrt{N}}} \sim \text{Gauss}(0,1), \text{ para } N \rightarrow \infty \quad (3.14)$$

Pode-se então determinar um intervalo $[-z, +z]$ para que μ_x esteja dentro dele com certa probabilidade. Então, a FDA de Z é:

$$\Phi(z) = P(Z \leq z) \quad (3.15)$$

Assim, têm-se:

$$P(-z \leq Z \leq z) = 2\Phi(z) - 1 \quad (3.16)$$

Substituindo Z , têm-se:

$$P\left(-z \leq \frac{(\hat{\mu}_x - \mu_x)}{\frac{\hat{\sigma}_x}{\sqrt{N}}} \leq z\right) = 2\Phi(z) - 1 \quad (3.17)$$

Rearranjando, obtêm-se o intervalo de confiança:

$$P\left(\hat{\mu}_x - z \frac{\hat{\sigma}_x}{\sqrt{N}} \leq \mu_x \leq \hat{\mu}_x + z \frac{\hat{\sigma}_x}{\sqrt{N}}\right) = 2\Phi(z) - 1 \quad (3.18)$$

Este intervalo contém μ_x com probabilidade $2\Phi(z) - 1$. O valor de z é tal que $\Phi(z) = \gamma$, onde γ é a probabilidade desejada de Z ser menor ou igual a z , e pode ser obtido computacionalmente ou por tabelas. Para um intervalo de confiança de 95%:

$$P\left(\hat{\mu}_x - 1,96 \frac{\hat{\sigma}_x}{\sqrt{N}} \leq \mu_x \leq \hat{\mu}_x + 1,96 \frac{\hat{\sigma}_x}{\sqrt{N}}\right) = 0,95 \quad (3.19)$$

O valor 1,96 no intervalo de confiança está relacionado à distribuição normal padrão. Para construir um intervalo de confiança de 95%, busca-se um intervalo simétrico ao redor da média da distribuição onde 95% dos valores das amostras se encontram. Em uma distribuição normal padrão, 95% da área sob a curva está compreendida entre -1,96 e + 1,96 (ROBERT; CASELLA, 1999).

O intervalo de confiança complementa a estimação do parâmetro μ_X ao informar a acurácia da simulação Monte Carlo, podendo ser usado como critério de parada da simulação (ANGELIM, 2023).

3.7 Considerações Finais

Este capítulo apresentou os fundamentos teóricos dos métodos probabilísticos utilizados neste trabalho. Abordaram-se conceitos como a análise gráfica com histogramas e *boxplots*, a estimação de função de densidade de probabilidade (paramétrica e não paramétrica), o teste *KS* e a simulação Monte Carlo, estabelecendo uma base sólida para a validação de modelos e a interpretação de resultados.

4 METODOLOGIA

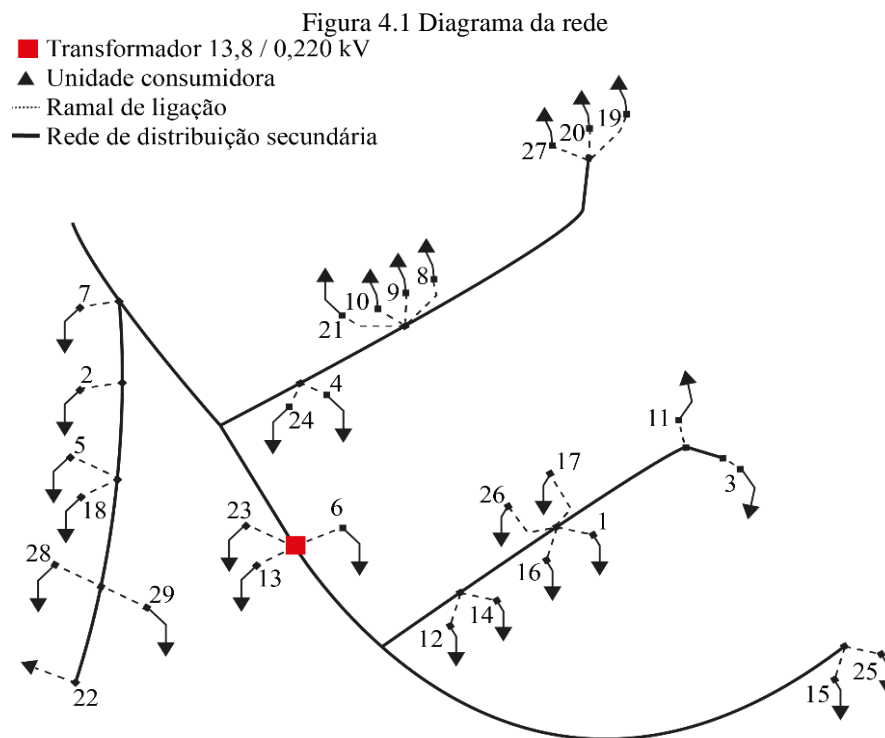
4.1 Considerações Iniciais

Este capítulo descreve a metodologia adotada para avaliar a CH de geração FV na rede de distribuição, bem como analisar os impactos da elevada conexão desses sistemas. A metodologia envolve a modelagem probabilística dos dados de demanda residencial e da irradiância solar, e a SMC para considerar as incertezas associadas a esses parâmetros.

Detalha-se o dimensionamento dos sistemas FVs, incluindo a definição da potência nominal dos sistemas e outras configurações necessárias. Descreve-se também a implementação dos métodos de controle Volt-var e Volt-var-Watt, utilizados para gerenciar a absorção de potência reativa e a limitação de geração de potência ativa para mitigar sobretensões.

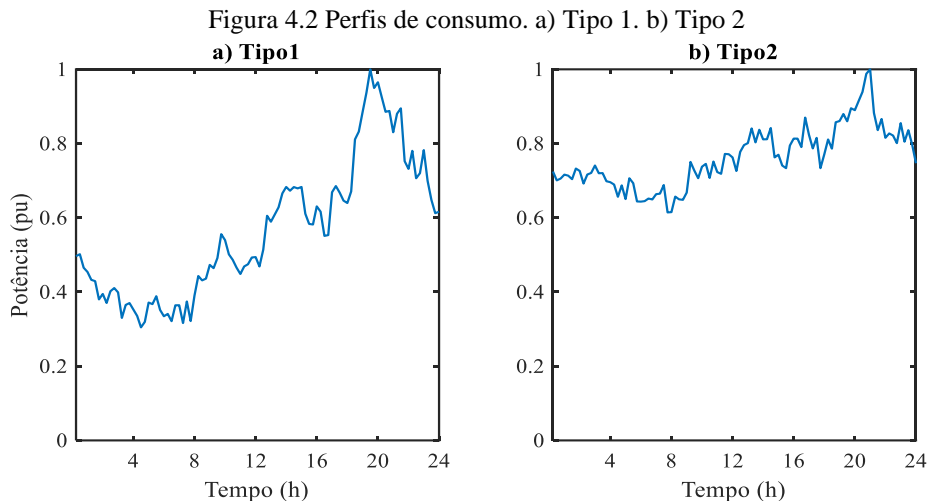
4.2 Rede de Distribuição

O sistema utilizado é uma rede de distribuição residencial da cidade de Belém do Pará, modelada no OpenDSS (*Open Distribution System Simulator*). O alimentador é trifásico a quatro fios com tensão de 220 V e atendido por um transformador de 112,5 kVA conectado em delta-estrela aterrada, que atende vinte e seis unidades consumidoras trifásicas, duas bifásicas e uma monofásica. A Figura 4.1 apresenta o diagrama da rede.



Fonte: Autor (2025).

A Figura 4.2 mostra as curvas de perfis de consumo para dias úteis utilizadas neste trabalho, obtidas a partir dos dados disponibilizados na BDGD (Base de Dados Geográfica da Distribuidora). A atribuição de cada perfil de consumo para seus respectivos consumidores foi feita de acordo com os dados importados da BDGD, os quais contêm informações das cargas, como nome e perfil de consumo. Aproximadamente 89% das cargas têm o perfil de consumo Tipo 2; para o restante das cargas foi atribuída a curva Tipo 1.



Fonte: Autor (2025).

4.3 Modelagem das Cargas Residenciais

As curvas de consumo foram utilizadas para gerar amostras aleatórias de demanda ao longo de um período de 24 horas, com uma taxa de amostragem de 10 minutos. Para isso, foi empregada uma Função de Distribuição de Probabilidade (FDP) Normal conforme (4.1), onde o valor médio corresponde ao ponto da curva, e o desvio padrão é de 3% desse valor. Esse procedimento permite capturar a variabilidade da demanda ao longo do dia, proporcionando uma análise mais realista e precisa do comportamento das cargas (JORDEHI, 2018).

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \left(\exp - \left(\frac{(x_t - \mu_t)^2}{2\sigma_t^2} \right) \right) \quad (4.1)$$

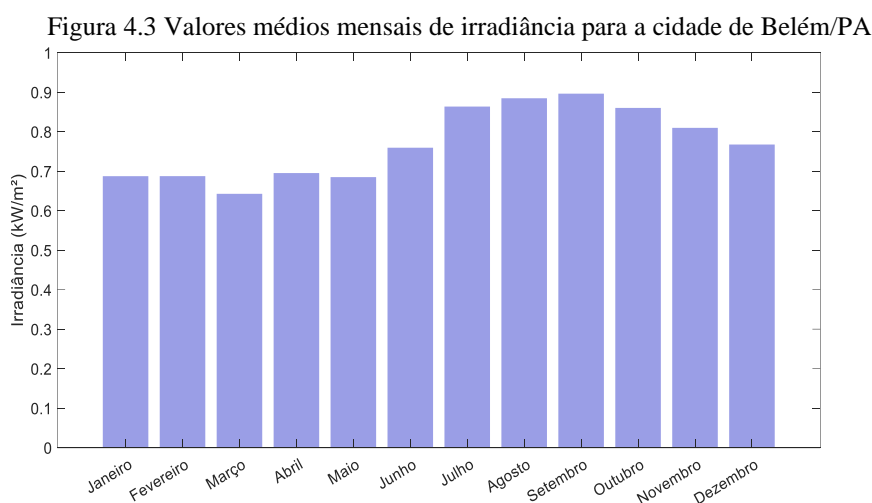
Onde

x_t é a demanda no instante t ; μ_t é a média calculada dos dados históricos; σ_t^2 é o desvio padrão calculado dos dados históricos.

