

UNIVERSIDADE ESTADUAL PAULISTA “JÚLIO DE MESQUITA FILHO”

**FACULDADE DE ENGENHARIA
CAMPUS DE ILHA SOLTEIRA**

ALISSON FERNANDO PINTO DE ALMEIDA

**MODELO DE PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA A OTIMIZAÇÃO DE
FUNÇÕES DE CONTROLE DE INVERSORES INTELIGENTES DE SISTEMAS
FOTOVOLTAICOS EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO**

ALISSON FERNANDO PINTO DE ALMEIDA

**MODELO DE PROGRAMAÇÃO ESTOCÁSTICA PARA A
OTIMIZAÇÃO DE FUNÇÕES DE CONTROLE DE INVERSORES
INTELIGENTES DE SISTEMAS FOTOVOLTAICOS EM REDES DE
DISTRIBUIÇÃO**

Trabalho de Conclusão de Curso,
apresentada à Faculdade de Engenharia de
Ilha Solteira – UNESP como parte dos
requisitos para obtenção do título de Bacharel
em Engenharia Elétrica

Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero
Orientador

Ilha Solteira
2025

FICHA CATALOGRÁFICA
Desenvolvido pelo Serviço Técnico de Biblioteca e Documentação

A447m Almeida, Alisson Fernando Pinto de.
Modelo de programação estocástica para otimização de funções de controle
de inversores inteligentes de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição /
Alisson Fernando Pinto de Almeida. -- Ilha Solteira: [s.n.], 2025
46 f. : il.

Trabalho de conclusão de curso (Graduação em Engenharia Elétrica) -
Universidade Estadual Paulista (UNESP), Faculdade de Engenharia, Ilha Solteira,
2025

Orientador: John Fredy Franco Baquero

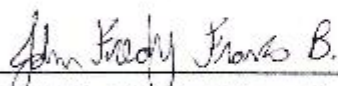
Inclui bibliografia

1. Sistemas fotovoltaicos. 2. Inversores inteligentes. 3. Função de controle
Volt-Watt. 4. Redes de distribuição. 5. Controle de potência ativa.

Sandra Montibeller - CRB 8/060

ATA DE DEFESA DE TRABALHO DE GRADUAÇÃO

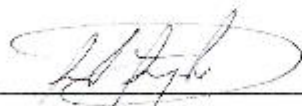
Aos nove dias do mês de junho do ano de dois mil e vinte e cinco, o discente **Alisson Fernando Pinto de Almeida**, matriculado sob o nº162053932, tendo como banca examinadora o seu orientador, o Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero, o Doutorando Milton Patricio Agudo Guiracocha e o Doutorando Norberto Abrante Martinez, apresentou o Trabalho de Graduação intitulado "**Modelo de programação estocástica para a otimização de funções de controle de inversores inteligentes de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição**", obtendo a nota 8,0 (oto vírgula zero) e conceito Aprovado.



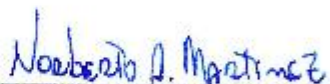
Prof. Dr. John Fredy Franco Baquero
- Orientador -



Alisson Fernando Pinto de Almeida
- Discente -



Doutorando Milton Patricio Agudo Guiracocha
- Membro da Banca -



Doutorando Norberto Abrante Martinez
- Membro da Banca -

DEDICATÓRIA

Dedico este trabalho a todas as pessoas que contribuíram ao meu crescimento pessoal e profissional, em especial, meus pais, minha irmã, meus sobrinhos e colegas de trabalho.

RESUMO

Com o avanço na tecnologia de geração fotovoltaica, somado aos incentivos governamentais e com a grande incidência de irradiação solar sobre o Brasil, a cada dia que se passa mais sistemas fotovoltaicos são instalados por todo o país, com uma grande parcela conectada nas redes de distribuição. A grande inserção de geradores fotovoltaicos causa impactos na rede, como sobretensões sobre os barramentos, fluxo reverso de potência e sobrecarga. O presente trabalho tem como finalidade realizar o controle ótimo na injeção de potência ativa de inversores inteligentes de sistemas fotovoltaicos instalados em uma rede de distribuição, utilizando a função de controle Volt-Watt, a fim de minimizar os impactos sobre a rede. A formulação matemática se baseou em um modelo de programação estocástica, sendo utilizado o software AMPL para a codificação do problema aqui apresentado e para a solução foi empregado o *solver Knitro*. Com a implementação do sistema Volt-Watt obteve-se um controle ótimo na injeção de potência ativa no sistema de distribuição de teste de 33 barras, e dessa forma, foi melhorada a operação da rede.

Palavras-chave: Sistemas fotovoltaicos, inversores inteligentes, função de controle Volt-Watt, redes de distribuição, controle de potência ativa.

ABSTRACT

With the advancement of photovoltaic generation technology, combined with government incentives and Brazil's high solar irradiation levels, an increasing number of photovoltaic systems (PVs) are being installed on distribution networks. The high penetration of PV generators introduces operational challenges such as overvoltages at buses, reverse power flow, and transformer overloading. This work aims to implement an optimal control strategy for active power injection from smart inverters in PV systems connected to a distribution network, using the Volt-Watt control function to mitigate these impacts. A stochastic mathematical formulation was developed and implemented in AMPL, with the optimization problem solved using the Knitro solver. Results for the IEEE 33-bus test distribution system demonstrate that the Volt-Watt strategy enables optimal active power control, contributing to improved network operation and reliability.

Keywords: Photovoltaic systems, smart inverters, Volt-Watt control function, distribution networks, active power control.

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 - Curva de operação do controle Volt-Watt.	28
Figura 2 - Curva Volt-Watt $H1 = 1,02$ p.u. e $H2 = 1,10$ p.u.....	34
Figura 3 - Curva Volt-Watt para $H1 = 0,97$ p.u. e $H2 = 1,12$ p.u.....	35
Figura 4 - Sistema de 33 barras	37
Figura 5 - Tensão máxima em p.u. durante um período de 24 horas	38
Figura 6 - Curva de geração para o sistema 33 barras sem o controle Volt-Watt.	39
Figura 7 - Curva de geração para o sistema 33 barras com o controle Volt-Watt.....	40
Figura 8 - Tensão máxima em p.u. das 9 às 17 horas para o sistema 33 barras com controle Volt-Watt.....	41
Figura 9 - Curva de geração do dia 1 para o sistema de 33 barras com geradores fotovoltaicos com a função de controle Volt-Watt.....	42
Figura 10 - Curva de geração para o dia 2 para o sistema de 33 barras com geradores fotovoltaicos com a função de controle Volt-Watt.....	43
Figura 11 - Curva de geração para o dia 3 para o sistema de 33 barras com geradores fotovoltaicos com a função de controle Volt-Watt.....	43
Figura 12 - Tensões nos barramentos com geradores fotovoltaicos para os 3 cenários analisados às 13 horas.	45

LISTA DE TABELAS

Tabela 1 - Curva Volt-Watt para $H1 = 1,02$ p.u. e $H2 = 1,10$ p.u.	34
Tabela 2 - Curva Volt-Watt para $H1 = 0,97$ p.u. e $H2 = 1,12$ p.u.	35
Tabela 3 - Valores da geração de energia nas barras 15, 20, 28 e 32.	38
Tabela 4 - Geração para o sistema 33 barras com controle Volt-Watt.	39
Tabela 5 - Valores de $H1$ e $H2$ para função objetivo (20).....	44

LISTA DE SIGLAS E ABREVIATURAS

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
BESS	Sistema de Armazenamento de Energias em Baterias
CDC	Comutador de Derivação em Carga
CO ₂	Dióxido de Carbono
DER	Distributed Energy Resources
DOE	Departamento de Energia
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
FP	Fator de Potência
IRENA	Agência Internacional de Energia Renovável
NREL	Laboratório Nacional de Energia Renovável
PADIS	Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores
RD	Rede de Distribuição
SEP	Sistema Elétrico de Potência
SF	Sistemas Fotovoltaicos

LISTA DE SÍMBOLOS

B_{km}	Susceptância em função da barra k e da barra m
$F_{s,h,c}$	Nós da curva Volt-Watt
G_{km}	Condutância em função da barra k e da barra m
H_h	Pontos de controle do sistema Volt-Watt
$H_{s,h,c}$	Pontos de controle da curva Volt-Watt em função da geração e dos cenários
p_c^R	Parâmetro de probabilidade do cenário analisado.
P_k	Potência ativa na barra k
P_s^G, i, c	Potência ativa gerada no horário i no cenário c
Q_k	Potência reativa na barra k
$Q_{s,i,c}, Q_s^{MAX}$	Potência reativa gerada na hora i e no cenário c e potência ativa gerada máxima.
V^{MAX}, V^{MIN}	Tensão máxima/mínima do sistema analisado
V_k	Tensão na barra k
V_m	Tensão na barra m
$V_{s,i,c}$	Tensão no inversor no horário i e no cenário c
Z_h	Variável binária que representa os segmentos de reta da curva Volt-Watt
$Z_{s,i,h,c}$	Variável binária que representa os segmentos da curva Volt-Watt em função da hora i e do cenário c
f^D	Fator de demanda de carga
$f_{i,c}^M$	Fator de irradiação
θ_{km}	Ângulo entre a barra k e a barra m
λ_{kh}	Variável convexa para representação de V_k no sistema de controle Volt-Watt
$\lambda_{s,i,h,c}$	Variável convexa para representação de $V_{s,i,c}$ no sistema de controle Volt-Watt

SUMÁRIO

1. INTRODUÇÃO	18
1.1. Aumento da geração distribuída	20
1.2. Consequências na rede de distribuição	21
1.3. Inversores Inteligentes	23
2. OBJETIVOS	25
3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DA FUNÇÃO DE CONTROLE VOLT-WATT ...	26
3.1. Sistema elétrico de potência	26
3.2. Fluxo de potência	26
3.3. Modelagem matemática da função de controle	27
3.4. Modelagem matemática da função de controle sobre o fluxo de potência...	31
4. RESULTADOS	33
4.1. Análise da função de controle	33
4.2. O sistema de 33 barras	37
4.3. Análise do sistema de 33 barras sem controle Volt-Watt.....	37
4.4. Análise do sistema 33 barras com o controle Volt-Watt	38
4.5. Análise da função de controle Volt-Watt para o sistema de 33 barras em cenários de irradiação diferentes.....	41
5. CONCLUSÃO	46
6. REFERÊNCIAS	47

1. INTRODUÇÃO

A inserção da geração fotovoltaica na matriz energética mundial vem aumentando decorrente da constante procura de energias renováveis de forma a diminuir o impacto do setor energético nas mudanças climáticas (Fachrizal et al., 2021). Essa tendência mundial também se aplica ao Brasil. Levando em conta a alta incidência de irradiação solar e a uniformidade dessa irradiação em todo território, devido a sua localização geográfica, a nação brasileira tem a capacidade de criar projetos solares viáveis em diferentes regiões, comparado com países onde a tecnologia fotovoltaica é mais desenvolvida. Dessa forma, considerando uma redução de custo, a produção de energia fotovoltaica pode ser uma das alternativas mais viáveis para os compromissos nacionais de redução dos gases do efeito estufa (BRASIL, 2020).

