



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

**Andrey da Costa Lopes**

**METODOLOGIAS DE CONTROLE DE TENSÃO COM  
JUSTIÇA DE CORTE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA  
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

**TD: 01/2024**

Belém - Pará - Brasil

2024

**Andrey da Costa Lopes**

**METODOLOGIAS DE CONTROLE DE TENSÃO COM  
JUSTIÇA DE CORTE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA  
EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO**

Tese apresentada ao Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica do Instituto de Tecnologia da Universidade Federal do Pará como parte dos requisitos para obtenção do título de Doutor em Engenharia Elétrica

Orientador: Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira

Belém - Pará - Brasil

2024

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)

---

L864m Lopes, Andrey da Costa.  
METODOLOGIAS DE CONTROLE DE TENSÃO COM  
JUSTIÇA DE CORTE DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM  
REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA TENSÃO / Andrey da  
Costa Lopes. — 2024.  
109 f. : il. color.

Orientador(a): Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira  
Tese (Doutorado) - Universidade Federal do Pará,  
Instituto de Tecnologia, Programa de Pós-Graduação em  
Engenharia Elétrica, Belém, 2024.

1. Inversor inteligente. 2. microgeração fotovoltaica.  
3. sobretensão. 4. controle volt-watt. 5. Redes de  
Distribuição de Baixa Tensão. I. Título.

CDD 621.3191

---

**“METODOLOGIAS DE CONTROLE DE TENSÃO COM JUSTIÇA DE CORTE DA  
GERAÇÃO FOTOVOLTAICA EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE BAIXA  
TENSÃO”**

AUTOR: ANDREY DA COSTA LOPES

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

APROVADA EM: 31/01/2024

**BANCA EXAMINADORA:**

Documento assinado digitalmente  
 **JOAO PAULO ABREU VIEIRA**  
Data: 06/02/2024 10:23:11-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

**Prof. Dr. João Paulo Abreu Vieira**  
(Orientador – PPGEE/UFPA)

Documento assinado digitalmente  
 **CAROLINA DE MATTOS AFFONSO**  
Data: 06/02/2024 12:46:44-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

**Prof.<sup>a</sup> Dr.<sup>a</sup> Carolina de Mattos Affonso**  
(Avaliadora Interna – PPGEE/UFPA)

Documento assinado digitalmente  
 **ALEXANDRE RASI AOKI**  
Data: 07/02/2024 08:02:59-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

**Prof. Dr. Alexandre Rasi Aoki**  
(Avaliador Externo – UFPR)

Documento assinado digitalmente  
 **ROGERIO GASPAR DE ALMEIDA**  
Data: 06/02/2024 15:02:09-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

**Prof. Dr. Rogério Gaspar de Almeida**  
(Avaliador Externo – UFPB)

Documento assinado digitalmente  
 **WALMIR DE FREITAS FILHO**  
Data: 06/02/2024 09:59:41-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

---

**Prof. Dr. Walmir de Freitas Filho**  
(Avaliador Externo – UNICAMP)

Documento assinado digitalmente  
 **Diego Lisboa Cardoso**  
Data: 07/02/2024 09:22:43-0300  
Verifique em <https://validar.iti.gov.br>

**VISTO:**

---

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

*Este trabalho é dedicado a todas as pessoas que  
jamais tiveram a oportunidade de estudar.*

---

# Agradecimentos

Primeiramente, expresso minha gratidão a Deus pelas oportunidades proporcionadas ao longo desta jornada acadêmica. Agradeço imensamente à minha família, especialmente à minha esposa e filha, pela compreensão e paciência demonstradas durante os períodos de estudo intenso.

Meus agradecimentos se estendem ao meu orientador, João Paulo, por sua orientação valiosa e contribuições significativas ao longo da minha trajetória acadêmica.

Ao amigo Paulo Radatz, sou grato por compartilhar seu conhecimento substancial sobre a ferramenta computacional OpenDSS, bem como pelas trocas constantes de informações que enriqueceram minha pesquisa.

Agradeço também aos amigos Luiz e Vanderson, e a todos os colegas do UFPA/GSEI que contribuíram de maneira direta ou indireta para o desenvolvimento dos meus estudos. Muitos trabalhos e artigos publicados foram fruto dessa colaboração e parceria de estudo.