4.4 Modelagem da Geração Fotovoltaica

4.4.1 Modelagem Probabilística das Curvas de Irradiância

As curvas de irradiância e de temperatura utilizadas foram obtidas a partir da base de dados do *National Renewable Energy Laboratory* (NREL) para a cidade de Belém do Pará, dos anos de 2020 até 2022 (NREL, 2024). A Figura 4.3 apresenta a média mensal dos dados de irradiância. De junho a dezembro, observa-se um aumento na média, coincidindo com o período de maior incidência solar, com uma média de 8,62 horas de sol diárias. Em contraste, de janeiro a maio, os picos são menores, refletindo menos horas de sol diárias, com uma média de 6,82 horas (CLIMATE DATA, 2023). Dessa forma, os dados de irradiância e temperatura do período de junho a dezembro foram considerados. Os dados de irradiância foram modelados probabilisticamente devido à sua alta variabilidade. Por outro lado, a temperatura, embora também influenciada pelas condições climáticas, tende a variar de maneira mais suave e previsível. Por isso, a média das curvas de temperatura foi utilizada nas simulações. A Tabela 2 mostra as características estatísticas do banco de dados de irradiância e de temperatura.



Fonte: Autor (2025)

Tabela 2. Características estatísticas do banco de dados.

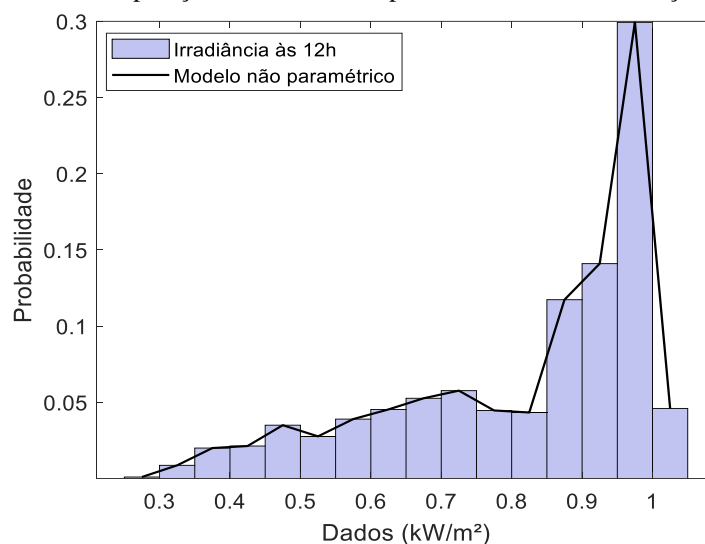
Dados	Média	Desvio Padrão	Variância	Valor Mínimo	Valor Máximo
Irradiância (kW/m^2)	0.4532	0.3154	0.0995	0.0001	1
Temperatura ($^{\circ}C$)	26.9309	2.1383	4.5722	22.2	34.8

O modelo probabilístico dos dados de irradiância foi definido para cada intervalo de 10 minutos ao longo do dia. Primeiramente, foram testadas algumas distribuições de probabilidade paramétricas comumente usadas na literatura, como a Normal, a Weibull e a Beta. Cada distribuição foi validada através do teste *Kolmogorov-Smirnov*, que revelou que diferentes

intervalos de 10 minutos se ajustam a diferentes distribuições, e que alguns intervalos não se ajustaram a nenhuma das distribuições testadas.

Dado que as amostras dos dados não se ajustaram a uma única função de distribuição, optou-se por definir um modelo não paramétrico para a modelagem das curvas de irradiância. Esse modelo foi obtido utilizando uma *kernel* gaussiana com largura de banda de 0,001. Após a estimação do modelo, foi realizado novamente o teste de aderência *KS*, que validou a eficácia do modelo. A Figura 4.4 mostra o histograma e a FDP dos dados às 12h obtidos do modelo. Nota-se que esta modelagem representa adequadamente as incertezas dos dados de irradiância utilizados neste trabalho, sendo, portanto, utilizada.

Figura 4.4 Comparação entre o modelo probabilístico e a distribuição dos dados



Fonte: Autor (2025)

4.4.2 Dimensionamento dos sistemas fotovoltaicos

No sistema utilizado, a maioria das cargas são pequenas, tendo a maior carga uma demanda de pico de 4,4593 kW. Com base nisso, os sistemas FVs foram dimensionados utilizando a demanda de pico da maior carga, com um leve sobredimensionamento para 5 kWp. Sobredimensionar a geração fotovoltaica é prática comum entre os consumidores, pois permite um maior aproveitamento da capacidade de geração.

O fator de potência foi definido de acordo com a NBR 16149 que estabelece, no tópico 4.7.3, a possibilidade do controle de potência reativa ser aplicável a sistemas fotovoltaicos com potência instalada superior a 6 kWp, com um fator de potência na faixa de 0,9 indutivo ou capacitivo. A norma estabelece que esses sistemas devem ser configurados para operar com um fator de potência unitário ou dentro de uma faixa especificada, e podem incluir a capacidade de

gerenciar a potência reativa para a regulação da tensão, ajudando a controlar a suas variações (ABNT, 2013).

Neste trabalho, foi utilizado um fator de potência máximo de 0,9 para absorção de potência reativa pelo controle Volt-var. Embora todos os sistemas fotovoltaicos modelados na simulação tenham potência nominal de 5 kWp, decidiu-se adotar o fator de potência de 0,9 conforme indicado pela norma para o controle de potência reativa.

Dessa forma, a potência aparente nominal (kVA) dos sistemas FVs foi dimensionada conforme (4.2) e considerando o fator de potência de 0,9.

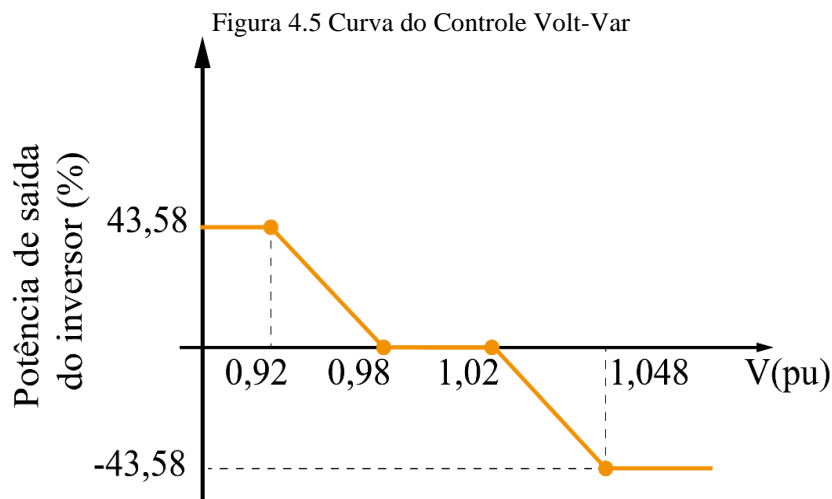
$$S_{INV} = \frac{P_{fv}}{FP} \quad (4.2)$$

Onde

S_{INV} é a potência aparente nominal dos sistemas FVs; P_{fv} é a potência ativa nominal dos sistemas FVs; FP é o fator de potência considerado.

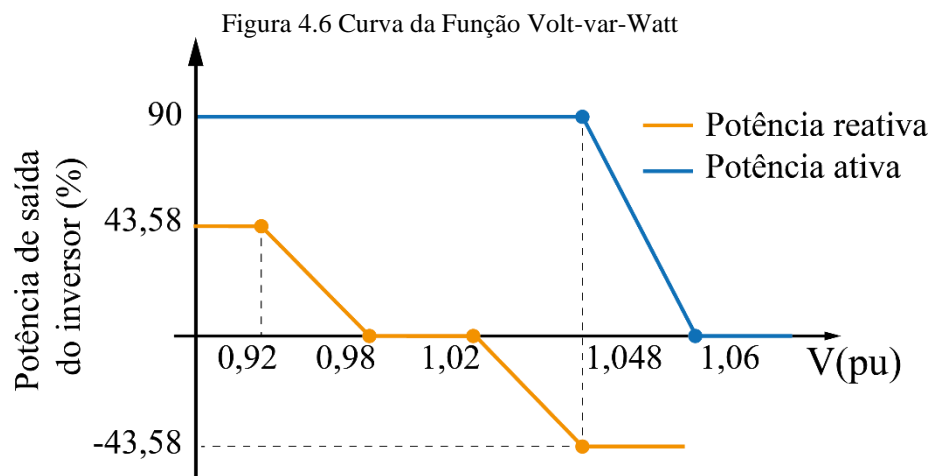
4.5 Controle dos inversores inteligentes

Neste trabalho, serão testados dois tipos de controle: controle Volt-var e o controle Volt-var-Watt. A curva e os parâmetros adotados no controle Volt-var são apresentados na Figura 4.5. Quando a tensão está abaixo de $V_2 = 0,98 pu$, o inversor começa a injetar potência reativa na rede para aumentar a tensão, e quando a tensão no ponto está acima de $V_3 = 1,02 pu$, o inversor passar a absorver potência reativa da rede, para reduzir a tensão. Entre $V_2 = 0,98 pu$ e $V_3 = 1,02 pu$, o inversor não injeta e nem absorve potência reativa. Os limites mínimos e máximos de tensão foram definidos como $V_1 = 0,92 pu$ e $V_4 = 1,048 pu$, respectivamente.



Fonte: Autor (2025)

Outro controle analisado neste trabalho para mitigação de sobretensão é o controle Volt-var-Watt, que é uma combinação dos controles Volt-var e Volt-Watt. Os parâmetros para os dois modos de atuação foram configurados de forma que o inversor use sua capacidade máxima de compensação de potência reativa antes de começar a limitar a geração de potência ativa. A Figura 4.6 mostra as curvas definidas para o controle no modo combinado Volt-var-Watt. No modo Volt-var o inversor estará absorvendo a quantidade máxima de potência reativa em $V_4 = 1,048 pu$; se permanecer valores de tensão medidos acima de $1,048 pu$, a função Volt-Watt começa a limitar a geração de potência ativa a partir desse valor, limitando totalmente a geração quando a tensão atinge $1,06 pu$, para auxiliar o controle Volt-var quando este, sozinho, não consegue resolver os casos de sobretensão. Nessa condição, quando o inversor opera com sua máxima absorção de potência reativa, a geração de potência ativa é limitada a 90% da potência aparente nominal do inversor. A razão para escolher essas configurações é garantir que a capacidade de potência reativa disponível seja utilizada ao máximo antes de recorrer à limitação de geração dos sistemas FVs. Isso é feito para maximizar os benefícios econômicos dos proprietários, ao mesmo tempo em que mantém as tensões nas barras em níveis adequados.