Os recursos energéticos distribuídos, do inglês *distributed energy resources* (DER), conforme definidos pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE), englobam tecnologias de geração e armazenamento de energia elétrica localizadas dentro dos limites de uma concessionária de distribuição, abrangendo geração distribuída, armazenamento de energia, veículos elétricos e infraestrutura de recarga, eficiência energética e gestão de demanda. Logo, os sistemas fotovoltaicos (SF) instalados ao longo da rede de distribuição são considerados um DER (Alvarez-Macias et al., 2022; Freitas, 2022).

Almejando incentivar a produção das placas fotovoltaicas, em vez de importá-las, o governo brasileiro prorrogou o Programa de Apoio ao Desenvolvimento Tecnológico da Indústria de Semicondutores (PADIS) para 2026 e acrescentou peças utilizadas na produção de painéis solares. Dessa forma, há um estímulo na diminuição dos preços para aquisição de um SF, gerando uma maior acessibilidade para adquiri-los (Brasil, 2023). Além disso, devido a forte crise hídrica e o aumento populacional, houve um aumento na tributação da energia conforme o consumo da mesma e sua disponibilidade de demanda, dessa forma vieram incentivos governamentais com linha de financiamentos de energia solar com maiores prazos e juros reduzidos (Freitas, 2022).

Todos esses fatores favoreceram para o aumento de SFs na rede elétrica. Embora tal inserção traga benefícios para a rede de distribuição, como redução nas perdas de energia elétrica, aumento na produção de energia para suprir a demanda, melhora no perfil da tensão e no fator de potência, quando o aumento da conexão dos sistemas fotovoltaicos ocorre em grande

escala ocasiona problemas como sobretensão, aumento indevido da temperatura dos componentes elétricos, aumento das perdas e injeção de harmônicos (SOUSA, 2019).

Devido a esse grande crescimento de geração distribuída, há a necessidade de realizar o cálculo da máxima quantidade de SFs que a rede de energia elétrica pode suportar, levando em conta o aumento de tensão devido a geração de energia fotovoltaica, e isso é feito através da capacidade de hospedagem fotovoltaica (Sousa, 2019). Realizar esse diagnóstico é essencial tanto para o operador do sistema de distribuição quanto para os consumidores proprietário do sistema fotovoltaico. Por outro lado, uma alternativa tradicional de controlar a tensão é uso do tap do transformador operando com carga, reguladores de tensão ou por meio da conexão/desconexão de bancos de capacitores; porém, esses dispositivos apresentam tempo de resposta lento e capacidade de manobra limitada (Freitas, 2022).

Levando em consideração o que foi dito, é importante salientar que os sistemas fotovoltaicos contam com inversores inteligentes, que podem mitigar esses impactos. Esses tipos de inversores são compostos por um inversor monofásico de dois estágios, sendo um conversor *boost* DC/DC e um conversor DC/AC que se conecta à rede de distribuição (Mahmoudi et al., 2023). Além disso, o inversor tem como função a regulação de potência reativa ajudando na regulação da tensão local que varia devido à produção intermitente de energia elétrica (Freitas, 2022).

Com o intuito de minimizar os efeitos negativos causados pela inserção em massa de sistemas fotovoltaicos na rede de distribuição, foram criadas formas matemáticas de otimização para que os inversores inteligentes possam mitigar perturbações indevidas na rede (Lee et al., 2020).

O sistema de controle Volt-Var opera fazendo a compensação de reativos levando em conta a tensão do sistema fotovoltaico com a rede, a quantidade de potência reativa e os *setpoints* com os valores de tensão (V) e potência reativa (Q). Caso a tensão no terminal do inversor seja excessiva, ele absorve a potência reativa; caso contrário, onde a tensão venha cair abaixo de um valor estabelecido, ele injeta potência na rede (Almeida; Pasupuleti; Ekanayake, 2020). Por sua vez, o controle Volt-Watt é utilizado em situações em que existe uma alta produção de energia para uma baixa demanda; assim, este tipo de controle previne sobretensões limitando a potência gerada pelo sistema fotovoltaico (COLQUI, 2017; WANZELER, 2018).

A regulação de tensão é facilitada por meio de ajuste de potência ativa e reativa, sendo realizada pelas funções de controle Volt-Var e Volt-Watt, mitigando as restrições que a tensão

causa sobre a rede de distribuição. Dito isso, é importante salientar que o método de controle Volt-Var pode atuar com prioridade VAr ou Watt. Logo, quando a função de controle atua priorizando a VAr, potência reativa é injetada através do inversor, limitando a saída de potência ativa. Tendo em vista a função Volt-Var com prioridade em Watt, sabe-se que esse método de controle só atua sobre a potência ativa. No entanto, operando em capacidade máxima, o inversor não fornecerá nenhum tipo controle. Dessa forma, para um método de controle nessa situação, somente a função Volt-Watt poderá reduzir a sobretensão do sistema (Koutenaei et al., 2022).

Para que o inversor trabalhe em conformidade com a rede de distribuição, algumas normas técnicas têm que ser seguidas. Uma delas é a NBR 16149 com a definição dos requisitos técnicos e procedimentos para a conexão de sistemas de microgeração distribuída a rede elétrica. Nessa norma é prescrito que quando uma potência ativa injetada na rede for maior que 20% da potência nominal do inversor, o sistema fotovoltaico deve ser capaz de operar dentro da faixa de fator de potência (FP) especificada pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL). Logo após uma mudança da potência ativa o inversor deve ajustar a saída de potência reativa para compensar FP predefinido. E todo esse processo é realizado através das funções de controle do inversor inteligente.

Trabalhos recentes aproveitam o *software OpenDSS*, como forma de implementação de sistemas com geração fotovoltaica em que o elemento *PVSystem* que representa o sistema fotovoltaico (Wanzeler, 2018). No entanto, para simplificar este trabalho, devido à imprevisibilidade da geração fotovoltaica e demanda de energia elétrica, será utilizado um modelo de programação estocástica, escrito na linguagem de modelagem AMPL (Fourer; Gay; Kernighan, 1990), o qual permitirá obter a definição dos *setpoints* dos inversores inteligentes. Além disso, na resolução deste problema é utilizado o fluxo de potência, responsável por mensurar a potência ativa e reativa injetada na rede, assim como as tensões nas barras. O modelo de otimização matemática ajudará a ajustar a função Volt-Watt de inversores inteligentes para sistemas de energia fotovoltaica em sistemas de distribuição de energia considerando as variações estocásticas da irradiação solar.

1.1. Aumento da geração distribuída

A partir da revolução industrial, houve um grande aumento na emissão de gases do efeito estufa, sendo o dióxido de carbono (CO₂) o principal. Dentre todas as atividades humanas, a queima de combustível fósseis para geração de energia é tida como mais agravante para o

aumento constante da temperatura do mundo (Caminati, 2024). A partir disso, a busca por energias renováveis se tornou cada vez mais pautada entre as grandes nações. Segundo a Agência Internacional de Energia Renovável (IRENA, na sigla em inglês) em 2023 a capacidade de energias renováveis globalmente passou a ser 3870 GW, com um alcance total de 470 GW nesse ano. Um levantamento feito pelo Laboratório Nacional de Energia Renovável (NREL) e o Departamento de Energia (DOE) dos Estados Unidos estima que dentre esses 470 GW cerca de 350 GW são provindos de energia fotovoltaica. Além disso, há uma estimativa de aumento de no mínimo 9% ao ano na energia solar em todo mundo (Hein, 2024).

A constante procura na diminuição do CO₂ pelas nações e por energia limpa, fez com que os países busquem cada vez mais a sustentabilidade. O Brasil encerrou 2023 na 6ª colocação mundial, chegando a 37 GW de capacidade instalada, na produção de energia fotovoltaica. Atualmente em 2024, o mercado já supera 40 GW, sendo 27,9 GW de geração distribuída e 12,8 GW centralizada (Casarin, 2024). Tendo em vista esses números, é notável que ao passar dos anos há uma grande crescente na minigeração e na microgeração de energia fotovoltaica pelo Brasil.

Esse crescimento das DERs, em específico dos sistemas de energia fotovoltaicos, que são inseridos na rede de distribuição, promovido por vários mecanismos de incentivos e baixo custo para aquisição, causam impactos diretos na rede de distribuição, como o aumento de tensão, qualidade de energia e proteção. Além disso, há a consequência de que esses problemas impeçam novos SFs sobre a rede (FREITAS, 2022).

1.2. Consequências na rede de distribuição

Segundo (Nascimento et al., 2019), independentemente do tamanho do sistema de distribuição, as perdas elétricas são inevitáveis, sendo elas divididas em Perdas Técnicas (PT), que englobam todas as perdas pela lei de Joule e as Perdas Não Técnicas (PNT), que incluem erros de medições e furto de energia. A solução das PT pode impactar diretamente ao usuário, pois devido a isso, tarifas a mais são colocadas para o cliente final. Com isso, é colocada em questão a geração distribuída, onde até um certo nível de inserção nas redes de distribuição tem um aspecto favorável para diminuição dessas perdas.

Além disso, conforme (Hung; Mithulananthan, 2011) há também o interesse das concessionárias para redução dessas perdas, pois as perdas ocasionam um aumento na geração, o que encarece a aquisição ou a produção de energia elétrica. Há também, o aumento das

correntes de carga em componentes do sistema, levando a concessionária a ter um custo maior nos equipamentos de proteção da rede elétrica. Logo, minimizando as perdas é previsto um aumento na capacidade de energia, diminuição da escassez de eletricidade e economia energética.

De acordo com (Hou, 2018) a geração distribuída se resume quase completamente ao uso de módulos fotovoltaicos para converter radiação solar em energia elétrica, ou seja, se resume em sistemas fotovoltaicos, que por sua vez resolve de forma eficaz o problema de perdas de energia no processo de elevação de tensão e transporte a longas distâncias. No entanto, a conexão de um grande número de SF a rede de distribuição de baixa tensão gera impactos significativos na segurança da rede e na qualidade de energia.

Para (Khani; El-Taweel; Farag, 2018) toda essa instabilidade, levando em consideração a grande penetração de SF na rede de distribuição, se dá pela natureza intermitente da geração fotovoltaica. Além disso, o fluxo reverso que é inserido na rede ocasiona sobrecarga nos transformadores, aumento da tensão e mau funcionamento nos dispositivos de proteção.