Por fim, expresso minha gratidão aos amigos e colegas de trabalho da UNIFAP que apoiaram minha jornada, oferecendo suporte logístico durante meu afastamento das atividades nesta instituição para que eu pudesse dedicar-me integralmente aos estudos que culminaram na elaboração desta tese.

*"Devemos nos libertar com a ajuda de nossas mentes.  
Para aquele que conquistou a mente, ela é o melhor dos amigos,  
mas para aquele que não conquistou, a mente continua sendo o maior inimigo"*  
*(Bhagavad Gita)*

---

# Resumo

A crescente preocupação com as mudanças climáticas e o aquecimento global têm motivado a atual transição energética, que diz respeito à mudança de combustíveis fósseis para fontes de energia renováveis (FER), num esforço para reduzir as emissões de CO<sub>2</sub>. Esta transição energética tem impulsionado a eletrificação da economia, promovendo crescimento expressivo de FER, com destaque para energia solar fotovoltaica. Nesse contexto, a descentralização do setor elétrico tem possibilitado a integração direta dessas fontes às Redes de Distribuição de Baixa Tensão (RDBTs). Contudo, a integração massiva de Micro Geração Solar Fotovoltaica ( $\mu$ GFV) nessas redes tem causado fluxo de potência reverso, resultando em desafios técnicos como sobretensão e sobrecarga térmica nos ativos das mesmas. Soluções, como o Controle Volt-Watt (CVW) em Inversores Fotovoltaicos (IFVs), têm se mostrado eficazes para lidar com problemas de tensão. No entanto, tal controle tem levado a um corte desigual (injusto) de potência ativa entre os IFVs, durante a atuação do CVW, penalizando por vezes os consumidores mais distantes do transformador de distribuição. Além disso, questões de estabilidade relacionadas à convergência na dinâmica do CVW, devido à inclinação da curva Volt-Watt, têm sido consideradas em diversos estudos. Portanto, este trabalho apresenta uma nova metodologia de ajuste de curvas Volt-Watt, garantindo a estabilidade do CVW e, simultaneamente, assegurando um corte justo entre os IFVs. Essa abordagem é aplicada em duas arquiteturas de controle de tensão, descentralizada e centralizada, respectivamente. Na primeira metodologia utiliza-se um modelo linearizado da rede para o ajuste de curvas Volt-Watt, utilizando medição local nos pontos de conexão dos respectivos IFVs. Já na segunda metodologia, utiliza-se uma matriz de sensibilidade de tensão para o modelo linearizado da rede ao aplicar o ajuste de curvas Volt-Watt, em que os parâmetros dos CVW são coordenados em tempo real, auxiliado por medições locais nos respectivos IFVs. Os estudos foram conduzidos em um conjunto de RDBTs e avaliadas quanto à efetividade e justiça dos cortes de potência de forma quantitativa, utilizando o Índice de Equidade de Jain, do inglês, *Jain's Fairness Index* (JFI) como métrica. Os resultados confirmaram a efetividade do controle proposto em mitigar problemas de tensão, atuando de maneira justa ao exportar igualmente o excedente de energia para a rede, ao mesmo tempo em que assegura a estabilidade do controlador. Além disso, as penalidades decorrentes da dependência local dos IFVs nos cortes foram eliminadas em comparação às estratégias convencionais de CVW.