Fonte: Autor (2025)

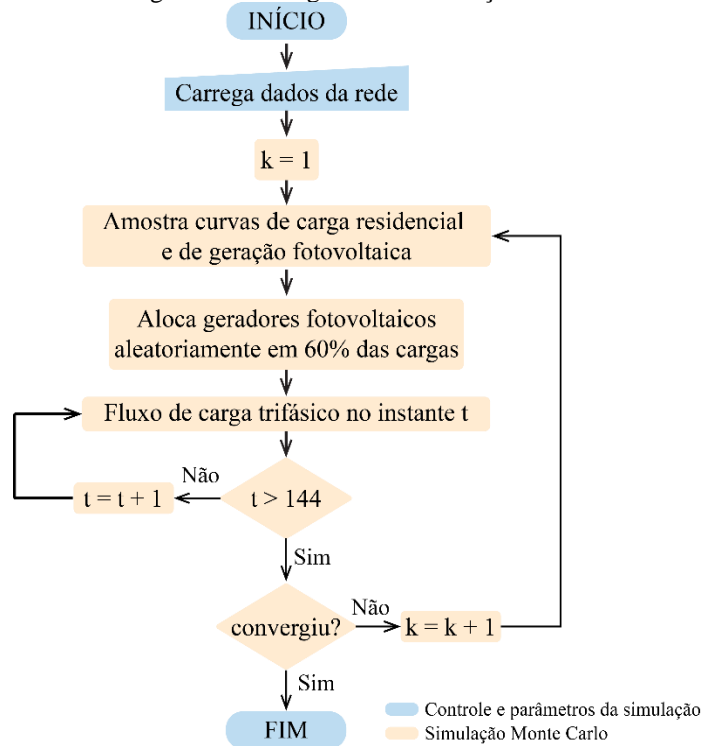
4.6 Método Proposto

Nesta dissertação, dois tipos de simulação foram realizados. Primeiramente foi empregada a simulação diária para avaliar probabilisticamente os impactos da elevada conexão de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição. Em seguida, foi feita a avaliação da capacidade de hospedagem de sistemas fotovoltaicos na rede. Ambos os tipos de simulação utilizaram a simulação Monte Carlo e são descritos a seguir.

4.6.1 Simulação diária

A simulação diária foi realizada para avaliar probabilisticamente os impactos da elevada conexão de geração FV na rede de distribuição ao longo do dia. A SMC foi utilizada para considerar as incertezas da demanda residencial, da irradiância solar e da localização dos sistemas FVs. As simulações foram realizadas utilizando a interface COM do *software* OpenDSS com o ambiente de programação MATLAB, para a solução do fluxo de carga, para um período de 24 horas com intervalo de amostragem de 10 minutos, totalizando 144 instantes t simulados. Para cada intervalo de 10 minutos, são geradas amostras aleatórias dessas variáveis, o que permite capturar a variabilidade e incertezas associadas. A Figura 4.7 apresenta fluxograma deste tipo de estudo.

Figura 4.7 Fluxograma da simulação diária



Fonte: Autor (2025)

4.6.2 Análise probabilística da capacidade de hospedagem

A avaliação da capacidade de hospedagem de sistemas FVs em uma rede de distribuição é realizada no horário de máxima geração às 12h, por este ser o horário mais crítico no que se refere a ocorrência de sobretensões, reduzindo dessa forma consideravelmente o tempo computacional e o número de simulações necessárias. A avaliação probabilística da capacidade de hospedagem é realizada utilizando a Simulação Monte Carlo, considerando incertezas na demanda residencial e na irradiância solar, e na conexão de diversos sistemas FVs sob

diferentes cenários e variabilidades. O OpenDSS foi utilizado para a modelagem da rede e dos sistemas FVs, empregando o modelo PVSystem para os sistemas e a função InvControl para a modelagem das funções de controle. O MATLAB foi utilizado para o cálculo do fluxo de carga probabilístico e a análise estatística dos resultados, por meio da interface COM com o OpenDSS.

Neste trabalho, define-se como nível de penetração (N_p) a porcentagem de unidades consumidoras (UC) com geração fotovoltaica, calculado conforme a Equação 4.3 (HOU; LIU; OCHOA, 2022).

$$N_p\% = \frac{UC_{FV}}{UC_{Total}} \quad (4.3)$$

Onde

UC_{FV} é a quantidade de unidades consumidoras com sistemas FVs;

UC_{Total} é a quantidade total de consumidores da rede.

Primeiramente, os dados da rede são carregados e as configurações da simulação, como identificação das barras de carga, o número de unidades consumidoras a serem consideradas em cada nível de penetração, a potência nominal dos sistemas fotovoltaicos e o fator de potência, são definidas.

A Simulação Monte Carlo é realizada considerando 2000 cenários para cada nível de penetração, que varia de 10% a 100%, com incremento de 10%. Em cada cenário, as unidades de geração fotovoltaica são alocadas aleatoriamente, a depender do NP que está sendo analisado, garantindo que diferentes combinações de localização sejam consideradas. Além disso, amostras da demanda residencial e da irradiância solar no instante t são geradas a partir de seus respectivos modelos probabilísticos. Isso permite uma análise mais abrangente dos impactos da geração FV na rede de distribuição sob diversas condições de operação.

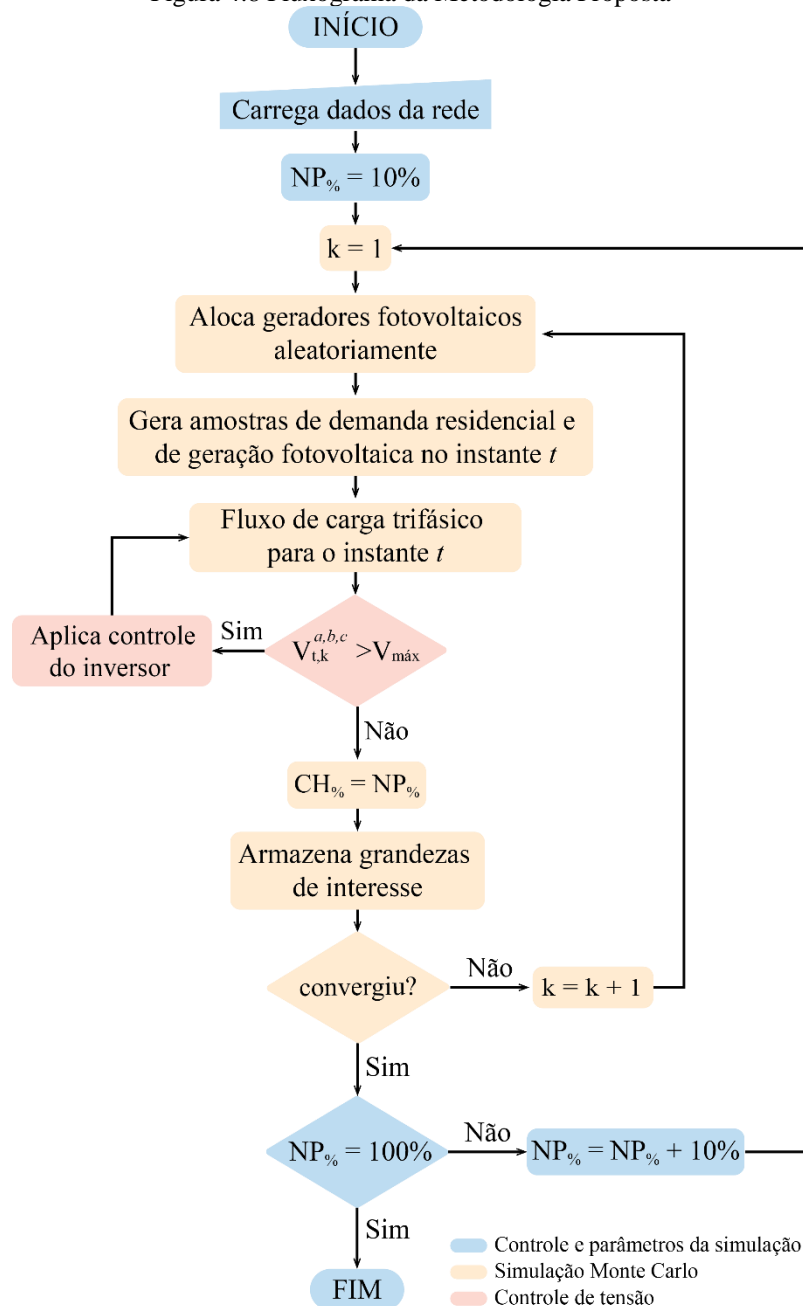
Os sistemas FVs são conectados às UCs selecionadas, definindo suas propriedades como potência ativa e potência aparente nominais e fator de potência. Valores de irradiância e de temperatura são atribuídos a cada sistema FV para simular condições reais de operação. A Figura 4.8 mostra o fluxograma da metodologia proposta.

Nos casos simulados com a atuação dos controles dos inversores, se for detectada sobretensão em alguma barra com sistema FV, o controle Volt-var é acionado e absorve potência reativa da rede para reduzir os níveis de tensão. Em seguida, o fluxo de carga é

recalculado. Caso as sobretensões persistam, o controle Volt-var-Watt é ativado e um novo cálculo de fluxo de carga é realizado, onde o controle Volt-Watt complementa o Volt-var.

Em cada cenário da SMC, são coletadas as grandezas de interesse como as perdas totais nos condutores, potências ativas e reativa totais das gerações FVs, a potência ativa no transformador, e as tensões nas três fases das barras de carga. Os dados coletados são armazenados e salvos em arquivos para a análise estatística.

Figura 4.8 Fluxograma da Metodologia Proposta



Fonte: Autor (2025)

4.7 Considerações Finais

A metodologia proposta neste trabalho permite uma avaliação detalhada dos impactos da conexão de sistemas fotovoltaicos em uma rede de distribuição residencial. Através da simulação Monte Carlo e da integração entre OpenDSS e MATLAB, foi possível considerar as incertezas associadas à demanda residencial e à irradiância, bem como analisar a eficácia dos métodos de controle Volt-var e Volt-var-Watt na mitigação de problemas de sobretensão e consequentemente no aumento da capacidade de hospedagem de sistemas FVs na rede. No capítulo a seguir, serão apresentados os resultados obtidos a partir da metodologia proposta em uma rede de distribuição em baixa tensão com perfil de consumo residencial.