Segundo (Majeed; Nwulu, 2023), devido a todo impacto, que a alta inserção de geradores fotovoltaicos na rede de distribuição, existe a necessidade de um estudo técnico para formalizar se a rede em que será instalado o SF suportará todas as adversidades provocadas pela geração de energia fotovoltaica em grande escala. Em particular, não há um ponto de referência que indique um alto nível de penetração fotovoltaica; no entanto, é sugerido que uma inserção acima de 15% da carga total da rede já evidencia os impactos discutidos anteriormente.

De acordo com (Babacan; Torre; Kleissl, 2016) uma solução viável para mitigar os impactos que a geração distribuída causa nas redes de distribuição seria o Sistema de Armazenamento de Energias em Baterias (BESS). Dessa forma, é revelado que os BESS podem ter a função de minimizar as perdas de energia permitindo o armazenamento localizado e mitigando as sobretensões. Entretanto, o custo elevado dessa tecnologia limita sua adoção massiva.

Conforme (Mulenga; Bollen; Etherden, 2020) o aumento da inserção dos SFs passa por três estágios. No primeiro estágio, com baixa ou média penetração, consumo local é maior que a geração de energia fotovoltaica, provocando apenas pequenos efeitos adversos na rede de distribuição. No segundo estágio, quando a produção começa a exceder ao consumo local há períodos com injeção de potência líquida na rede. É nesse estágio que os efeitos mais graves começam a aparecer. No último estágio, a produção excede totalmente o consumo de energia.

Nesse contexto, ocorrem efeitos de sobretensões e aquecimento, que comprometem a capacidade de hospedagem da rede de distribuição.

Para (Moondee; Srirattanawichaikul, 2019) uma das formas mais eficazes de controlar o aumento de tensão no ponto de acoplamento do sistema fotovoltaico e a rede de distribuição, é através do controle da gestão da potência reativa. Quando a tensão aumenta, ocorre a absorção de potência reativa, caso a tensão diminua, há a injeção de potência reativa na rede. E tudo isso é feito através dos novos inversores inteligentes.

1.3. Inversores Inteligentes

Conforme a crescente inserção de SFs nas redes de distribuição, houve a necessidade da evolução dos inversores, dessa forma surgiram os inversores inteligentes, que por sua vez trazem novas funcionalidades como Volt-Var, Volt-Watt, entre outras. Apesar desses métodos de controle, o inversor não tem a função de se adaptar automaticamente, logo, há a necessidade de os técnicos programá-los para operar em situações específicas (Freitas, 2022).

Segundo (Lau et al., 2016) na regulação de tensão utilizando o transformador com Comutador de Derivação em Carga (CDC), duas situações foram estudadas – dias ensolarados e dias nublados. Nos dias nublados as operações de taps ocorrem mais de 1,5 vezes comparado a dias ensolarados. Logo, a intermitência da geração de energia fotovoltaica junto com a sua maior inserção nas redes de distribuição, provoca um maior desgaste dos transformadores e também flutuação da tensão na rede elétrica.

De acordo com (Howlader et al., 2021) o inversor inteligente tem como finalidade executar funcionalidades avançadas como o controle Volt-Var, Volt-Wat, Frequência-Watt e controle de redução de energia. Tais tipos de controle permitem a regulação de tensão e frequência em uma rede elétrica de distribuição.

Como já foi dito anteriormente, o grande aumento de sistemas fotovoltaicos na rede gera uma série de impactos negativos. Além disso, há também o fato da diminuição da capacidade de hospedagem na linha de distribuição. Segundo (Varma; Singh, 2020) os inversores inteligentes com funções de controle permitem com que haja um aumento da capacidade de hospedagem na rede elétrica, ou seja, permite o aumento da geração distribuída em toda rede.

Para (DSouza; Baran; Ravi, 2022) os inversores inteligentes podem oferecer três benefícios para rede de distribuição como a mitigação dos problemas que a alta penetração de sistemas

fotovoltaicos na rede elétrica, a redução dos impactos de reguladores de tensão e por fim, a redução da perda de potência.

2. OBJETIVOS

Este trabalho de graduação tem como objetivo formular uma modelagem de programação estocástica com o intuito de otimizar a função de controle Volt-Watt de inversores inteligentes de sistemas fotovoltaicos em redes de distribuição.

3. FORMULAÇÃO MATEMÁTICA DA FUNÇÃO DE CONTROLE VOLT-WATT

Para a formulação matemática da função de controle Volt-Watt do fluxo de potência, a princípio, discute-se a definição do sistema elétrico de potência e do próprio fluxo de potência. Em seguida, é definida a modelagem matemática da função de controle e, por fim, a modelagem matemática sobre o fluxo de potência.

3.1. Sistema elétrico de potência

O sistema elétrico de potência (SEP) consiste em toda a condução de energia elétrica envolvendo a geração, transmissão, distribuição e consumo de energia. O aumento de demanda de energia elétrica faz com que os SEP atuem nos limites de sua capacidade. O funcionamento ideal do sistema implica na boa operação do balanço geração-carga, as barras operando em suas tensões nominais e os geradores trabalhando dentro do seu limite de potência ativa e reativa. O estudo do SEP neste trabalho será realizado através do problema de fluxo de potência (Monticelli, 1983).

A função principal de um SEP é o fornecimento de energia aos usuários, grandes ou pequenos, no momento que for solicitada e com qualidade adequada. Para isso, os seguintes parâmetros devem ser obedecidos:

- Continuidade: energia elétrica sempre disponível ao consumidor;
- Conformidade: fornecimento de energia deve obedecer aos padrões;
- Flexibilidade: adaptação às mudanças contínuas de topologia;
- Segurança: fornecimento de energia elétrica não deve causar riscos aos consumidores;
- Manutenção: em caso de contingências o sistema deve voltar à operação o mais rápido possível.

3.2. Fluxo de potência

O fluxo de potência é um problema matemático que calcula a magnitude e a fase da tensão em uma barra de um SEP balanceado, trifásico e em regime estacionário. Seu intuito é a determinação do estado da rede, para isso, na sua determinação é utilizado equações e inequações algébricas, mostrando um problema com modelagem estática. Esse tipo de modelagem mostra que a variação com o tempo é extremamente lenta, sendo possível ignorar

os efeitos transitórios. A representação do fluxo de potência, será dado por (1) e (2), sendo a potência ativa e reativa injetadas em uma barra do sistema, respectivamente.

$$P_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \cos \theta_{km} + B_{km} \sin \theta_{km}) \quad (1)$$

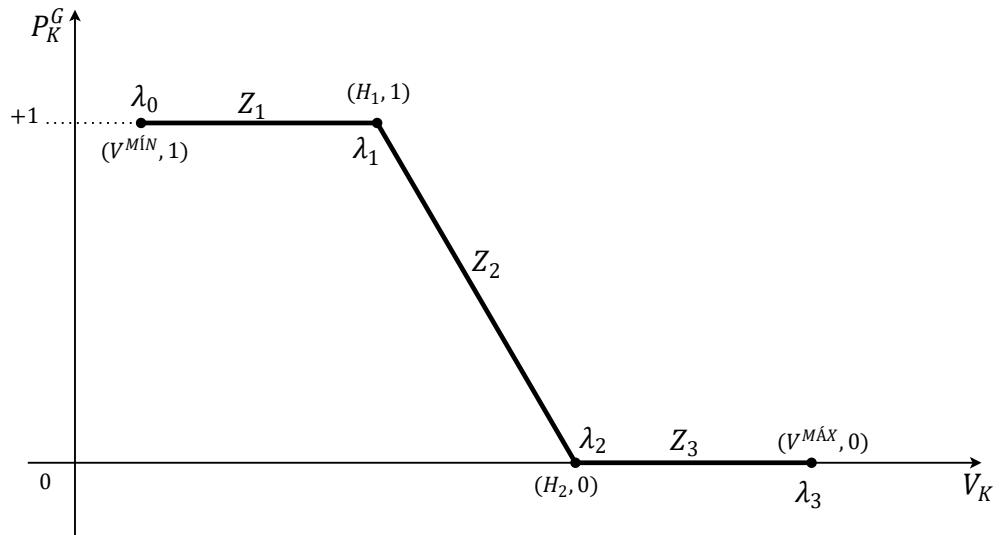
$$Q_k = V_k \sum_{m=1}^n V_m (G_{km} \sin \theta_{km} - B_{km} \cos \theta_{km}) \quad (2)$$

3.3. Modelagem matemática da função de controle

A função de controle, Volt-Watt do inversor é utilizada para reduzir a injeção de potência ativa na rede de distribuição, logo esse método visa manter o nível de tensão no terminal do sistema dentre os limites pré-definidos, limitando a capacidade de geração do sistema conforme os níveis de tensão. Essa função de controle está definida de (3)–(19), nela já está sendo considerado o índice de horas i e o índice dos diferentes cenários c , que será examinada a seguir.

A representação da função Volt-Watt aplicado a inversores inteligentes conectados a sistemas de distribuição é definida através da Figura 1. Nessa ilustração, o ponto chave seria entender que a partir da combinação convexa de duas variáveis λ_{kh} , sendo dado os valores de H_h , é considerado a tensão V_k de entrada, e a partir disso encontra-se o valor de saída da potência ativa gerada. A variável binária Z_h representa os segmentos de reta da curva.