**Palavras-chave:** Inversor inteligente; microgeração fotovoltaica; sobretensão; controle volt-watt; justiça de corte.

---

# Abstract

The growing concern about climate change and global warming have motivated the current Energy Transition, which concerns the shift from fossil fuels to renewables energy sources (RES) in an effort to reduce CO<sub>2</sub> emissions. This energy transition has driven the electrification of the economy, fostering significant growth in RES, particularly in photovoltaic solar energy. In this context, the decentralization of the electric sector has enabled the direct integration of these sources into Low Voltage Distribution Networks (LVDNs). However, the massive integration of Micro Photovoltaic Solar Generation ( $\mu$ PVSG) into these networks has caused reverse power flow, resulting in technical challenges such as overvoltage and thermal overload in their assets. Solutions, such as Volt-Watt Control (VWC) in Photovoltaic Inverters (PVI), have proven effective in addressing voltage-related issues. However, this control has led to an unfair distribution of active power among the PVI during VWC operation, penalizing consumers located further from the distribution transformer. Additionally, stability issues related to the convergence in the dynamics of VWC, due to the slope of the Volt-Watt curve, have been considered in various studies. Therefore, this study presents a new methodology for adjusting Volt-Watt curves, ensuring the stability of VWC and simultaneously ensuring a fair power cut among PVI. This approach is applied in two voltage control architectures, decentralized and centralized, respectively. In the first methodology, a linearized model of the network is used for Volt-Watt curve adjustment, employing local measurements at the connection points of the respective PVI. In the second methodology, a voltage sensitivity matrix is used for the linearized model of the network when applying the Volt-Watt curve adjustment, where VWC parameters are coordinated in real-time, assisted by local measurements in the respective PVI. The studies were conducted on a set of LVDNs and evaluated for effectiveness and fairness of power cuts quantitatively, using the Jain's Fairness Index (JFI) as a metric. The results confirmed the effectiveness of the proposed control in mitigating voltage problems, acting fairly by equally exporting surplus energy to the grid, while ensuring controller stability. Additionally, penalties arising from the local dependence of PVI in power cuts were eliminated compared to conventional VWC strategies.

**Keywords:** Smart inverter; photovoltaic microgeneration; overvoltage; volt-watt; fair curtailment.

---

## Lista de ilustrações

Figura 1 – Capacidade total de potência instalada das fontes renovável, estratificada por tecnologia de geração. . . . .	19
Figura 2 – Capacidade instalada de energia solar FV nos últimos 11 anos. . . . .	19
Figura 3 – Evolução da MMGD. . . . .	20
Figura 4 – Evolução da MMGD em percentuais de distribuição de FRE. . . . .	20
Figura 5 – Evolução da Tarifa Média de Aplicação (R\$/MWh). . . . .	21
Figura 6 – Projeção da capacidade instalada de Micro e Minigeração Distribuída (MMGD) (GW). . . . .	22
Figura 7 – Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) por segmento. . . . .	22
Figura 8 – Sistema de distribuição convencional de duas barras. . . . .	36
Figura 9 – Sistema de distribuição convencional de grande porte com n barras. . . . .	38
Figura 10 – Sistema de distribuição com duas barras e geração distribuída. . . . .	38
Figura 11 – Exemplo de Curva Volt-Watt. . . . .	40
Figura 12 – Sistema com um único inversor conectado à rede. . . . .	41
Figura 13 – Ilustração do ponto de operação em regime permanente do inversor com controle volt-watt. . . . .	43
Figura 14 – Curvas <i>droop</i> para o controle Volt-Watt. . . . .	44
Figura 15 – Cruzamento das Curvas <i>droop</i> com restrições físicas no PAC. . . . .	44
Figura 16 – Curvas <i>droop</i> para o APC justo. . . . .	45
Figura 17 – Ilustração gráfica de oscilações instáveis e estáveis devido ao controle volt-watt. . . . .	46
Figura 18 – Diagrama de blocos do Elemento PVSystem do OpendSS. . . . .	47
Figura 19 – Curva representativa da propriedade P-TCurve. . . . .	47
Figura 20 – Curva diária de irradiância para a propriedade <i>daily</i> . . . . .	48
Figura 21 – Curva de eficiência do inversor ( <i>EffCurve</i> ). . . . .	49
Figura 22 – Fluxograma da simulação Séries Temporais Quase-Estáticas, do inglês <i>Quasi Static Time Series</i> (QSTS). . . . .	49
Figura 23 – Fluxograma de execução do algoritmo CVW local. . . . .	51