5 RESULTADOS E DISCUSSÕES

5.1 Considerações Iniciais

O presente capítulo apresenta a avaliação da capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica em uma rede de distribuição, considerando diferentes cenários de níveis de penetração e métodos de controle de tensão através de inversores inteligentes. Primeiramente é avaliado o impacto da conexão da geração FV na rede com simulações diárias do fluxo de potência probabilístico, considerando o caso base, sem a geração fotovoltaica, e um caso com um determinado nível de penetração. Em seguida é avaliada a CH, onde é realizada uma análise pontual durante o horário de maior geração, abrangendo cenários com elevada penetração. Além disso, são analisados os efeitos dos controles Volt-var e do controle Volt-var-Watt na mitigação de sobretensões, com o objetivo de aumentar a CH da rede.

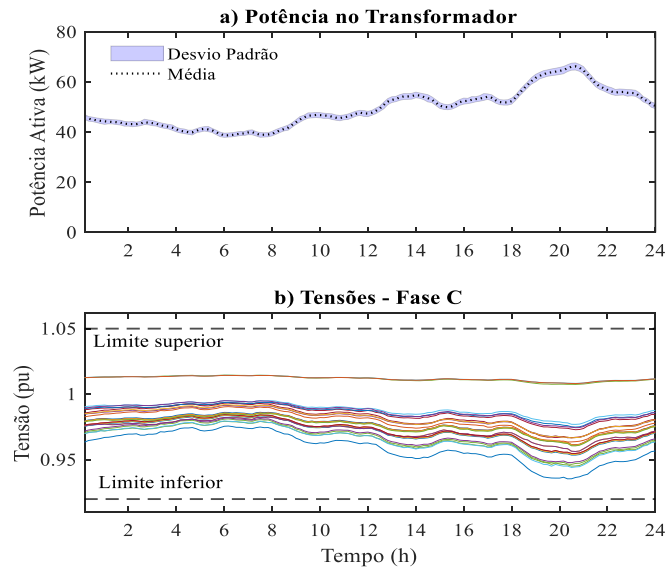
5.2 Avaliação do Impacto da Geração Fotovoltaica

A avaliação do impacto da geração fotovoltaica na rede foi realizada através da simulação do fluxo de potência probabilístico durante o período de 24 horas com taxa de amostragem de 10 minutos. Foram realizadas um total de 2000 iterações da simulação de Monte Carlo. Primeiramente, a simulação foi realizada para o caso base, que representa um cenário sem geração FV, com o objetivo de analisar o estado inicial do sistema. Em seguida, a simulação considerou a presença de geração FV distribuída aleatoriamente em 60% dos consumidores, para avaliar os impactos da alta penetração da geração FV na rede de distribuição.

A Figura 5.1 ilustra a média da potência ativa no alimentador, levando em consideração todos os cenários da SMC, bem como a média das tensões na fase C ao longo do dia. Optou-se por apresentar apenas a tensão na fase C, uma vez que as tensões nas fases A e B apresentam valores próximos aos observados na fase C. Conforme evidencia na figura, as tensões nas barras de carga mantêm-se dentro dos limites estabelecidos pelo Módulo 8 do PRODIST.

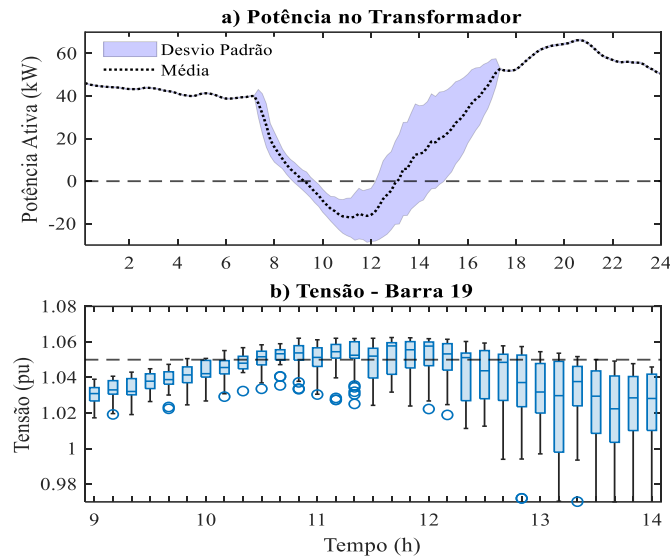
A Figura 5.2 ilustra o efeito da conexão da geração FV na rede sob NP = 60%. Nota-se a ocorrência de fluxo reverso de potência, representado pela potência negativa no transformador, que ocorre quando há excesso de geração de energia retornando para a rede. A figura também apresenta a tensão na barra 19, que é uma das barras com maior sobretensão. Observa-se que há uma grande quantidade de fluxo reverso na rede durante o período de maior geração pelos sistemas FVs, resultando em uma elevada probabilidade de sobretensão, com tensões próximas a 1,06 pu, que é a faixa crítica de operação.

Figura 5.1 Caso base. a) Potência no Transformador. b) Tensões - Fase C



Fonte: Autor (2025)

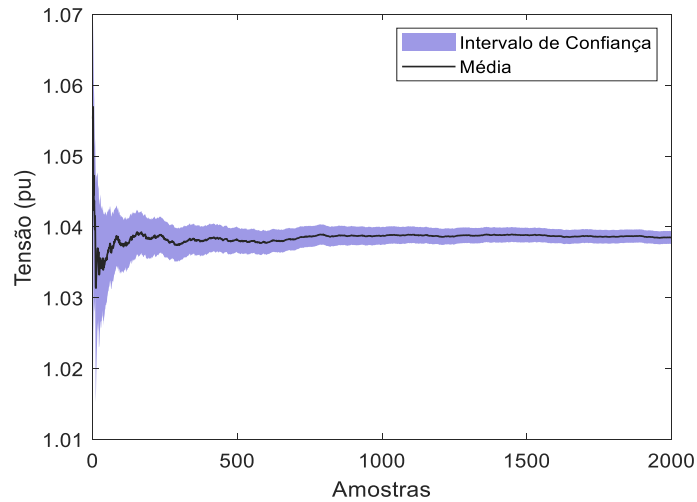
Figura 5.2 Impactos da geração fotovoltaica. a) Potência no Transformador. b) Tensão - Barra 19



Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.3 apresenta a média da tensão às 12h com intervalo de confiança de 95%. Nota-se que o valor médio da tensão varia consideravelmente quando o número de simulações é pequeno. Conforme o número de simulações aumenta, o valor médio da tensão estabiliza, indicando que a simulação convergiu. Foram considerados 2000 cenários da SMC; embora a convergência tenha sido observada antes, optou-se por continuar até esse ponto para assegurar a precisão dos resultados, apesar o critério de parada da simulação indicar a convergência anteriormente.

Figura 5.3 Convergência da simulação Monte Carlo



Fonte: Autor (2025)

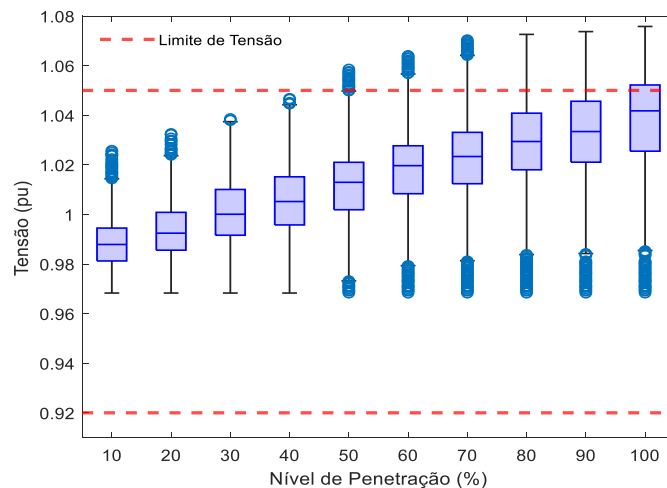
5.3 Avaliação da Capacidade de Hospedagem

A capacidade de hospedagem da rede foi determinada com base na porcentagem de cargas que podem ter geração FV sem comprometer os níveis de tensão. A porcentagem de cargas com sistemas FVs representa o nível de penetração, que varia de 10% a 100%.

5.3.1 Sem atuação dos controles dos inversores inteligentes

Esse caso considera a presença da geração fotovoltaica sem a atuação dos controles dos inversores. A Figura 5.4 mostra o *boxplot* da tensão em todas as fases e barras da rede para diversos níveis de penetração de geração FV. A tensão aumenta conforme o NP de geração FV aumenta, e com NP = 50% já ocorrem violações de tensão. Portanto, para essa rede, o limite de CH corresponde a 40% das barras com sistemas fotovoltaicos de 5 kWp cada.

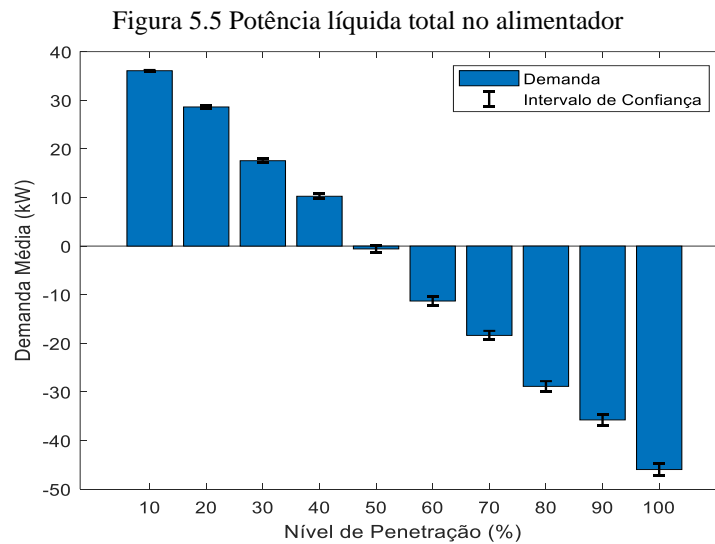
Figura 5.4 Tensão em todas as barras da rede para cada NP



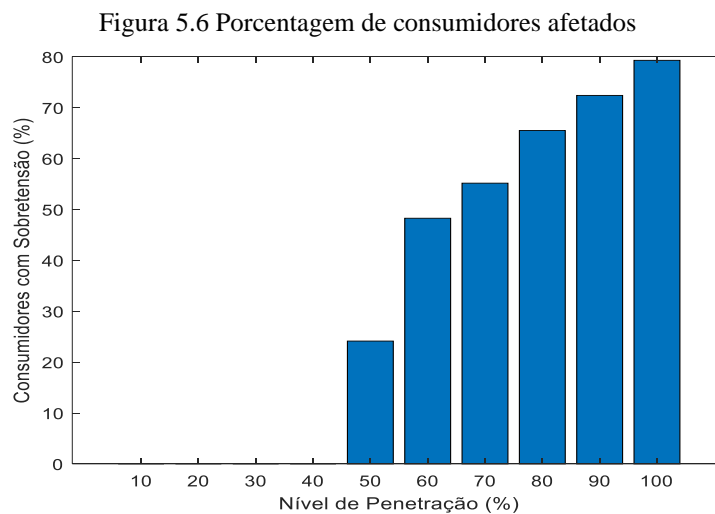
Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.5 apresenta a demanda média em função do NP de geração fotovoltaica, com intervalos de confiança de 95%. Observa-se que a demanda diminui progressivamente com o aumento do NP. A região negativa do gráfico, indica que os sistemas FVs estão gerando mais energia do que o necessário para consumo local. A partir de 50% a demanda torna-se negativa, indicando o fluxo reverso de potência, que pode causar elevação dos níveis de tensão.