Figura 1 - Curva de operação do controle Volt-Watt.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

$$P_{s,i,c}^G = \sum_{h=0}^3 F_{s,h,c} \lambda_{s,i,h,c} \quad (3)$$

$$F_{s,0,c} = 1 \quad (4)$$

$$F_{s,1,c} = 1 \quad (5)$$

$$F_{s,2,c} = 0 \quad (6)$$

$$F_{s,3,c} = 0 \quad (7)$$

$$V_{s,i,c} = \sum_{h=0}^3 H_{s,h,c} \lambda_{s,i,h,c} \quad (8)$$

$$H_{k,0,c} = V^{MÍN} \quad (9)$$

$$H_{k,3,c} = V^{MÁX} \quad (10)$$

$$V^{MÍN} \leq H_{k,0,c} \quad (11)$$

$$H_{k,0,c} \leq H_{k,1,c} \quad (12)$$

$$H_{k,1,c} \leq H_{k,2,c} \quad (13)$$

$$H_{k,2,c} \leq V^{MÁX} \quad (14)$$

$$\lambda_{s,i,0,c} \leq Z_{s,i,1,c} \quad (15)$$

$$\lambda_{s,i,3,c} \leq Z_{s,i,3,c} \quad (16)$$

$$\sum_{h=0}^3 \lambda_{s,i,h,c} = 1 \quad (17)$$

$$\sum_{h=0}^3 Z_{s,i,h,c} = 1 \quad (18)$$

$$\lambda_{s,i,h,c} \leq Z_{s,i,h,c} + Z_{s,i,h+1,c} \quad \forall h \in 0 \dots 3 \quad (19)$$

A equação (3) representa a potência ativa gerada pelo SF, em termos do parâmetro $F_{s,h,c}$, associado à curva de controle Volt-Watt do inversor, onde s é o índice de geradores, h os nós da curva e c os cenários estudados. Essa curva é representada por (4)–(7) por meio da combinação convexa das variáveis $\lambda_{s,i,h,c}$, associada a geração, as horas do dia, os nós da curva e os diferentes cenários, permitindo identificar a potência gerada $P_{s,i,c}^G$, em função da geração fotovoltaica, os horários do dia e os cenários analisados, de acordo com a tensão no inversor $V_{s,i,c}$, referente aos barramentos de geração, o horário de análise e o cenário. Assim, a equação (8) relaciona a tensão $V_{s,i,c}$, que representa a tensão nos barramentos, junto com (9) e (10) que definem os limites da tensão. Nas equações (11)–(14), tem-se $H_{k,h,c}$, que seria os pontos de interesse da curva Volt-Watt, para os diferentes barramentos k , os nós da curva e os cenários, faz a representação do valor de $V_{s,i,c}$.

As restrições (15) e (16) determinam os limites dos pontos de $\lambda_{s,i,0,c}$, no ponto $h = 0$, sobre o segmento $Z_{s,i,1,c}$, segmento em função da geração, da hora, representando o primeiro segmento da curva, para diferentes cenários e de $\lambda_{s,i,3,c}$, no ponto $h = 3$, sobre $Z_{s,i,3,c}$, terceiro segmento da curva Volt-Watt, respectivamente. De (17) e (18) tem-se que a soma de $\lambda_{s,i,h,c}$ e $Z_{s,i,h,c}$ seja igual a 1, logo seus valores sempre serão positivos, no qual $Z_{s,i,h,c}$ será uma variável binária associada a segmentos diferentes da curva Volt-Watt.

Por fim, a restrição (19) determina quais $\lambda_{s,i,h,c}$ serão ativos conforme o segmento definido pelas variáveis $Z_{s,i,h,c}$. Dessa forma, evita que mais de um $\lambda_{s,i,h,c}$ esteja ativo ao mesmo tempo.

3.4. Modelagem matemática da função de controle sobre o fluxo de potência

Tendo como finalidade o ajuste da curva Volt-Watt dos inversores inteligentes, e já analisando as equações levando em consideração os horários do dia e diferentes cenários, a função objetivo do sistema minimiza a geração da potência ativa na subestação, o que corresponde a maximizar a geração fotovoltaica de potência, como demonstrando em (20). As restrições (21)–(25) representam a operação do sistema de distribuição em regime permanente.

$$\text{minimizar} \sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^{Hr} \sum_{c=1}^C P_{k,i,c}^G P_c^R \quad (20)$$

sujeito a:

$$V_{k,i,c} \sum_{m \in N} V_{m,i,c} [G_{km} \cos(\theta_{km,i,c}) + B_{km} \sin(\theta_{km,i,c})] = P_{k,i,c}^G - P_k^D f_i^D, \quad (21)$$

$$V_{k,i,c} \sum_{m \in N} V_{m,i,c} [G_{km} \sin(\theta_{km,i,c}) - B_{km} \cos(\theta_{km,i,c})] = Q_{k,i,c}^G - Q_k^D f_i^D \quad (22)$$

$$P_{s,i,c}^G = P_s^{MAX} f_{i,c}^M \sum_{h=0}^3 F_{s,h,c} \lambda_{s,i,h,c}, \quad \forall s \in Gen | s \neq Slack \quad (23)$$

$$-Q_s^{MAX} \leq Q_{s,i,c}^G \leq Q_s^{MAX} \quad (24)$$

$$V^{MIN} \leq V_{k,i,c} \leq V^{MAX} \quad (25)$$

$$\text{minimizar} \sum_{k=1}^N \sum_{i=1}^{Hr} \sum_{c=1}^C P_{k,i,c}^G P_c^R - \sum_{s=15}^{Gen} \sum_{h=0}^3 \sum_{c=1}^C H_{s,h,c} P_c^R \quad (26)$$

Na equação (20) é representada a função objetivo, na qual será minimizada a geração de potência ativa na subestação. Nela se encontra, a soma de $P_{k,i,c}^G$ que multiplica P_c^R , o primeiro termo representa a potência gerada na subestação, sobre o barramento k , o índice i o horário

correspondente e o índice c o cenário que está sendo analisado; o segundo representa o parâmetro de probabilidade do cenário analisado.

A restrição (21) trata-se do balanço da potência ativa, sendo $V_{k,i,c}$ a tensão sobre a barra k e função do índice horário i e dos cenários c , $V_{m,i,c}$ a tensão sobre a barra m também em função de i e c , G_{km} a condutância em função da barra k e da barra m , $\theta_{km,i,c}$ o ângulo entre a barra k e a barra m em função de i e c , B_{km} a susceptância em função da barra k e a barra m , $P_{k,i,c}^G$ a potência gerada sobre a barra k , em determinado horário i , para um cenário c , $P_{k,i,c}^D$ a potência demandada sobre a barra k , em função de i e para um dos cenários c e f_i^D o fator de demanda de carga dado por um horário i .

Em seguida, na restrição (22), tem-se o balanço da potência reativa, nela também se encontra $V_{k,i,c}$, $V_{m,i,c}$, G_{km} , B_{km} , $\theta_{km,i,c}$ e f_i^D , que foram descritos anteriormente, além disso, a expressão ainda conta com $Q_{k,i,c}^G$ que se trata da potência reativa gerada na barra k no horário i e Q_k^D sendo a potência reativa demanda na barra k .

Na restrição (23) é retratada uma geração máxima na potência ativa. $P_{s,ic}^G$ representa um gerador em um conjunto de geração s , para um horário i e um dos cenários c e P_s^{MAX} a geração máxima dada por s . O parâmetro $f_{i,c}^M$ trata-se do fator de irradiação para certa hora i em determinado cenário c , o somatório em seguida retrata a equação (3). Slack se trata da barra de referência do sistema de potência estudado.

Por sua vez, a restrição (24), determina os limites máximos de potência reativa do sistema, Q_s^G é a potência gerada sobre s e Q_s^{MAX} é a potência reativa máxima do gerador s .

Na restrição (25) $V_{k,i,c}$ é a tensão no barramento k em função da hora i e do cenário c , V^{MIN} a tensão mínima do sistema e V^{MAX} a tensão máxima, dessa forma esse termo representa os limites de tensão do sistema estudado.

Por fim, tem-se (26) que por sua vez foi implementado como uma segunda alternativa para função objetivo, nele além de (20) há o acréscimo de uma subtração da somatória dos valores de $H_{s,h,c}$ multiplicado por P_c^R , com o intuito de aumentar o valor de $H_{s,h,c}$ na solução final e aumentar a geração fotovoltaica.

4. RESULTADOS

Para obtenção dos resultados, dividiu-se o teste da função de controle Volt-Watt em quatro partes, o primeiro foi baseado na obtenção da curva Volt-Watt, cujos pontos foram mudados manualmente com o intuito de estudar seu comportamento. O segundo teste foi uma análise na rede de distribuição IEEE de 33 barras com geradores fotovoltaicos, mas sem nenhum tipo de controle sobre ele. Em seguida, o próximo teste se baseou no mesmo sistema de distribuição do segundo, no entanto com um sistema de controle sobre os geradores, com o propósito de obter os pontos ótimos da curva Volt-Watt. Por fim, o último teste retratou o sistema de controle Volt-Watt sobre os geradores, como no teste anterior, mas agora com vários cenários de irradiação diferentes, primeiro usou-se a função objetivo (20) e depois a (26), que consta com um termo adicional que faz com que H_1 e H_2 tendam para o maior valor possível,

As análises feitas foram utilizando o software AMPL junto com o solver Knitro, o computador utilizado para os testes tem um processador Intel Core i5 de sétima geração. O primeiro teste, sobre a obtenção da curva foi obtido em milésimos de segundo. O segundo teste, que analisou a rede de distribuição sem nenhum controle, foi dado em 2 segundos. O teste que retrata o sistema 33 barras com a função de controle apenas para um cenário de irradiação, demorou 1 minuto e 20 segundos para ser resolvido. E por último, o teste com 3 cenários diferentes, teve um tempo de 1 minuto e 46 segundos para ser resolvido.

4.1. Análise da função de controle

Neste teste, a curva analisada é a curva de controle Volt-Watt, representada anteriormente na Figura 1. O objetivo é entender o comportamento da curva para alguns valores previamente fixados de H_1 e H_2 , levando em consideração diferentes valores de tensão V . Para isso, definiu-se a tensão mínima e máxima, $V^{MIN} = 0,90$ p.u. e $V^{MAX} = 1,20$ p.u., respectivamente, $H_0 = 0,95$ p.u. e $H_3 = 1,15$ p.u.

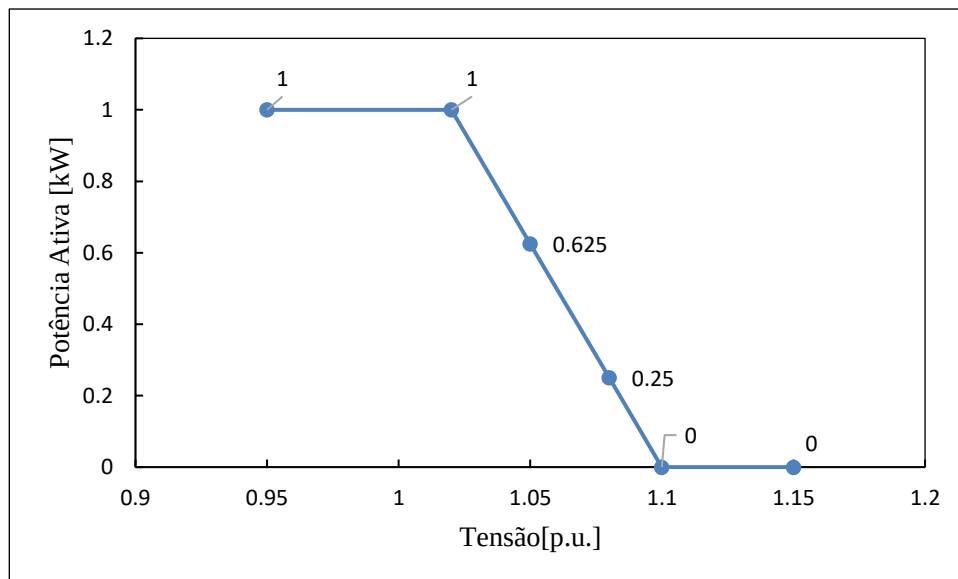
A princípio, fixou-se $H_1 = 1,02$ p.u. e $H_2 = 1,10$ p.u. e variou-se o valor de V . Os valores foram representados na Tabela 1.