Figura 24 – Premissa para o modelo linearizado da curva $f_P(V)$ . . . . .	53
Figura 25 – Condição de contorno para a curva VW. . . . .	54
Figura 26 – Efeito do deslocamento da carga no CVW. . . . .	56
Figura 27 – Ajuste coordenado do Controle VW entre múltiplas $\mu$ GFV. . . . .	58
Figura 28 – Esquemático da camada física do algoritmo proposto. . . . .	64
Figura 29 – Estrutura computacional do algoritmo proposto. . . . .	65
Figura 30 – Linha temporal do laço de controle externo e interno. . . . .	66
Figura 31 – Curvas <i>droop</i> para o algoritmo proposto. . . . .	67
Figura 32 – Alimentador expresso com uma carga acoplada a um $\mu$ GFV. . . . .	69
Figura 33 – Rede Teste Trifásica. . . . .	69
Figura 34 – Topologia da rede de BT europeia. . . . .	70
Figura 35 – Curvas de Cargas residenciais . . . . .	70
Figura 36 – Estimacão de parâmetros do modelo linearizado. . . . .	71
Figura 37 – Estimacão de parâmetros do modelo linearizado para cada Inversor Fotovoltaico (IFV). . . . .	72
Figura 38 – Perfil dos coeficientes de sensibilidade $s^{vp}$ . . . . .	72
Figura 39 – Avaliaco das iteraoes no controle VW. . . . .	79
Figura 40 – Resultados gerados para os cenários <b>CENAJ1</b> e <b>CENAJ2</b> . . . . .	80
Figura 41 – Ajuste dinâmico do Controle VW - Potência $P_{mppt}$ disponível no Painel, como Referencia no eixo y. . . . .	81
Figura 42 – Perfil de tensão e potência para o cenário <b>CENAJ5</b> . . . . .	82
Figura 43 – Resultados do cenário <b>CENAJ6</b> . . . . .	83
Figura 44 – Perfis de tensoes e de potência ativas dos IFVs para o cenário <b>CENAJ7</b> . . . . .	84
Figura 45 – Perfis de tensoes e de potência ativas dos IFVs para o cenário <b>CENAJ8</b> , com $p^{base} = p^{nom,fv}$ e presença de carga, na condio de ajuste por matriz de sensibilidade de tensão. . . . .	84
Figura 46 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC1</b> (céu claro). . . . .	85
Figura 47 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC1</b> (céu nublado). . . . .	86
Figura 48 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC1</b> (céu claro). . . . .	86
Figura 49 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC1</b> (céu nublado). . . . .	87
Figura 50 – Processo iterativo de convergência do Controle Local nos IFVs para o cenário <b>CENO1</b> , no passo de tempo de 12h. . . . .	87
Figura 51 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC2</b> (céu claro). . . . .	88
Figura 52 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC2</b> (céu nublado). . . . .	88
Figura 53 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC2</b> (céu claro). . . . .	89
Figura 54 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC2</b> (céu nublado). . . . .	89
Figura 55 – Processo iterativo de convergência do Controle Local nos IFVs para o cenário <b>CENO9</b> , no passo de tempo de 12h. . . . .	90
Figura 56 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC3</b> (céu claro). . . . .	90

Figura 57 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC3</b> (céu nublado).	91
Figura 58 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC3</b> (céu claro).	91
Figura 59 – Resultados de cenários para o método de controle <b>MC3</b> (céu nublado).	92
Figura 60 – Processo iterativo de convergência do Controle Local nos IFVs para o cenário <b>CENO17</b> , no passo de tempo de 12h.	92
Figura 61 – Perfis de potência ativa nos IFVs.	93
Figura 62 – Distribuição de tensões por cenário de controle.	94
Figura 63 – Distribuição geográfica da energia reduzida em cada IFV.	94
Figura 64 – Perfis dos fatores $\alpha$ de Redução de Potência Ativa, do inglês <i>Active Power Curtailment</i> (APC) por cenário.	96
Figura 65 – <i>Boxplot</i> dos valores médios dos fatores $\alpha$ para os prosumidores em quatro grupos distintos.	97
Figura 66 – Ilustração dos agrupamentos dos IFVs.	98