A Figura 5.6 ilustra a porcentagem de consumidores afetados por violações de tensão à medida que o NP de geração fotovoltaica aumenta. Como era esperado, quanto maior o NP, maior é o número de consumidores impactados por sobretensão. Observa-se que, com NP = 50% têm-se cerca de 24,13% consumidores afetados, enquanto com NP = 100% esse número sobe para 79,31% consumidores afetados.

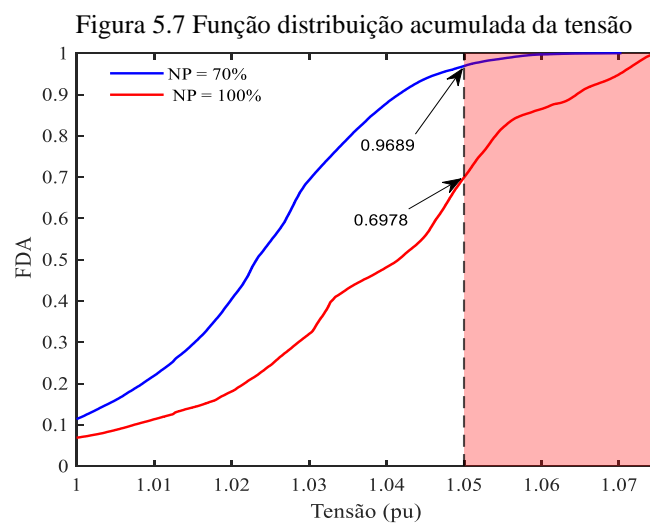


Fonte: Autor (2025)



Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.7 apresenta a comparação das FDAs das tensões na fase C para os cenários de 70% e 100% de NP de geração FV, destacando a proporção de valores que excedem o limite de tensão. Conforme o NP aumenta, a frequência de tensões superiores a 1,05 pu aumentam, refletindo um maior risco de violações de tensão. Para NP = 70% a probabilidade de sobretensão é cerca de 3,55%, enquanto para NP = 100% a probabilidade aumenta para 31,16%. A região em vermelho indica zonas de operação não recomendadas, enfatizando a necessidade de estratégias de controle para mitigar os riscos associados a altos níveis de penetração de geração fotovoltaica.

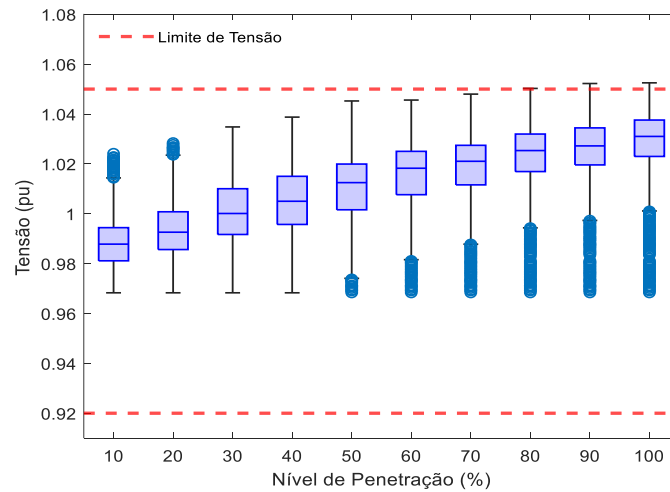


Fonte: Autor (2025)

5.3.2 Atuação do controle Volt-var

Neste caso, a capacidade de hospedagem foi avaliada considerando a atuação do controle Volt-var para avaliar a eficácia desse controle na regulação da tensão. A Figura 5.8 mostra a relação entre a tensão e o aumento do NP de geração fotovoltaica na rede. Nota-se que o controle Volt-var aumentou a CH de geração FV na rede. Diferentemente do cenário anterior, em que a capacidade de hospedagem era de 40%, neste cenário, a capacidade de hospedagem aumentou para 70%. Isso significa que, com a atuação do controle, 70% das cargas podem ter geração fotovoltaica sem comprometer a qualidade da tensão. No entanto, a partir de NP = 80%, ainda há problemas de sobretensão, embora com uma probabilidade menor do que no caso em que o controle não é aplicado.

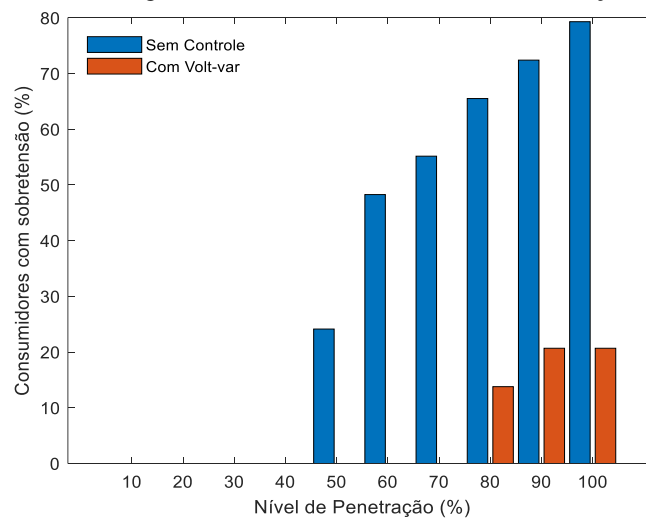
Figura 5.8 Tensão em todas as barras da rede para cada NP com Volt-var



Fonte: Autor (2025)

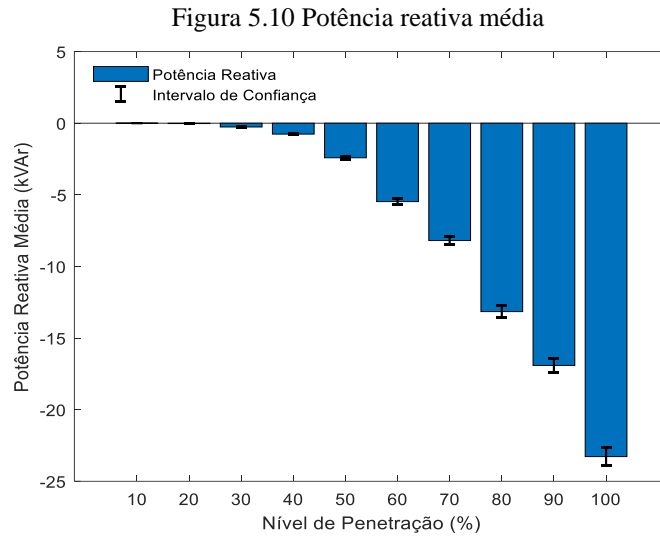
A Figura 5.9 ilustra a porcentagem de consumidores afetados por violações de tensão, comparando os cenários sem controle e com a atuação do controle Volt-var. Nota-se que a atuação do controle reduziu significativamente a porcentagem de consumidores afetados por problemas de sobretensão. Nenhum consumidor teve problemas de sobretensão para NP = 70%, diferentemente do cenário anterior, em que com NP = 50% já ocorriam violações de tensão. Com o controle Volt-var, mesmo com NP = 80%, apenas cerca de 13,79% dos consumidores são afetados por sobretensão, enquanto para NP = 100%, cerca de 20,68% dos consumidores são afetados. Embora ainda existam problemas de sobretensão, a probabilidade é significativamente menor do que no cenário sem atuação do controle.

Figura 5.9 Porcentagem de consumidores afetados com a atuação do Volt-var



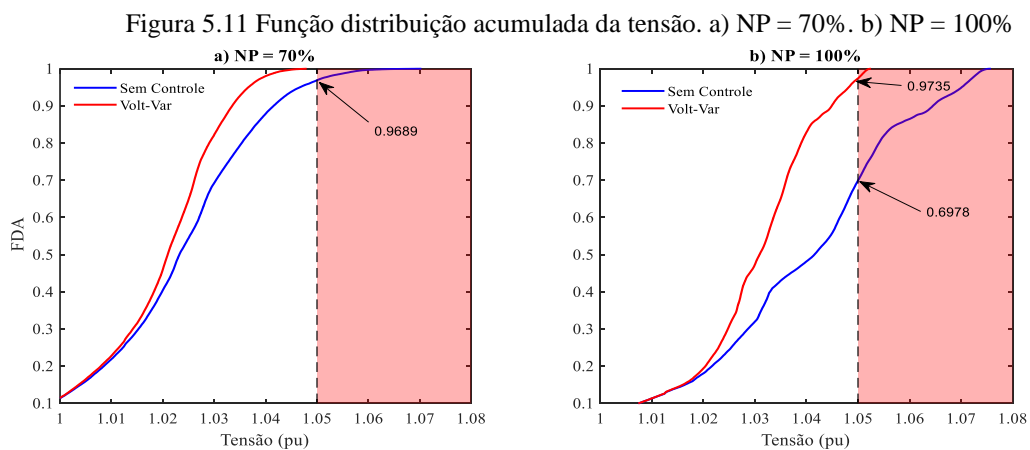
Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.10 apresenta a média da potência reativa em função do NP de geração FV, incluindo intervalos de confiança de 95%. Percebe-se que, à medida que mais geradores são conectados à rede, a potência reativa média se torna mais negativa, indicando que os sistemas FVs estão absorvendo potência reativa na região indutiva da curva Volt-var. Logo, à medida que o NP aumenta, a probabilidade de sobretensão aumenta, então, o controle começa a atuar absorvendo potência reativa da rede para manter as tensões dentro dos limites adequados.