Tabela 1 - Curva Volt-Watt para $H_1 = 1,02$ p.u. e $H_2 = 1,10$ p.u.

H_1	H_2	V	Z_h	P_K^G	λ_0	λ_1	λ_2	λ_3
1,02	1,10	0,95	$Z_1 = 1$	1	1	0	0	0
1,02	1,10	1,02	$Z_1 = 1$	1	0	1	0	0
1,02	1,10	1,05	$Z_2 = 1$	0,625	0	0,625	0,375	0
1,02	1,10	1,08	$Z_2 = 1$	0,25	0	0,25	0,75	0
1,02	1,10	1,10	$Z_3 = 1$	0	0	0	1	0
1,02	1,10	1,15	$Z_3 = 1$	0	0	0	0	1

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A partir disso, obteve-se a curva da Figura 2. Por ser visto que quando V se aproxima a H_1 , a potência ativa tende a 1, por outro lado quando V se aproxima de H_2 , P_K^G tende a 0. Logo, para $V = 1,05$ p.u, tendo em vista $H_1 = 1,02$ p.u, $P_K^G = 0,625$ p.u. No entanto, quando $V = 1,08$ p.u, se distanciando de H_1 e se aproximando de $H_2 = 1,10$ p.u, $P_K^G = 0,25$ kW um valor mais próximo de 0. A variável λ_h , tem um comportamento parecido, quando a tensão se encontra no segmento Z_2 , por exemplo, quanto mais V cresce, λ_1 tende a diminuir e λ_2 tende a aumentar.

Figura 2 - Curva Volt-Watt $H_1 = 1,02$ p.u. e $H_2 = 1,10$ p.u.

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Para um segundo teste, mudou-se H_1 e H_2 , de forma a distanciar seus valores, logo $H_1 = 0,97$ p.u e $H_2 = 1,12$ p.u, dessa forma com uma pequena variação do valor de V obteve-se a Tabela 2.

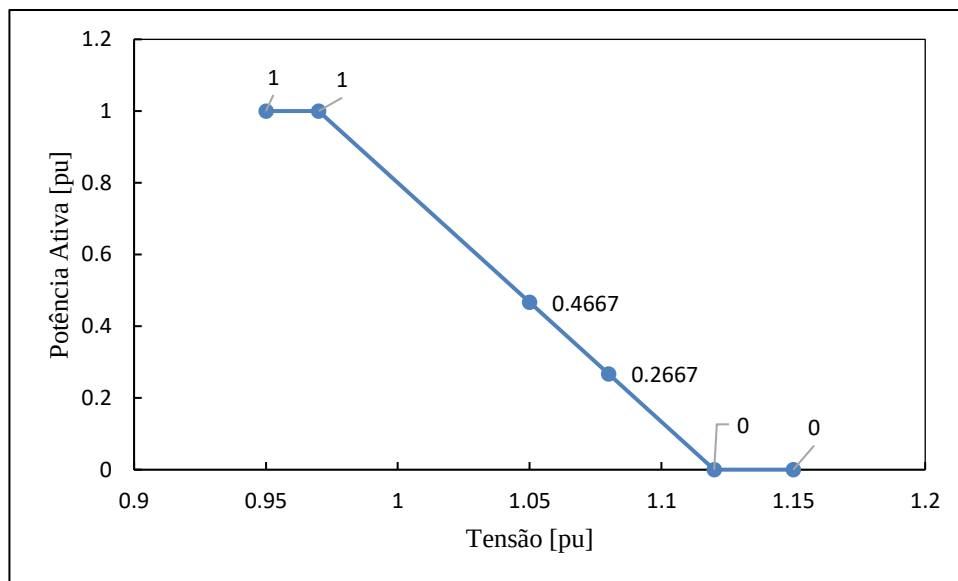
Tabela 2 - Curva Volt-Watt para $H_1 = 0,97$ p.u. e $H_2 = 1,12$ p.u.

H_1	H_2	V	Z_h	P_K^G	λ_0	λ_1	λ_2	λ_3
0,97	1,12	0,95	$Z_1 = 1$	1	1	0	0	0
0,97	1,12	0,97	$Z_1 = 1$	1	0	1	0	0
0,97	1,12	1,05	$Z_2 = 1$	0,4667	0	0,4667	0,5333	0
0,97	1,12	1,08	$Z_2 = 1$	0,2667	0	0,2667	0,7333	0
0,97	1,12	1,12	$Z_3 = 1$	0	0	0	1	0
0,97	1,12	1,15	$Z_3 = 1$	0	0	0	0	1

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Pela Tabela 2, é possível observar, como já era esperado, que devido a mudança de H_1 e H_2 , houve uma maior inclinação da curva Volt-Watt. E consequentemente, para $V = 1,05$ p.u. obteve-se $P_K^G = 0,4667$ kW, um valor abaixo do encontrado na Tabela 1, o mesmo ocorreu para $V = 1,08$ p.u., com $P_K^G = 0,2667$ kW, a Figura 3 ilustra isso.

Figura 3 - Curva Volt-Watt para $H_1 = 0,97$ p.u. e $H_2 = 1,12$ p.u.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Com os resultados obtidos, fica notável que quando a tensão V_K se aproxima do valor de H_1 a potência ativa P_K^G tende a 1, mantendo as variáveis λ_1 e λ_2 ativas, sendo que neste momento a tensão estaria no segmento Z_2 . Se V_K tiver o mesmo valor de H_1 a potência gerada se torna 1 e a tensão passa para o segmento Z_1 , e apenas λ_1 está ativa. A partir do momento em que V_K é menor que H_1 , a tensão permanecerá em Z_1 e as variáveis λ_0 e λ_1 ficarão ativas, logo tem-se:

$$V \geq H_1 \quad (27)$$

Por outro lado, quando V_K se aproxima de H_2 , P_K^G tende cada vez mais a zero, no qual a tensão ainda se mantém em Z_2 , logo λ_1 e λ_2 ficam ativas. Para V_K com o mesmo valor de H_2 , P_K^G se torna zero, a tensão passa para Z_3 e apenas λ_3 fica ativa. Por fim, quando V_K é menor que H_2 , a tensão V_K permanece em Z_3 , no entanto as variáveis λ_2 e λ_3 se tornam ativas. Assim:

$$V_K \leq H_2 \quad (28)$$

Os valores testados das variáveis descritas estão expressos na Tabela 1. É importante ressaltar que para (27) e (28) sejam verdadeiras, (29) também tem que ser verdade.

$$H_1 \leq H_2 \quad (29)$$

A combinação convexa de duas variáveis λ_h permite representar tensão em um intervalo segmento específico da curva Volt-Watt, além disso levando em consideração um inversor de frequência, ela não permite uma mudança brusca na tensão e na potência ativa gerada. Já as variáveis Z_h , como dito anteriormente, são os segmentos de reta da curva estudada, sendo ela uma variável binária, logo tem-se:

Para $Z_1 = 1$

$$P_k^G = 1 \quad (30)$$

Para $Z_2 = 1$

$$P_k^G = \sum_{h=0}^3 F_h \lambda_{kh} \quad (31)$$

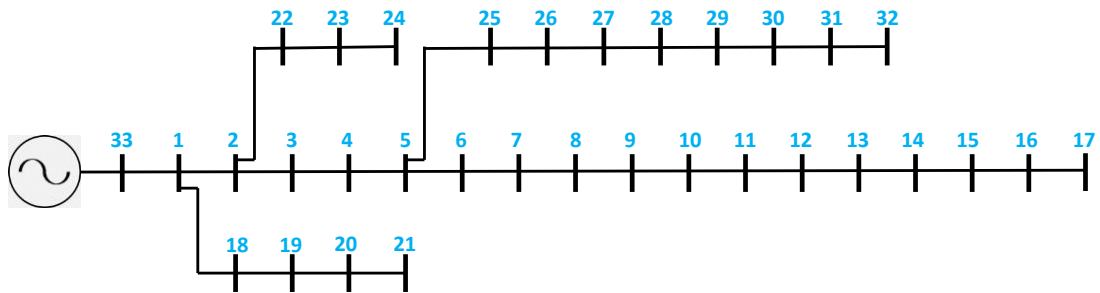
Para $Z_3 = 1$

$$P_k^G = 0 \quad (32)$$

4.2. O sistema de 33 barras

Para realização dos próximos testes levou-se em consideração o sistema de 33 barras do IEEE, no qual a barra 33 é tida como a slack, a partir da qual toda a rede é energizada e as outras 32 barras como ramos. A tensão base adotada foi de $12,66kV$. Sua estrutura é uma rede radial, não contendo malhas fechadas (Watitwa; Awodele, 2020), como ilustrado na Figura 4.

Figura 4 - Sistema de 33 barras



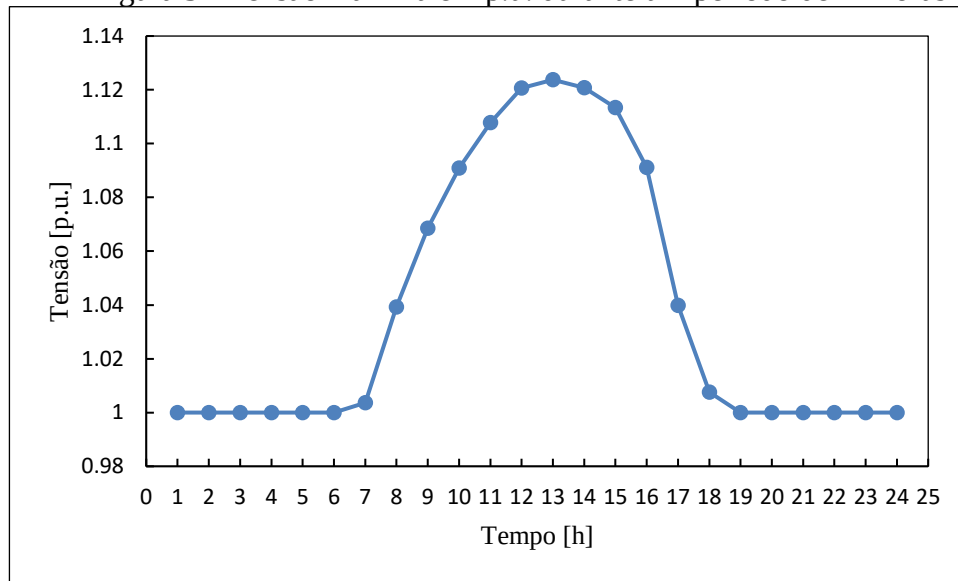
Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

4.3. Análise do sistema de 33 barras sem controle Volt-Watt

Para análise dos dados, foi considerado o sistema de 33 barras descrito acima, nesse teste verificou-se como o sistema se comporta quando existe geradores sobre o mesmo e não há um controle na geração de energia fotovoltaica. Os geradores foram inseridos nas barras 15, 20, 28 e 32, com um valor de geração de 2500 kVA cada, a tensão para esse sistema é $V^{MÁX} = 1,10$ p.u. e $V^{MÍN} = 0,90$ p.u.