---

## Lista de tabelas

Tabela 1 – Número de conexões de UCs com MMGD por tipo de Fonte até novembro de 2023. . . . .	21
Tabela 2 – Parâmetros das restrições físicas $f_P(V)$ no PAC de cada IFVs . . . . .	44
Tabela 3 – Nomenclatura . . . . .	61
Tabela 4 – Coeficientes de sensibilidade da tensão em relação à potência ativa no PAC dos IFVs. . . . .	73
Tabela 5 – Declividade das curvas VW por cenário operativo. . . . .	73
Tabela 6 – Matriz de cenários para análise de ajuste de curvas VW. . . . .	74
Tabela 7 – Matriz de cenários para o método de controle <b>MC1</b> . . . . .	76
Tabela 8 – Matriz de cenários para o método de controle <b>MC2</b> . . . . .	76
Tabela 9 – Matriz de cenários para o método de controle <b>MC3</b> . . . . .	76
Tabela 10 – Energia ativa injetada na rede pelo IFV para os cenários <b>CENAJ1</b> e <b>CENAJ2</b> . . . . .	81
Tabela 11 – Energia ativa injetada na rede pelo IFV para os cenários <b>CENAJ3</b> e <b>CENAJ4</b> . . . . .	82
Tabela 12 – Energia Total reduzida nos IFVs. . . . .	95
Tabela 13 – Perdas totais de Energia do Circuito. . . . .	96
Tabela 14 – Índice <b>JFI<math>_{\alpha}</math></b> das métrica $\alpha$ para todos os IFVs. . . . .	97

---

## Lista de abreviaturas e siglas

ANEEL	Agência Nacional de Energia Elétrica
APC	Redução de Potência Ativa, do inglês <i>Active Power Curtailment</i>
BT	Baixa Tensão
CGH	Central Geradora Hidroelétrica
CVW	Controle Volt-Watt
CVV	Controle Volt-Var
EOL	Usina Eólica
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
EPRI	<i>Electric Power Research Institute</i>
FER	Fontes de Energia Renovável
GEE	Gases de Efeito Estufa
GD	Geração Distribuída
GFV	Geração Solar Fotovoltaica
IFV	Inversor Fotovoltaico
JFI	Índice de Equidade de Jain, do inglês, <i>Jain's Fairness Index</i>
$\mu$ GFV	Micro Geração Fotovoltaica
MMGD	Micro e Mini Geração Distribuída
MPPT	Ponto de Máxima Potência, do inglês <i>Maximum Power Point Tracking</i>

MT	Média Tensão
OLTC	Comutador de Tape sob Carga, do inglês <i>On Load Tap Changer</i>
OpenDSS	<i>Open Distribution System Simulator</i>
PRODIST	Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional
PROINFA	Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica
QSTS	Séries Temporais Quase-Estáticas, do inglês <i>Quasi Static Time Series</i>
RDBT	Rede de Distribuição de Baixa Tensão
REDs	Recursos Energéticos distribuídos
RN	Resolução Normativa
RPC	Controle de Potência Reativa, do inglês <i>Reactive Power Control</i>
SAEB	Sistemas de Armazenamento de Energia Elétrica por Bateria
SFV	Sistema Fotovoltaico Solar
TE	Transição Energética
UFV	Usina Fotovoltaica
UTE	Usina Termoelétrica

---

## Lista de símbolos

$\text{CO}_2$	Dióxido de carbono
$\text{GW}$	Giga watt
$\text{kW}$	Quilo watt
$\text{kWh}$	Quilo watt hora
$\text{p.u.}$	Valor por unidade
$^{\circ}\text{C}$	Grau Celsius