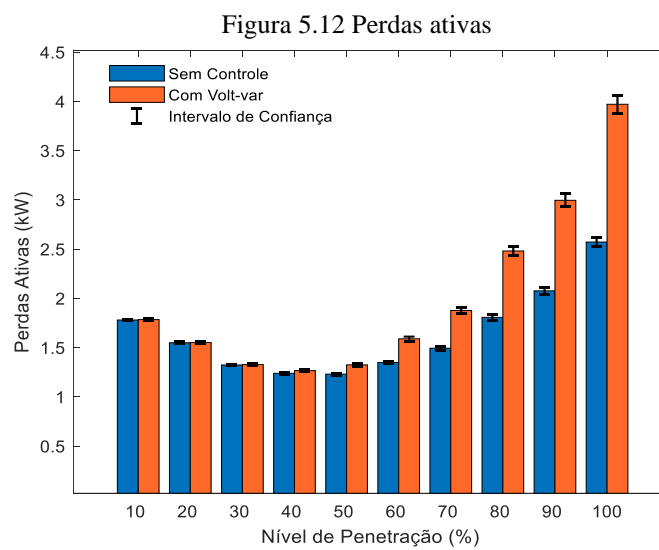
Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.11 mostra a FDA da tensão, antes e após a atuação do controle Volt-var, considerando os níveis de penetração de 70% e 100%. Nota-se que com NP = 70% o controle foi eficaz em eliminar a probabilidade de ocorrência de sobretensão. Para NP = 100% ainda ocorrem casos de sobretensão, porém, estes casos são reduzidos significativamente com probabilidade de ocorrência de aproximadamente 3%.



Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.12 apresenta as perdas de energia antes e após a atuação do controle Volt-var. Embora a absorção de potência reativa auxilie na redução dos níveis de tensão, ela também provoca aumento na corrente total que percorre a rede. À medida que a penetração dos sistemas FVs aumenta, a necessidade de absorção de potência reativa pelos inversores também cresce. Isso resulta em um incremento contínuo na corrente total fluindo pelos condutores. O aumento da corrente causa aumento das perdas resistivas proporcionais ao quadrado da corrente (I^2R), e níveis mais elevados de penetração de geração FV resultam em aumentos significativos nas perdas de energia.

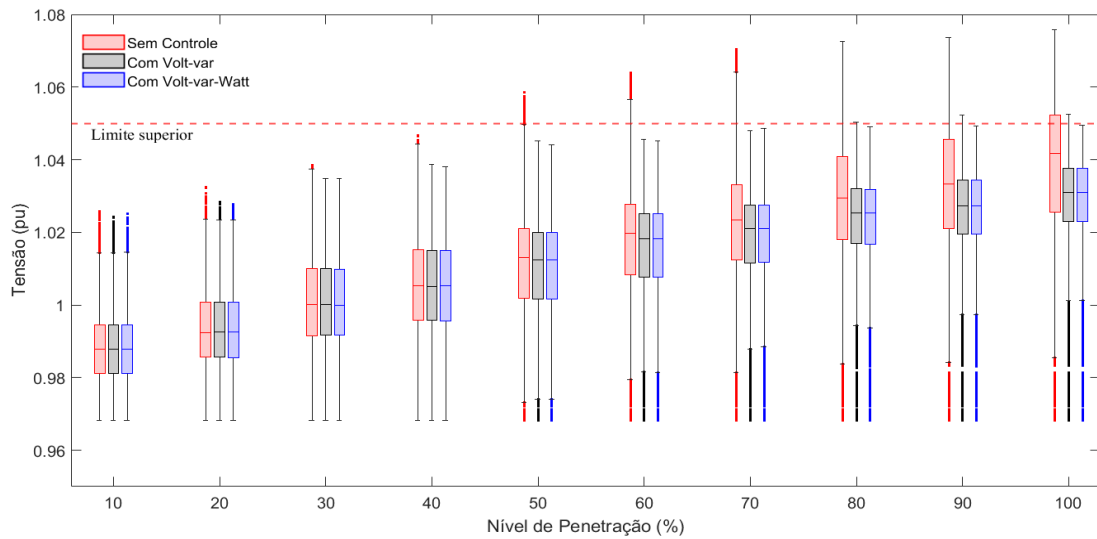


Fonte: Autor (2025)

5.3.3 Atuação do controle Volt-var-Watt

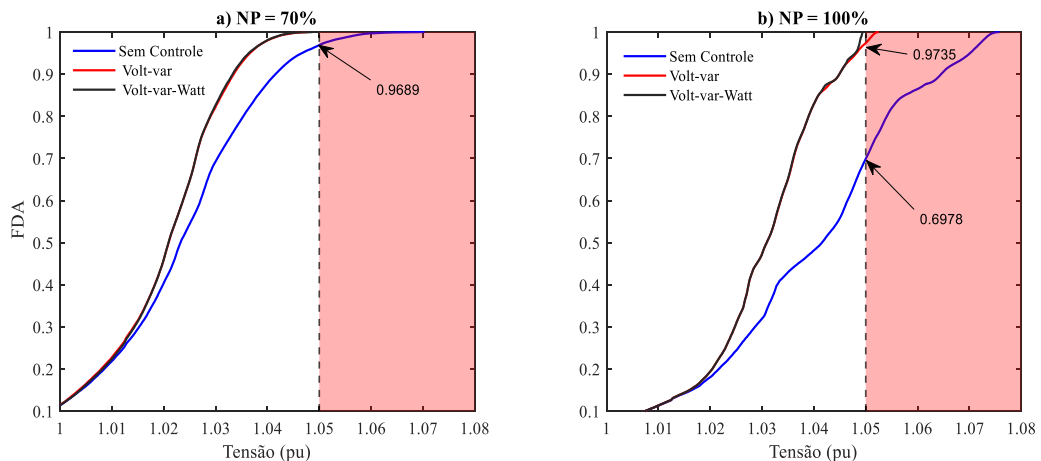
Neste caso, a capacidade de hospedagem foi avaliada considerando a atuação do controle no modo combinado Volt-var-Watt, e os resultados obtidos foram comparados com os resultados dos casos anteriores. A Figura 5.13 apresenta a distribuição das tensões para os três casos analisados. Nota-se que o controle foi eficaz em eliminar a probabilidade de sobretensão remanescente nos níveis de penetração de 80%, 90% e 100%. Esses foram os casos nos quais a quantidade de potência reativa absorvida pelo controle Volt-var não foi suficiente para manter todos os cenários dentro da faixa adequada de tensão. A adição do controle Volt-Watt complementou o controle Volt-var, proporcionando uma melhor regulação dos níveis de tensão.

Figura 5.13 Comparação das tensões nos três casos analisados



Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.14 mostra a FDA da tensão para os três casos analisados. Observa-se que, como esperado, para $NP = 70\%$, a FDA é praticamente igual à FDA do caso apenas com o controle Volt-var, pois este último foi suficiente para eliminar a probabilidade de sobretensão para esse NP, e o Volt-Watt não precisou atuar para limitar a geração de potência ativa. Já para $NP = 100\%$, é possível ver a atuação do controle Volt-Watt reduzindo a pequena parcela de probabilidade de sobretensão que permaneceu após o controle Volt-var.

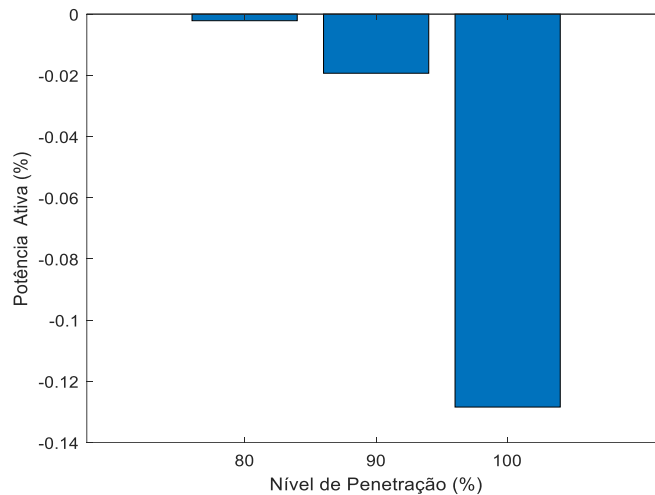
Figura 5.14 Função distribuição acumulada da tensão. a) $NP = 70\%$. b) $NP = 100\%$.

Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.15 apresenta o valor percentual da geração fotovoltaica reduzida com a atuação do controle Volt-Watt. Nota-se que à medida que o NP da geração FV aumenta, a necessidade de corte de geração para mitigar sobretensões também aumenta. O corte de geração

de potência ativa, em termos numéricos, foi relativamente baixo porque o Volt-Watt apenas reduziu um quantitativo de potência ativa suficiente para eliminar a probabilidade de ocorrência de sobretensão que o controle Volt-var sozinho não conseguiu suprimir completamente.

Figura 5.15 Porcentagem de redução da geração devido ao controle de potência ativa



Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.16 mostra as máximas tensões medidas, considerando as três fases, conforme o nível de penetração de geração fotovoltaica instalada na rede aumenta, para o caso sem controle, com controle Volt-var e com o controle Volt-var-Watt. Os pontos azuis nos gráficos representam as máximas tensões medidas nas barras de carga em cada cenário da SMC. As faixas adequadas, precárias e críticas são indicadas no gráfico por cor. A máxima capacidade de hospedagem é indicada por uma reta vertical, indicando o valor máximo de geração fotovoltaica que pode ser instalado na rede sem que ocorram violações de tensão.