A partir disso, foi aferido o comportamento do sistema durante um período de 24 horas, logo as tensões máximas encontradas estão descritas na Figura 5.

Figura 5 - Tensão máxima em p.u. durante um período de 24 horas



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Observando a Figura 5, é perceptível que a tensão começa a crescer a partir das 6 horas, das 10 horas em diante é onde se encontra o problema desse sistema, pois a tensão supera o valor máximo determinado de $V^{MÁX} = 1,10$ p.u. Isso ocorre devido ao fato de haver geradores fotovoltaicos na rede, sendo que os mesmos não trabalham com nenhuma forma de controle. Logo, isso pode ocasionar diversos problemas para a linha de distribuição, como aquecimento e perda na qualidade de energia.

4.4. Análise do sistema 33 barras com o controle Volt-Watt

Este teste se baseia na redução da geração no sistema de 33 barras. A análise tem como foco comparar essa redução no sistema sem controle e depois no sistema com o controle Volt-Watt. A princípio, considerou-se um cenário das 6 horas às 18 horas, horários onde ocorre a irradiação solar, as barras analisadas foram a 15, 20, 28 e 32, na qual se encontra os geradores fotovoltaicos, com uma geração de 2500 kVA. Na Tabela 3 encontra-se os valores obtidos.

Tabela 3 - Valores da geração de energia nas barras 15, 20, 28 e 32.

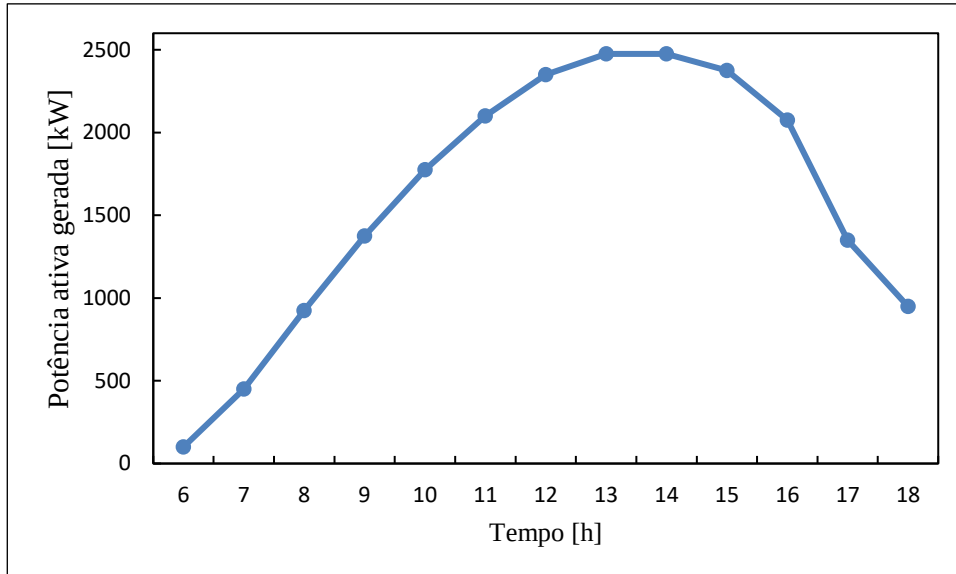
Horário	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Geração	100	450	925	1375	1775	2100	2350	2475	2475	2375	2075	1350	950

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Observando a Tabela 3, percebe-se que a geração é igual para todas as barras, isso ocorre devido ao fator de irradiação ser o mesmo e por não haver um controle sobre os barramentos

de geração, logo a produção de energia só mudará através da variação de irradiação. Para uma melhor análise, foi feito a curva de geração para esse sistema, que está descrito na Figura 6.

Figura 6 - Curva de geração para o sistema 33 barras sem o controle Volt-Watt.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Através da curva traçada na Figura 6, é interessante observar que em qualquer horário, mesmo no de maior irradiação solar como às 13 e 14 horas, não há diminuição nos valores geração, sendo gerado 2475kW, com um fator 99% de irradiação para ambas as horas.

Em seguida, analisou-se o sistema de 33 barras com o controle Volt-Watt ativo e com as barras de geração ainda em 15, 20, 28 e 32 com um valor de 2500kVA. A análise feita foi no mesmo período do teste anterior, das 6 às 18 horas. Os valores encontrados estão na Tabela 4.

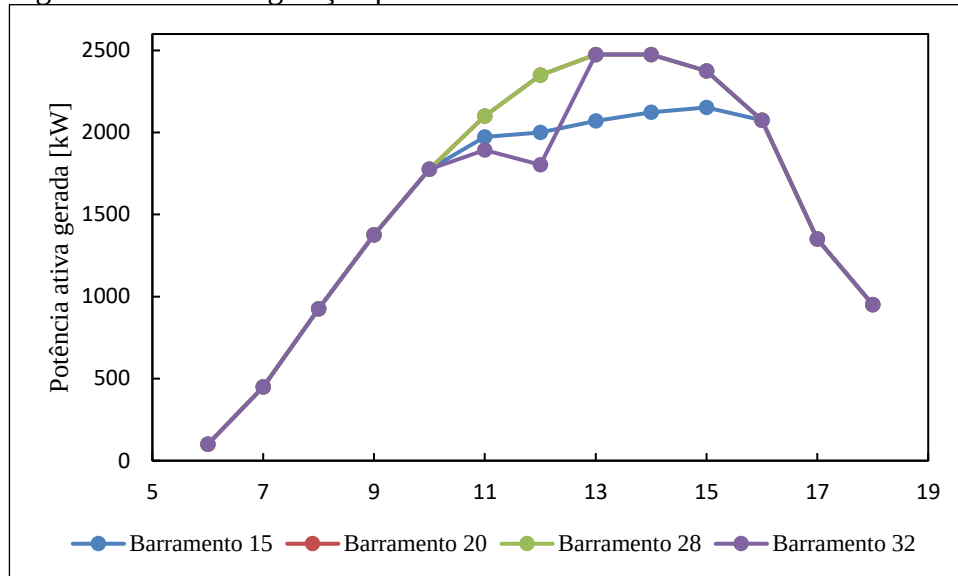
Tabela 4 - Geração para o sistema 33 barras com controle Volt-Watt.

Horário	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Barra 15	100	450	925	1375	1775	1973.08	2000.93	2071.29	2122.69	2152.6	2075	1350	950
Barra 20	100	450	925	1375	1775	2100	2350	2475	2475	2375	2075	1350	950
Barra 28	100	450	925	1375	1775	2100	2350	2475	2475	2375	2075	1350	950
Barra 32	100	450	925	1375	1775	1893.77	1802.29	2475	2475	2375	2075	1350	950

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Pela Tabela 4, é notável que os valores de geração em alguns horários mudam, diferente do que ocorre com o sistema de 33 barras sem o controle Volt-Watt, para melhor visualização da foi criado uma curva de geração e está expresso na Figura 7.

Figura 7 - Curva de geração para o sistema 33 barras com o controle Volt-Watt.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Através da Figura 7, fica evidente que a curva do barramento 32 diminui sua geração perto do ponto de maior irradiação solar, mas volta a crescer às 13 horas que é o horário onde a irradiação se intensifica. Porém, a barra 15 entre as 11 horas até após às 15 horas, tem sua geração em um valor próximo de 2000kW, e às 13 horas uma geração de 2071,29kW, esse fator ocorre pela atuação do modo de controle Volt-Watt, contribuindo para que não haja sobretensões na rede nos horários de maior irradiação solar. Para esse sistema, a maior diminuição ocorreu às 12 horas na barra 32, com um valor gerado de 1802,29kW, representando uma diminuição de 27,91%, valor bem mais expressivo.

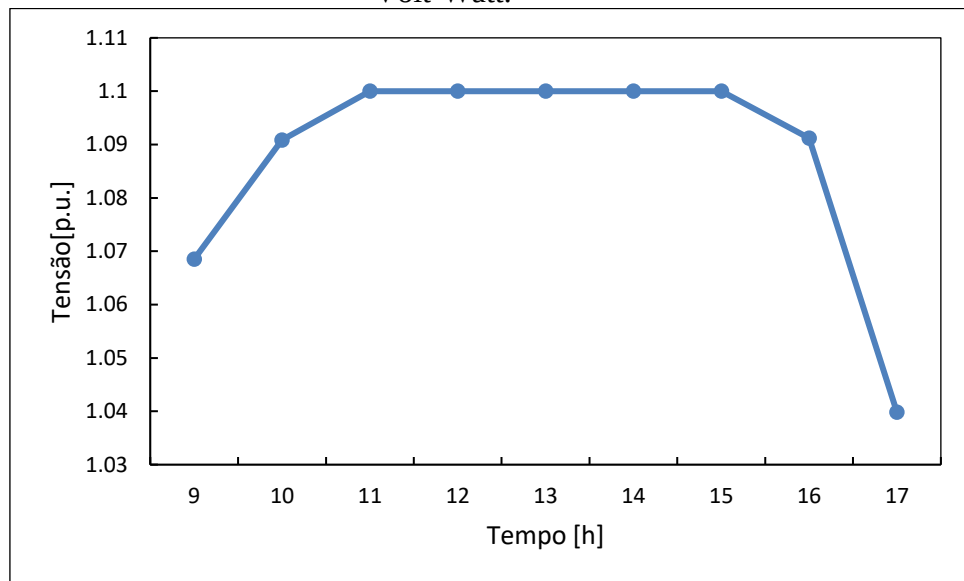
Tendo em vista o que foi dito, agora pela Figura 6, é visto que para todas as barras geradoras os valores de geração foram os mesmos, esse fator pode causar sérios problemas para a rede de distribuição, principalmente nos horários de maior produção de energia, pois a todo momento os geradores fotovoltaicos estão injetando potência ativa na rede, causando um fluxo reverso de potência e sobretensão nos barramentos.