---

# Sumário

<b>1</b>	<b>Introdução</b>	<b>18</b>
1.1	Contextualização da Geração Distribuída no Brasil e no Mundo	18
1.2	Motivação	23
1.3	Objetivos	28
1.4	Revisão Bibliográfica	29
1.5	Contribuições da Tese	31
1.6	Estrutura da Tese	33
<b>2</b>	<b>Regulação de Tensão por Controle Volt-Watt</b>	<b>35</b>
2.1	Introdução	35
2.2	Definição do Problema de Sobretensão em RDBT com Alta penetração de $\mu$ GFV	36
2.3	Controle Volt-Watt em Inversores Fotovoltaicos	39
2.4	Operação em Regime Permanente do Inversor com Controle Volt-Watt.	41
2.5	Problema do Corte Desigual entre Inversores Fotovoltaicos via controle Volt-Watt	43
2.6	Análise de Estabilidade para Controle Volt-Watt	45
2.7	Modelo Computacional do Controle Volt-Watt via OpenDSS	46
2.7.1	Modelagem do Sistema Fotovoltaico no OpenDSS	46
2.7.2	Algoritmo de simulação QSTS no OpenDSS	48
2.7.3	Algoritmo de CVW do inversor inteligente no OpenDSS	50
<b>3</b>	<b>Metodologia de Controle Descentralizado</b>	<b>52</b>
3.1	Introdução	52
3.2	Metodologias de Ajuste de Curvas Volt-Watt	52
3.2.1	Ajuste de Curvas VW para um único IFV integrado na Rede de Distribuição de Baixa Tensão (RDBT)	52
3.2.2	Ajuste de Curvas VW para Corte igualitário entre múltiplos IFV em uma RDBT	57
3.3	Estratégia de Controle descentralizada	58
<b>4</b>	<b>Metodologia de Controle Centralizado</b>	<b>60</b>
4.1	Introdução	60

4.2	Modelo Linear da Rede e Matriz de Sensibilidade de Tensão . . . . .	60
4.3	Ajuste de Curvas VW para Corte igualitário entre múltiplos IFV em uma RDBT - uso de Matriz Sensibilidade de Tensão . . . . .	62
4.4	Estratégia de Controle Centralizado . . . . .	64
<b>5</b>	<b>Descrição das Redes Testes de BT e Cenários Operativos . . .</b>	<b>68</b>
5.1	Introdução . . . . .	68
5.2	Descrição das Redes teste de BT . . . . .	69
5.3	Parâmetros do modelo linearizado das redes teste . . . . .	70
5.4	Cenários para Análise de Convergência do CVW . . . . .	72
5.5	Cenários para Análise de Ajustes de Curvas VW . . . . .	73
5.6	Cenários para Análise Operativa de uma única RDBT . . . . .	74
5.7	Cenários para Análise Operativa de múltiplas RDBTs . . . . .	75
<b>6</b>	<b>Resultados . . . . .</b>	<b>78</b>
6.1	Introdução . . . . .	78
6.2	Resultados dos Cenários para Análise de Convergência do CVW . . . . .	78
6.3	Resultados dos Cenários para Análise de Ajustes de Curvas VW . . . . .	79
6.3.1	RDBT com um único IFV . . . . .	79
6.3.2	RDBT com múltiplos IFV . . . . .	83
6.3.3	RDBT com múltiplos IFV - uso de Matriz Sensibilidade de Tensão . . . . .	84
6.4	Resultados dos Cenários para Análise Operativa de uma única RDBT . . . . .	85
6.5	Resultados dos Cenários para Análise Operativa de múltiplas RDBTs . . . . .	92
6.5.1	Avaliação dos Cenários Operativos . . . . .	92
6.5.2	Avaliação das métricas de justiça do corte de potência nos IFVs. . . . .	95
6.6	Discussão dos Resultados . . . . .	98
<b>7</b>	<b>Conclusões e Trabalhos Futuros . . . . .</b>	<b>100</b>
7.1	Trabalhos Futuros . . . . .	103
	<b>Referências . . . . .</b>	<b>104</b>
	<b>APÊNDICE A Artigos Publicados . . . . .</b>	<b>108</b>
A.1	Artigos Diretamente Relacionados . . . . .	108
A.2	Outros Artigos . . . . .	109

---

# Introdução

## 1.1 Contextualização da Geração Distribuída no Brasil e no Mundo

O crescente alarme gerado pelas mudanças climáticas e o aquecimento global instigaram a sociedade a encarar o desafio global de reduzir as emissões de Gases de Efeito Estufa (GEE). Para vencer este desafio, foi estabelecido, em 2015, o histórico Acordo de Paris [1], cujo propósito é limitar o aumento da temperatura global a 1,5 °C até 2030.