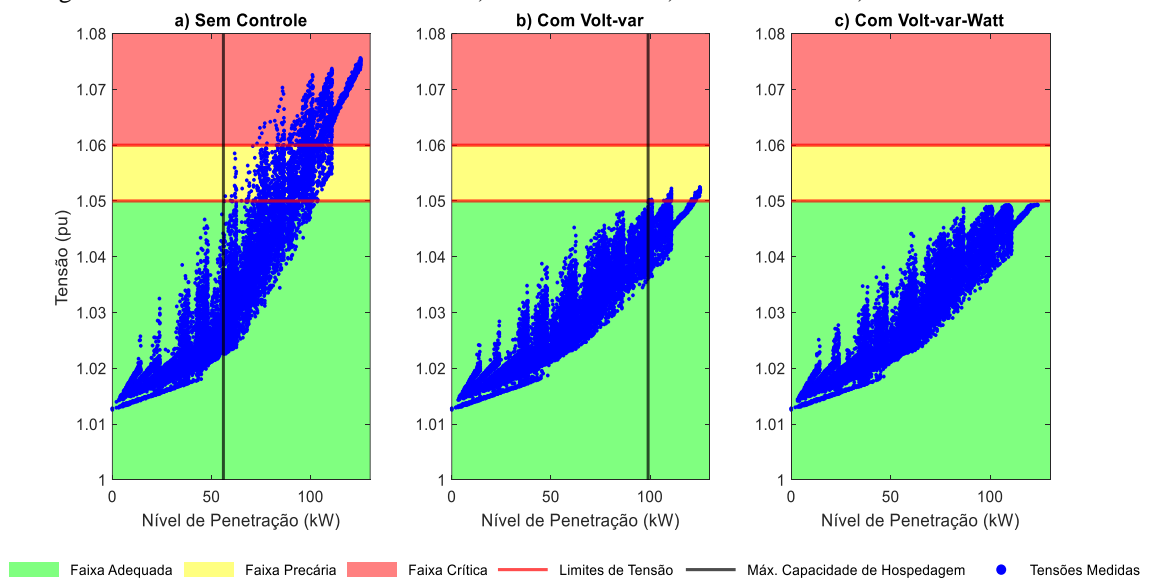
Percebe-se que, sem os controles, as tensões máximas permanecem dentro da faixa adequada até aproximadamente um nível de penetração 55 kW, sendo esta a máxima capacidade de hospedagem da rede. A partir desse ponto, alguns cenários já ultrapassam a faixa precária e, e com o aumento ainda maior do nível de penetração, ultrapassam a faixa crítica de tensão.

Com o controle Volt-var, observa-se uma redução na dispersão das tensões máximas. A maioria dos cenários apresenta máximas tensões dentro da faixa adequada, independentemente da localização e da quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados. Neste caso, a máxima capacidade de hospedagem passa a ser próxima aos 100kW. Apenas alguns cenários ultrapassam o limite de 1,05 pu e atingem a faixa precária de sobretensão. O controle Volt-var é capaz de mitigar significativamente a probabilidade de sobretensões; porém, a quantidade de

potência reativa não foi suficiente para eliminar completamente o problema, especialmente em níveis de penetração mais altos.

No modo combinado, com o controle Volt-Watt atuando em conjunto com o controle Volt-var, nota-se a redução das tensões máximas em todos os cenários para valores abaixo de 1,05 pu, ou seja, independentemente da localização e da quantidade de sistemas fotovoltaicos instalados, as tensões estão na região segura de operação. Isso demonstra a eficácia do controle combinado em manter as tensões dentro dos níveis aceitáveis, mesmo em altos níveis de penetração. Neste caso, a máxima capacidade de hospedagem passa a ser cerca de 125 kW.

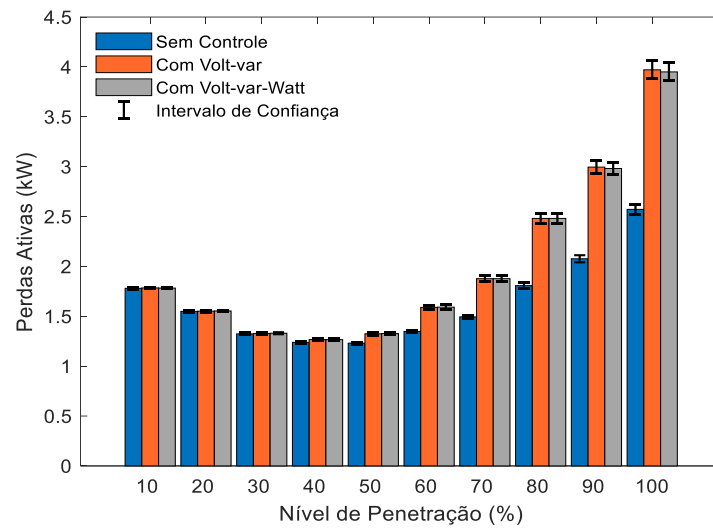
Figura 5.16 Máximas tensões medidas. a) Sem Controle. b) Com Volt-var. c) Com Volt-var-Watt



Fonte: Autor (2025)

A Figura 5.17 apresenta as perdas de energia antes e após a atuação do controle Volt-var e do controle Volt-var-Watt. À medida que o número de gerados aumenta, as perdas de energia aumentam com a atuação do controle Volt-var, devido a absorção de potência reativa. Com o controle combinado, as perdas permanecem constantes até o nível de penetração de 80%. Embora ocorra limitação de potência ativa, a quantidade foi mínima e não suficiente para surtir algum efeito nas perdas. Já para os níveis de penetração de 90% e 100%, observa-se uma ligeira redução das perdas, devido ao corte de potência ativa ter sido maior nesses casos.

Figura 5.17 Perdas Ativas



Fonte: Autor (2025)

5.4 Considerações Finais

Os resultados obtidos indicaram observações importantes sobre a capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica e a eficácia dos métodos de controle de tensão. No caso sem controle, observou-se que violações de tensão ocorrem a partir de 50% de penetração, destacando a necessidade de estratégias de controle para manter níveis adequados de tensão na rede. O controle Volt-var mostrou-se eficaz em aumentar a CH, passando de NP = 40% para NP = 70%, embora problemas de sobretensão ainda persistam em níveis mais elevados. O controle combinado Volt-var-Watt eliminou a probabilidade de ocorrência de sobretensão nos níveis de penetração mais altos, demonstrando uma melhoria significativa na regulação da tensão.

Além disso, embora o controle Volt-var seja eficiente na mitigação de sobretensões, a absorção de potência reativa por ele resulta em um aumento nas perdas técnicas de energia devido ao incremento da corrente total na rede. Já a atuação do controle combinado Volt-var-Watt contribuiu para uma ligeira redução das perdas de energia em níveis de penetração de 90% e 100%, devido ao corte de potência ativa.

Esses achados são cruciais para o desenvolvimento de políticas e estratégias que assegurem a operação segura e eficiente das redes de distribuição com alta penetração de geração fotovoltaica.

6 CONCLUSÕES E TRABALHOS FUTUROS

6.1 Conclusões

Esta dissertação abordou os desafios e soluções relacionados à integração de sistemas FVs em uma rede de distribuição de baixa tensão. Os resultados obtidos mostram que a geração fotovoltaica impõe desafios técnicos significativos, especialmente relacionados à gestão de tensão e à capacidade de hospedagem.

O estudo confirmou a importância de um planejamento adequado e a adoção de tecnologias avançadas, como os inversores inteligentes com controles Volt-var e o controle combinado Volt-var-Watt, que demonstraram ser eficazes para a regulação da tensão. O uso da simulação Monte Carlo permitiu considerar as incertezas associadas à demanda e à irradiância de forma detalhada, proporcionando uma visão mais precisa dos impactos e benefícios dos controles.

Os resultados revelaram que, sem controle, violações de tensão e fluxo reverso de potência ocorrem a partir de 50% de penetração de geração fotovoltaica, evidenciando a necessidade de estratégias de controle. O controle Volt-var aumentou a capacidade de hospedagem para até 70%, mas também resultou em um aumento das perdas técnicas. Por outro lado, o controle combinado Volt-var-Watt eliminou a probabilidade de ocorrência de sobretensão em níveis altos de penetração, demonstrando significativa melhoria na regulação de tensão. Além disso, o controle combinado Volt-var-Watt também contribuiu para uma leve redução das perdas de energia em altos níveis de penetração, devido ao corte de potência ativa.

Os métodos de controle de tensão são essenciais para mitigar violações de tensão, garantindo a conformidade com os padrões de qualidade de tensão estabelecidos pelo PRODIST. Os resultados desta dissertação oferecem uma base sólida para futuras pesquisas e a implementação prática de soluções avançadas de controle na operação de redes de distribuição.

6.2 Trabalhos Futuros

As análises realizadas no presente trabalho demonstraram a eficácia do uso dos controles Volt-var e Volt-var-Watt na regulação da tensão. No entanto, a atuação desses controles pode resultar no aumento das perdas de energia ou em cortes excessivos na geração, dependendo dos parâmetros da rede e das condições de carga. Portanto, é fundamental definir adequadamente os parâmetros desses controles para minimizar os efeitos negativos e maximizar os benefícios.

Como sugestões de trabalhos futuros, recomenda-se:

- a utilização de métodos de ajuste ótimo dos controles dos inversores. Diversos métodos podem ser explorados para ajustar os parâmetros dos controles Volt-var e Volt-Watt, incluindo técnicas baseadas em lógica *fuzzy*, algoritmos de inteligência artificial, como algoritmos genéticos, e técnicas de otimização avançadas, como a *Particle Swarm Optimization*;
- que estudos futuros realizem uma análise econômica da perda de geração do lado do consumidor, devido à limitação de geração de potência ativa quando o modo Volt-Watt do controle atua. É importante entender o impacto financeiro para os consumidores e como essas perdas podem ser mitigadas ou compensadas;
- explorar a possibilidade de integração e coordenação entre os controles dos geradores fotovoltaicos e reguladores de tensão;
- avaliar como o crescimento do uso de veículos elétricos impacta as cargas na rede de distribuição, com foco na integração entre geração distribuída e essa nova demanda energética;
- avaliar soluções de reforço da infraestrutura elétrica implementadas pela concessionária, incluindo expansão de capacidade, mudanças na topologia da rede e uso de novas tecnologias frente à crescente penetração de geração distribuída e aumento das cargas.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ABNT. **ABNT NBR 16149 Sistemas fotovoltaicos (FV)-Características da interface de conexão com a rede elétrica de distribuição.** [s.l.: s.n.]. Disponível em: <www.abnt.org.br>.

ABSOLAR; ANEEL. **Energia Solar Fotovoltaica no Brasil - Infográfico ABSOLAR.**

ABUD, T. P. INFLUÊNCIA NO MERCADO LOCAL NA ANÁLISE ESTOCÁSTICA DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA EM REDES SECUNDÁRIAS DE DISTRIBUIÇÃO. **Dissertação de Mestrado**, 2019.