Para o teste do sistema com o modo de controle Volt-Watt é interessante ter em mente os valores das variáveis de controle encontradas, nesse caso é $H_2 = 1,10$ p.u e H_1 tenderia para um valor muito próximo de 1,10 p.u, tendo em vista que $V^{MÁX} = 1,10$ p.u., para todos os

geradores fotovoltaicos. Logo, pode-se afirmar que o modo de controle está funcionando de forma ótima, pois a todo momento ele conduz a máxima geração de energia, mas sempre regulando a tensão no barramento para que essa produção não se exceda.

Por fim, foi feito uma análise levando em consideração os valores das tensões máximas do sistema 33 barras com o controle Volt-Watt das 9 às 17 horas. Os valores encontrados podem ser analisados através da Figura 8.

Figura 8 - Tensão máxima em p.u. das 9 às 17 horas para o sistema 33 barras com controle Volt-Watt.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

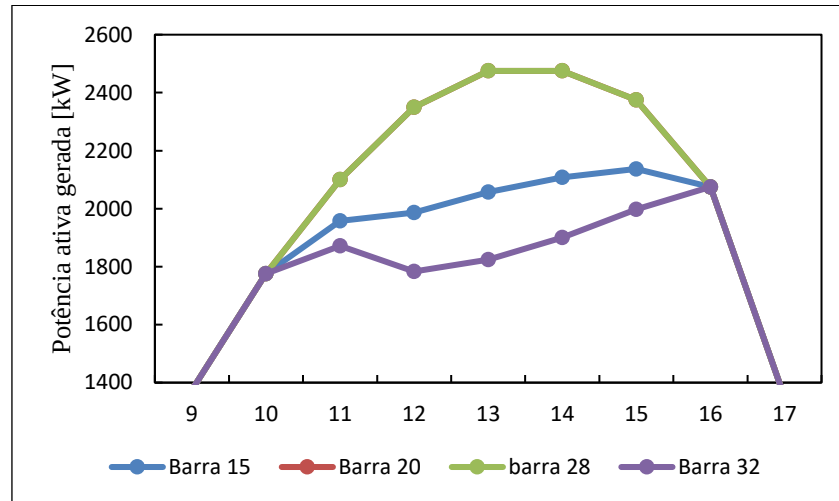
Na Figura 8, tem-se a máxima tensão sobre o sistema 33 barras com o modo de controle Volt-Watt no período das 9 às 17 horas, as maiores tensões são vistas no período das 11 horas até às 15 horas, com um valor de 1,0999 p.u., levando em consideração que $V^{MÁX} = 1,10$ p.u., é evidente que mesmo a tensão nos barramentos chegue muito próxima da tensão máxima esse valor não é ultrapassado, situação essa que não ocorre com o sistema sem o modo de controle, como foi visto anteriormente na Figura 5.

4.5. Análise da função de controle Volt-Watt para o sistema de 33 barras em cenários de irradiação diferentes

A princípio foi feito um teste usando a função objetivo sem a inclusão do termo de maximiza os valores de $H_{s,h,c}$, para facilitar o entendimento, levou-se em consideração horários de maior irradiação solar, que neste caso foi das 9 horas às 17 horas e também o sistema de 33 barras, com os geradores fotovoltaicos nas barras 15, 20, 28 e 32, com uma geração de

2500kVA para cada gerador. Os cenários foram divididos em 3 dias diferentes, que foi chamado de dia 1, 2 e 3. A tensão máxima e mínima, foram mantidas as mesmas das análises anteriores, $V^{MÍN} = 0,90$ p.u. e $V^{MÁX} = 1,10$ p.u. Dessa forma, para o dia 1, obteve-se a seguinte curva de geração, descrita na Figura 9.

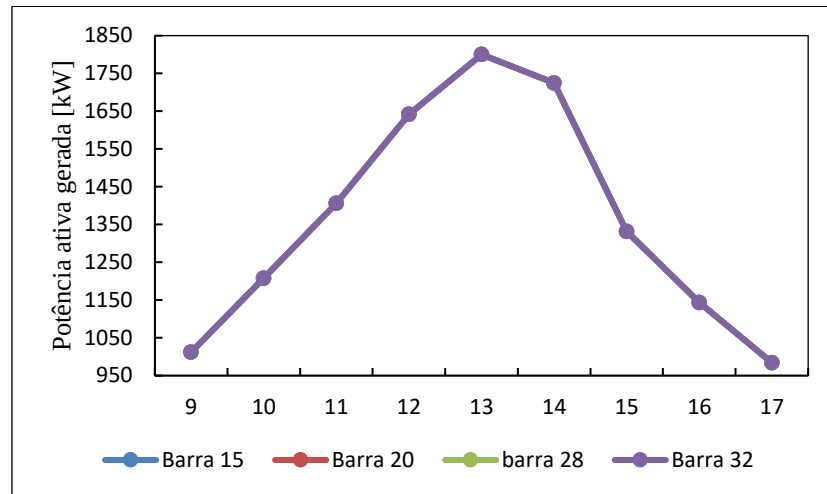
Figura 9 - Curva de geração do dia 1 para o sistema de 33 barras com geradores fotovoltaicos com a função de controle Volt-Watt.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Pela Figura 9, observa-se que para o dia 1 as barras 20 e 28 não sofreu uma diminuição na geração insignificante, em contrapartida as barras 28 e 32 tiveram uma redução mais intensa, chegando a 28,66% de diminuição de geração na barra 32 às 12 horas. No horário das 16 horas todos os geradores se igualam em suas gerações com um valor de 2075kW e posteriormente, como já previsto, diminuindo tal valor. Agora, a análise será feita para o dia 2, os valores obtidos estão contidos na Figura 10.

Figura 10 - Curva de geração para o dia 2 para o sistema de 33 barras com geradores fotovoltaicos com a função de controle Volt-Watt.

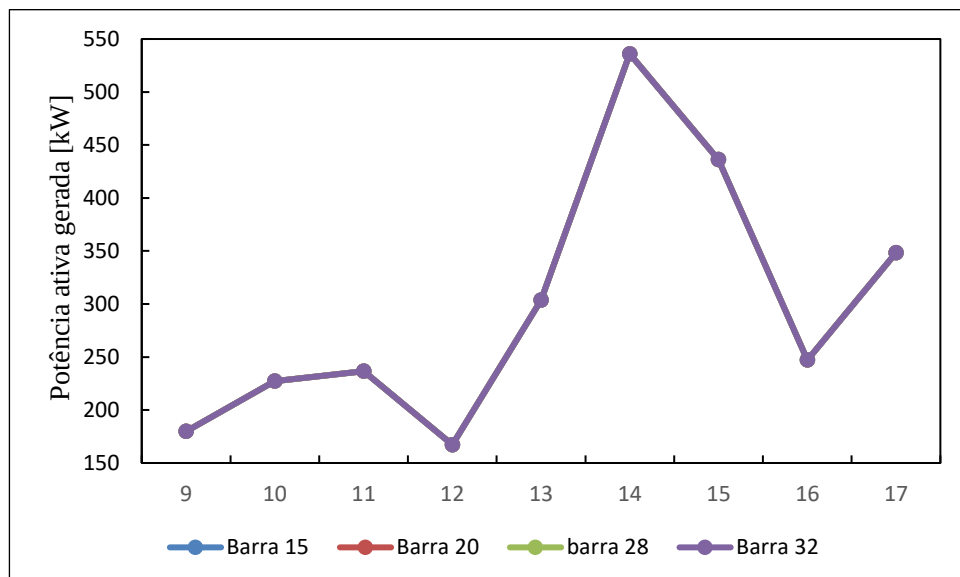


Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Observando a Figura 10, é nítido que a geração para as todas as barras no dia 2 foram a mesma, isso decorreu devido a uma irradiação solar menos intensa, comparada com o dia 1. Às 13 horas, horário de pico da irradiação a geração se manteve em 1800 kW, que quando comparado com o dia 1 representou quase o valor mínimo gerado que foi de 1783,57 kW.

Analisando o dia 3, obteve-se a curva que está na Figura 11.

Figura 11 - Curva de geração para o dia 3 para o sistema de 33 barras com geradores fotovoltaicos com a função de controle Volt-Watt.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

A Figura 11 mostra uma grande variação e baixa produção de potência ativa no dia 3, sendo que para o horário analisado a geração de energia foi a mesma para todos os geradores fotovoltaicos. Em horários de pico de geração, como às 12 e 13 horas, obteve-se valores muito abaixo do esperado visto que foi gerado 167,25 kW e 303,5 kW, respectivamente. Essa situação se pelo fato do dia 3 ser um dia atípico, com um possível cenário de chuva ou um dia nublado.

Nessa primeira análise, obteve-se diferentes valores de H_1 e H_2 , para os diferentes cenários analisados, estão descritos na Tabela 5.

Tabela 5 - Valores de H_1 e H_2 para função objetivo (20)

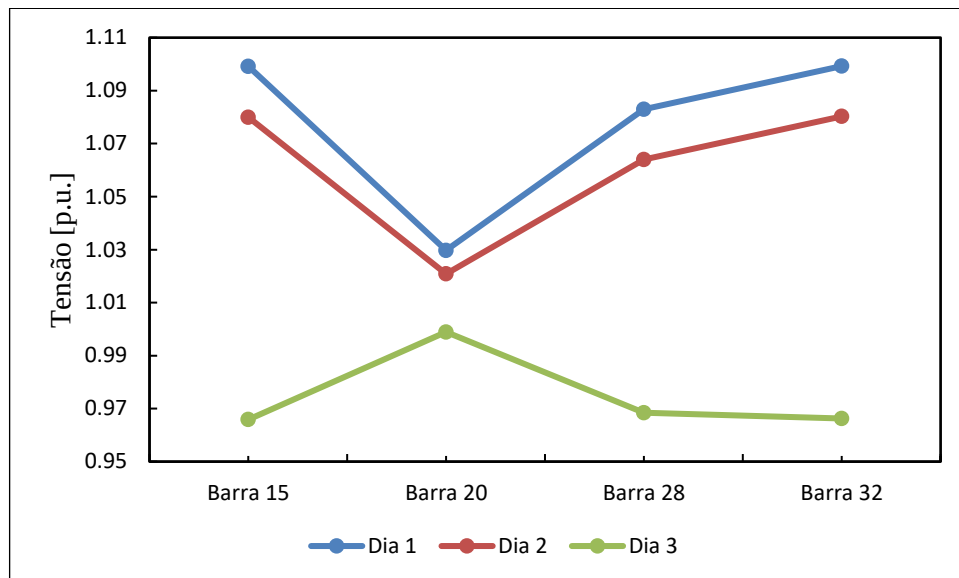
Barramento	Dia 1	Dia 2	Dia 3
Barra 15	$H_1 = 1,0990$ $H_2 = 1,1000$	$H_1 = 1,0939$ $H_2 = 1,0975$	$H_1 = 1,0291$ $H_2 = 1,0687$
Barra 20	$H_1 = 1,0823$ $H_2 = 1,0919$	$H_1 = 1,0772$ $H_2 = 1,0894$	$H_1 = 1,0654$ $H_2 = 1,0840$
Barra 28	$H_1 = 1,0964$ $H_2 = 1,0987$	$H_1 = 1,0902$ $H_2 = 1,0957$	$H_1 = 1,0321$ $H_2 = 1,0699$
Barra 32	$H_1 = 1,0990$ $H_2 = 1,1000$	$H_1 = 1,0940$ $H_2 = 1,0975$	$H_1 = 1,0297$ $H_2 = 1,0689$

Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Como pode ser visto na Tabela 5, para cada cenário e gerador, houve valores diferentes para H_1 e H_2 , apesar das curvas de geração se comportar de forma correta, esses diferentes valores não traz uma solução ótima, pois com o aumento de geradores fotovoltaicos sobre a linha de distribuição a tendência é que os valores de H_1 e H_2 cada vez cai mais, fazendo com que o controle Volt-Watt tão eficaz.