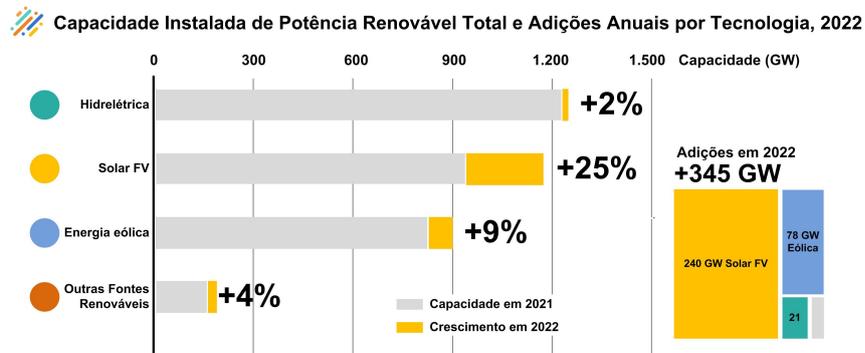
Nesse contexto, um movimento global ganhou força em torno de um conceito denominado transição energética. Este conceito envolve a transformação de uma matriz energética predominantemente baseada em combustíveis fósseis, como petróleo, carvão mineral e gás natural, para uma matriz energética fundamentada em fontes renováveis e de baixa emissão de carbono, tais como hidrelétrica, eólica, solar e biomassa. Vale ressaltar que a transição energética não se limita à simples geração de energia; ela abrange também o consumo e o reaproveitamento de recursos energéticos. Em linhas gerais, a transição energética tem como meta reduzir as emissões de GEE nos próximos anos e atingir a neutralização da emissão de carbono até 2050. A eletrificação é um dos principais vetores de transformação do setor elétrico que está promovendo a transição energética.

De acordo com o relatório da IRENA [2], a eletrificação deverá representar mais da metade do consumo global de energia até 2050. A eletrificação, enquanto meio para descarbonizar os setores de uso final, ganhará ímpeto, direcionando esforços para áreas como transporte, sistemas de construção e processos industriais. Essa transição impulsionará aumentos significativos na demanda por energia elétrica nas próximas décadas, permitindo uma integração mais ampla de Fontes de Energia Renovável (FER).

Nesse contexto, o uso de FER cresceu significativamente, superando os 345 GW de capacidade adicionados globalmente no ano 2022, tanto nos sistemas de transmissão como nos sistemas de distribuição [3]. Dessa quantidade, o sistema fotovoltaico solar (SFV) contribui com a maior parte da capacidade instalada de FER, com 240 GW (25%) de

participação, seguida pela eólica com 78 GW (9%) e hídrica com 22 GW (2%), conforme ilustrado na Figura 1.

Figura 1 – Capacidade total de potência instalada das fontes renovável, estratificada por tecnologia de geração.

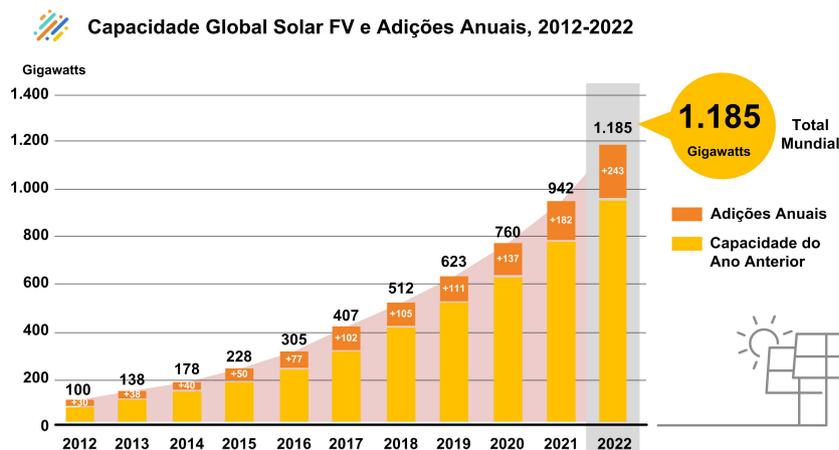


Fonte: Adaptado de [3].

De acordo com [3], os acréscimos de 240 GW de capacidade de potência instalada para a fonte solar fotovoltaica são subdivididos em 124,8 GW para geração centralizada e 115,2 GW para geração distribuída. Quanto aos acréscimos de GD, estes foram impulsionados pela queda nos custos dos módulos fotovoltaicos, o que tornou as instalações mais atrativas e acessíveis.