ALMEIDA, D.; PASUPULETI, J.; EKANAYAKE, J. **Assessing the Performance of Smart Inverter Functionalities in PV-Rich LV Distribution Networks.** 2020 IEEE Student Conference on Research and Development, SCORED 2020. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 27 set. 2020.

ALRUSHOUD, A.; LU, N. **Impacts of PV Capacity Allocation Methods on Distribution Planning Studies.** Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 12 out. 2020.

ANEEL. PRODIST – Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. p. 70, 2021.

ANEEL. **AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA-ANEEL RESOLUÇÃO NORMATIVA ANEEL Nº 1.000, DE 7 DE DEZEMBRO DE 2021.**

ANGELIM, J. H. **ESTIMAÇÃO PROBABILÍSTICA DOS EFEITOS DA RECARGA DE VEÍCULOS ELÉTRICOS DE LONGO ALCANCE EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA.** Belém-PA: Universidade Federal do Pará, 2023.

BILLINTON, R.; LI, W. **Reliability Assessment of Electric Power Systems Using Monte Carlo Methods.** [s.l.] Springer US, 1994.

CAMILO, F. M.; CASTRO, R.; ALMEIDA, M. E. Assessment of overvoltage mitigation techniques in low-voltage distribution networks with high penetration of photovoltaic microgeneration. v. 12, p. 649–656, 2018.

CARVALHO, W.; ATTARHA, A.; POTA, H. R. **Local Volt-Var-Watt Control for Voltage Regulation in Distribution Networks.** Asia-Pacific Power and Energy Engineering Conference, APPEEC. **Anais...**IEEE Computer Society, 2022.

CHATHURANGI, D. et al. Comparative evaluation of solar PV hosting capacity enhancement using Volt-VAR and Volt-Watt control strategies. **Renewable Energy**, v. 177, p. 1063–1075, 1 nov. 2021.

CLIMATE DATA. **Climate Data.** Disponível em: <<https://pt.climate-data.org/america-do-sul/brasil/para/belem-4299/>>. Acesso em: 19 dez. 2024.

CPUC. **California Public Utility Commission - Electric Rule 21.** Disponível em: <<https://www.cpuc.ca.gov/Rule21/>>. Acesso em: 11 mar. 2024.

DENHOLM, P. et al. Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart (NREL/TP-6A20-65023). **Technical Report**, n. November, p. 46, 2015a.

DENHOLM, P. et al. Overgeneration from Solar Energy in California: A Field Guide to the Duck Chart (NREL/TP-6A20-65023). **Technical Report**, n. November, p. 46, 2015b.

DEVORE, J. **Probability and Statistics for Engineering and the Sciences**. EIGHTH EDITION ed. [s.l.] Cengage Learning, 2010.

EIA. **As solar capacity grows, duck curves are getting deeper in California**. Disponível em: <<https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=56880>>. Acesso em: 30 jan. 2025.

EICHKOFF, H. S. **ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO**. [s.l.] Universidade Federal do Pará, 2018a.

EICHKOFF, H. S. **ANÁLISE DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA PARA O CONTROLE DE TENSÃO E POTÊNCIA REATIVA EM SISTEMAS MODERNOS DE DISTRIBUIÇÃO**. [s.l.] Universidade Federal do Pará, 2018b.

FATIMA, S.; PÜVI, V.; LEHTONEN, M. Comparison of Different References When Assessing PV HC in Distribution Networks. **Clean Technologies**, v. 3, n. 1, p. 123–137, 1 mar. 2021.

FERREIRA, V. L.; AFFONSO, C. DE M. Análise Probabilística do Controle Volt-Watt em uma Rede de Distribuição Residencial. **XXV Congresso Brasileiro de Automática**, 2024.

FERREIRA, V. L.; ANGELIM, J. H.; AFFONSO, C. M. Probabilistic Assessment of Volt-Var Control in a Distribution Network. **2023 15th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)**, 2023.

FILHO, P. G. A. Impacto do controle Volt/Var em redes de distribuição a partir da exploração do potencial dos inversores de sistemas fotovoltaicos. 2018.

FREITAS, P. R. R. **Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica**. São Paulo: Escola Politécnica da Universidade de São Paulo–USP, 2020.

GREEN, P. **The duck curve and how energy storage can beat it**. Disponível em: <<https://www.pacificgreen-group.com/articles/duck-curve-and-how-energy-storage-can-beat-it/>>.

HOU, Y.; LIU, M. Z.; OCHOA, L. F. **Residential PV Hosting Capacity, Voltage Unbalance, and Power Rebalancing: An Australian Case Study**. IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference Europe. **Anais...IEEE Computer Society**, 2022.

IEC. **IEC TR 61850-90-7- Communication networks and systems for power utility automation - Part 90-7: Object models for power converters in distributed energy resources (DER) systems**. [s.l.: s.n.].

IEEE. IEEE - 1547-2018- Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces. 2018.

JORDEHI, A. R. How to deal with uncertainties in electric power systems? A review. **Renewable and Sustainable Energy Reviews**, v. 96, n. July, p. 145–155, 2018.

KROESE, D. P.; TAIMRE, T.; BOTEV, Z. I. **Handbook of Monte Carlo Methods**. [s.l.] John Wiley & Sons, Inc., Hoboken, 2011.

MAI, T. T.; HAQUE, A. N. M. M.; NGUYEN, P. H. Consensus-based distributed control for overvoltage mitigation in LV microgrids. **2019 IEEE Milan PowerTech, PowerTech 2019**, p. 1–6, 2019.

MONTGOMERY, D. C.; RUNGER, G. C. **Applied Statistics and Probability for Engineers**. Seventh edition ed. [s.l.] John Wiley & Sons, Inc, 2018.

MORO, V.; TRINDADE, F.; BONADIA, R. A Review of Methods for Assessing DER Hosting Capacity of Power Distribution Systems; **IEEE LATIN AMERICA TRANSACTIONS**, 2022.

NREL. **National Renewable Energy Laboratory—NREL**. Disponível em: <<https://nserdb.nrel.gov/data-viewer>>. Acesso em: 14 jan. 2024.

NREL; SOLARCITY. Photovoltaic Impact Assessment of Smart Inverter Volt-VAR Control on Distribution System Conservation Voltage Reduction and Power Quality. **National Renewable Energy Laboratory**, n. December, 2016.

PINHO, J. T.; GALDINO, M. A. Manual de engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. 2014.

RASHID, M.; KNIGHT, A. M. **Combining volt/var volt/watt modes to increase pv hosting capacity in LV distribution networks**. 2020 IEEE Electric Power and Energy Conference, EPEC 2020. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 9 nov. 2020.

REN21. **RENEWABLES 2024 GLOBAL STATUS REPORT**. Disponível em: <<https://www.ren21.net/gsr-2024/>>. Acesso em: 31 jan. 2025.

RIVERA, A. H.; RIVERA, A. I.; HUALLPA, R. C. **Evaluation of Hosting Capacity Increase Using Smart Inverter Volt-VAR And Volt-Watt Functions**. 2023 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Latin America, ISGT-LA 2023. **Anais...**Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc., 2023.

ROBERT, C. P.; CASELLA, G. **Monte Carlo Statistical Methods**. [s.l.: s.n.].

ROSS, S. M. **Introduction to Probability and Statistics for Engineers and Scientists**. Sixth Edition ed. [s.l.] Elsevier, 2021.

SANTOS, B. L. M. et al. **Assessing Distributed Energy Resource Hosting Capacity Under Different Grid-Tie Inverter Control Strategies**. 2023 Workshop on Communication

Networks and Power Systems, WCNPS 2023. **Anais...Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc.**, 2023.

SHAYANI, R. A. Método para Determinação do Limite de Penetração da Geração Distribuída Fotovoltaica em Redes Radiais de Distribuição. 2010.

SILVA DE SOUZA, J. et al. Análise Probabilística Considerando Incertezas como Cargas e Geração. 2021.

SOUSA, J. F. B.; BORGES, C. L. T.; MITRA, J. PV hosting capacity of LV distribution networks using smart inverters and storage systems: A practical margin. **IET Renewable Power Generation**, v. 14, n. 8, p. 1332–1339, 8 jun. 2020.

SOUZA, V. C. **Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da Regulação de Tensão em Redes de Distribuição**. [s.l.] Universidade Federal do Pará, 2017a.

SOUZA, V. C. **Controle Local de Potência Reativa em Geradores Fotovoltaicos para a Melhoria da Regulação de Tensão em Redes de Distribuição**. [s.l.] Universidade Federal do Pará, 2017b.

SUNDERMAN, W.; DUGAN, R. C.; SMITH, J. Open source modeling of advanced inverter functions for solar photovoltaic installations. **Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference**, 2014.

TANG, N. C.; CHANG, G. W. **A stochastic approach for determining PV hosting capacity of a distribution feeder considering voltage quality constraints**. Proceedings of International Conference on Harmonics and Quality of Power, ICHQP. **Anais...IEEE Computer Society**, 8 jun. 2018.

TEIXEIRA, L. DE G. Avaliação dos Impactos Causados pela Difusão da Micro Geração Distribuída Fotovoltaica na Baixa Tensão de Redes Reais de Distribuição de Energia Elétrica - Dissertação de mestrado. 2019.

TORQUATO, R. et al. A Comprehensive Assessment of PV Hosting Capacity on Low-Voltage Distribution Systems. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 33, n. 2, p. 1002–1012, 1 abr. 2018.

UMOH, V. et al. **Methods and Tools for PV and EV Hosting Capacity Determination in Low Voltage Distribution Networks—A Review**. **EnergiesMDPI**, , 1 abr. 2023.

WANZELER, T. **Avaliação do Desempenho das Funções de Controle Volt-Watt e Volt-Var em Inversores Fotovoltaicos Integrados nas Redes de Distribuição DM**. [s.l.] Universidade Federal do Pará, 2018a.

WANZELER, T. **Avaliação do Desempenho das Funções de Controle Volt-Watt e Volt-Var em Inversores Fotovoltaicos Integrados nas Redes de Distribuição DM**. [s.l.] Universidade Federal do Pará, 2018b.

WANZELER, T. M. et al. Efeitos das funções de controle Volt-Watt e Volt-Var na regulação de tensão em redes de distribuição com presença de sistemas fotovoltaicos. **Brazilian Journal of Development**, v. 8, n. 9, p. 62307–62324, 12 set. 2022.

WASSERMAN, L. **All of Statistics - A Concise Course in Statistical Inference**. [s.l.] Springer Science+Business Media, 2004.