Com intuito de melhorar essa condição, foi incluído um termo a mais na equação (20), com a ideia de aumentar o valor de H_1 e H_2 ao seu valor máximo possível, logo obteve-se a equação (26). Foi feito o mesmo estudo anterior, e os gráficos obtidos foram idênticos, mas agora para os três cenários tem-se as seguintes variáveis de controle $H_1 = 1,990$ p.u. e $H_2 = 1,100$ p.u., levando isso em consideração, foi feito uma análise das tensões nos barramentos 15, 20, 28 e 32, que contém os geradores fotovoltaicos, no horário das 13 horas para o dia 1, 2 e 3, os dados obtidos estão descritos na Figura 12.

Figura 12 - Tensões nos barramentos com geradores fotovoltaicos para os 3 cenários analisados às 13 horas.



Fonte: Elaborado pelo próprio autor.

Observando a Figura 12 e levando em consideração $H_1=1,099$ p.u. e $H_2 = 1,100$ p.u., como dito anteriormente, a tensão nas barras 15 e 32, no dia 1, encontram-se entre estes dois valores, com uma tensão de 1,09917 p.u. e 1,09926 p.u., respectivamente. Logo, para este cenário e horário, os geradores nas barras 15 e 32 estão trabalhando de forma quase ideal, com um grande equilíbrio na injeção de potência ativa sobre a rede de distribuição, isso fica claro na Figura 9. Analisando a curva do dia 2, é visto que a tensão máxima foi obtida na barra 32, com um valor de 1,08028 p.u. valor menor que H_1 , dessa forma fica claro que a função Volt-Watt não diminuiu a potência do gerador. Por fim, como já esperado, no dia 3 há uma tensão máxima de 0,99892 p.u. valor bem abaixo para que a função de controle atue-se, mostrando mais uma vez um dia atípico.

A natureza estocástica da geração fotovoltaica, como mostra esses 3 diferentes cenários, mostra a necessidade de uma forma de controle sobre a produção de energia ativa, levando em consideração a grande variação que ocorre na irradiação solar. Sem um controle bem definido, as sobretensões nos barramentos podem causar diversos problemas para a rede de distribuição, logo fica claro que com este teste final, o modelo estabelecido se comporta de forma eficaz, reduzindo a injeção de energia na rede nos momentos de maior irradiação.

5. CONCLUSÃO

Levando em consideração o grande aumento da geração distribuída e tendo como objetivo melhorar a operação das redes de distribuição, foi proposto o controle de injeção de energia ativa através da função de controle Volt-Watt dos inversores inteligentes. Para isso, foi proposto um modelo estocástico com diferentes cenários de irradiação, a formulação matemática se baseou nesse modelo, com o intuito de encontrar as constantes de controle da função Volt-Watt, sendo implementada para todos os geradores no sistema de 33 barras.

Na análise do sistema sem a função de controle, a geração se tornava igual para todos os geradores fotovoltaicos, logo a tensão sobre os barramentos excedia os valores máximos pré-definidos, trazendo impactos sobre a rede de distribuição como sobretensões e perda na qualidade de energia. O sistema Volt-Watt, foi introduzido com o intuito de diminuir as tensões a partir do momento em que seja ultrapassado o valor encontrado de H_1 , buscando sempre manter as tensões nos momentos de maior irradiação dentro do limite de $H_1 = 1,099$ p.u. e $H_2 = 1,100$ p.u., nesse ponto regulação de injeção de energia ativa se torna ótima no sistema, para os diferentes cenários analisados.

Portanto, a implementação do sistema Volt-Watt traz um grande benefício sobre a rede de distribuição, permitindo uma melhor operação dela e trazendo a possibilidade de implementação de mais sistemas fotovoltaicos, beneficiando a sociedade com uma forma sustentável de produção de energia.

6. REFERÊNCIAS

ALMEIDA, Dilini; PASUPULETI, Jagadeesh; EKANAYAKE, Janaka. Assessing the Performance of Smart Inverter Functionalities in PV-Rich LV Distribution Networks. *In: IEEE*, 27 set. 2020.

ALVAREZ-MACIAS, Hector A. *et al.* Impact of High Penetration of Photovoltaic Distributed Generation on the Protection Coordination in Distribution Networks. *In: IEEE*, 9 nov. 2022.

BABACAN, Oytun; TORRE, William; KLEISSL, Jan. Optimal allocation of battery energy storage systems in distribution networks considering high PV penetration. *In: IEEE*, jul. 2016.

BRASIL, Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação. **Decreto inclui insumos fotovoltaicos no Padis, que valerá até 2026.**

BRASIL, Ministério de Minas e Energia. **Plano Nacional de Energia (PNE) 2050.**

CAMINATI, Fernando Antunes. **As mudanças climáticas.**

CASARIN, Ricardo. **Brasil alcança 6ª posição no ranking global de energia solar.**

COLQUI, Jaimis Sajid Leon. Controle de tensão em redes de baixa tensão com alta penetração de geração fotovoltaica. v. 1, p. 16–118, 30 jan. 2017.

DSOUZA, Keith; BARAN, Mesut; RAVI, Anirudhh. Benefits of Smart Inverters on a Distribution System with High Penetration PV Farms. *In: IEEE*, 25 abr. 2022.

FACHRIZAL, Reza *et al.* Combined PV–EV hosting capacity assessment for a residential LV distribution grid with smart EV charging and PV curtailment. **Sustainable Energy, Grids and Networks**, v. 26, p. 100445, jun. 2021.

FOURER, Robert; GAY, David M.; KERNIGHAN, Brian W. A Modeling Language for Mathematical Programming. **Management Science**, v. 36, n. 5, p. 519–554, maio 1990.

FREITAS, João Victor Marangon. **Controle ótimo de inversor inteligente para sistemas fotovoltaicos para melhorar a operação de redes de distribuição**. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Estadual Paulista. Ilha Solteira: [S.n.].

HEIN, Henrique. **Energia solar global crescerá pelo menos 9% ao ano**.

HOU, Laiyun. Analysis of the Influence of Distributed Photovoltaic Power Generation Network on Distribution Network Security and Power Quality. *In: Paris, France: Atlantis Press*, 2018.

HOWLADER, Abdul Motin *et al.* Optimal Reactive Power or VAR Flow from Distributed Smart PV Inverters. *In: IEEE*, 5 ago. 2021.

HUNG, Duong Quoc; MITHULANANTHAN, Nadarajah. DG Allocation in Primary Distribution Systems Considering Loss Reduction. *In: Handbook of Renewable Energy Technology*. [S.l.]: WORLD SCIENTIFIC, 2011. p. 587–635.

KHANI, Hadi; EL-TAWEEL, Nader; FARAG, Hany E. Z. Real-time optimal management of reverse power flow in integrated power and gas distribution grids under large renewable power penetration. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 12, n. 10, p. 2325–2331, 14 maio 2018.

KOUTENAEI, Maryam Mahmoudi *et al.* Efficient Phasor-Based Dynamic Volt/VAr and Volt/Watt Analysis of Large Distribution Grid With High Penetration of Smart Inverters. **IEEE Transactions on Smart Grid**, v. 13, n. 5, p. 3997–4008, set. 2022.

LAU, Cheiw Yun *et al.* Impact of Solar Photovoltaic System on Transformer Tap Changer in Low Voltage Distribution Networks. **Energy Procedia**, v. 103, p. 58–63, dez. 2016.

LEE, Hyeong-Jin *et al.* Optimal Parameters of Volt–Var Function in Smart Inverters for Improving System Performance. **Energies**, v. 13, n. 9, p. 2294, 6 maio 2020.

MAHMOUDI, Maryam *et al.* Efficient Phasor-Based Dynamic Volt/Var and Volt/Watt Analysis of Large Distribution Grid with High Penetration of Smart Inverters. *In: IEEE*, 16 jul. 2023.

MAJEED, Issah B.; NWULU, Nnamdi I. Reverse Power Flow Due to Solar Photovoltaic in the Low Voltage Network. **IEEE Access**, v. 11, p. 44741–44758, 2023.

MONTICIELLI, Alfredo José. **Fluxo de carga em redes de energia elétrica**. 5.ed. ed. São Paulo: Edgar Blucher, 1983.

MOONDEE, W.; SRIRATTANAWICHAIKUL, W. Study of Coordinated Reactive Power Control for Distribution Grid Voltage Regulation with Photovoltaic Systems. *In: IEEE*, mar. 2019.

MULENGA, Enock; BOLLEN, Math H. J.; ETHERDEN, Nicholas. A review of hosting capacity quantification methods for photovoltaics in low-voltage distribution grids. **International Journal of Electrical Power & Energy Systems**, v. 115, p. 105445, fev. 2020.

NASCIMENTO, Pedro Henrique M. *et al.* Impact of Distributed Generation Penetration on Distribution Network Technical Losses. *In: IEEE*, set. 2019.

SOUSA, Jader Filipe Braga. Análise da capacidade de hospedagem de geração fotovoltaica com inversores inteligentes e sistemas de baterias em redes de distribuição. p. 1–150, mar. 2019.

VARMA, Rajiv K.; SINGH, Vatandeep. Review of Studies and Operational Experiences of PV Hosting Capacity Improvement by Smart Inverters. *In: IEEE*, 9 nov. 2020.

WANZELER, Tiago Machado. Avaliação do Desempenho das Funções de Controle Volt-Watt e Volt-Var em Inversores Fotovoltaicos Integrados nas Redes de Distribuição. v. 1, p. 20–103, 27 mar. 2018.

WATITWA, Jeff Kimasere; AWODELE, Kehinde O. Active Distribution System State Estimation on Modified IEEE 33 bus test system. *In: IEEE*, jan. 2020.