Dada a contribuição significativa da fonte solar no cenário global, tem-se na Figura 2 a evolução anual desde 2012 da capacidade instalada global desta fonte.

Figura 2 – Capacidade instalada de energia solar FV nos últimos 11 anos.



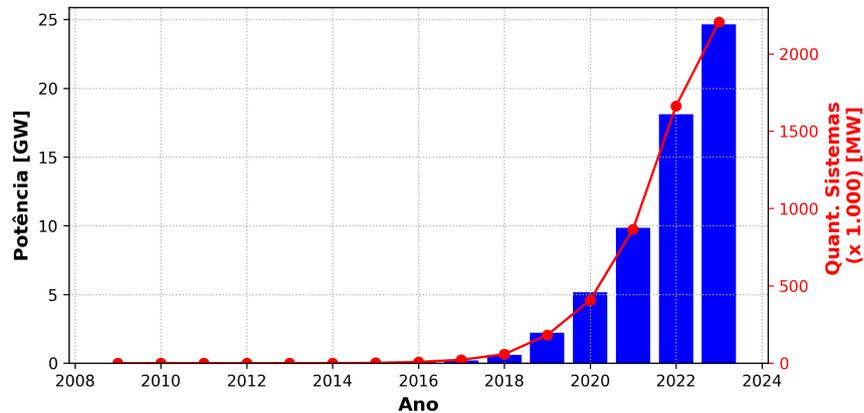
Fonte: Adaptado de [3].

Observando, o gráfico na Figura 2, percebe-se um crescimento da fonte solar fotovoltaica ao longo dos últimos 11 anos.

De maneira análoga, o Brasil está alinhado com a tendência global de expansão da capacidade instalada de FRE, evidenciando um notável aumento em Micro e Minigera-

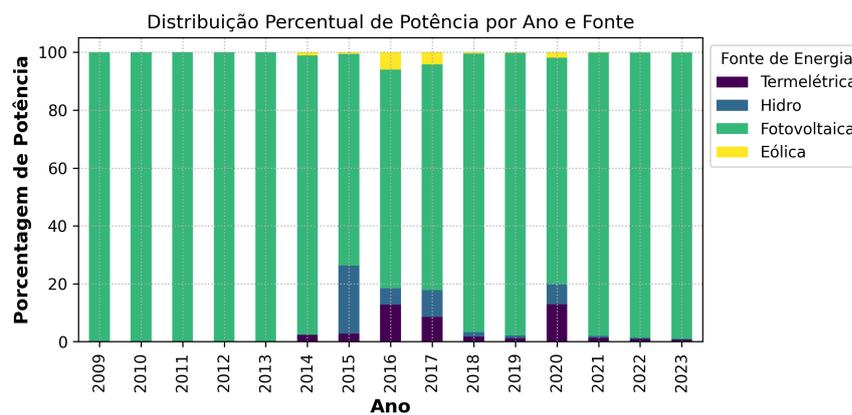
ção Distribuída (MMGD), predominantemente impulsionado por fontes de energia solar fotovoltaica. Esta evolução é ilustrada de forma detalhada nas Figuras 3 e 4.

Figura 3 – Evolução da MMGD.



Fonte: elaboração própria, com dados da EPE [4].

Figura 4 – Evolução da MMGD em percentuais de distribuição de FRE.



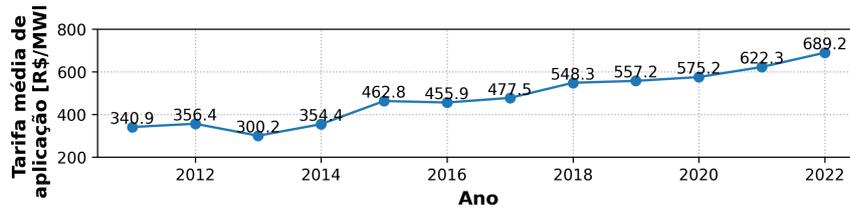
Fonte: elaboração própria, com dados da EPE [4].

Dentre os fatores que promoveram o crescimento da geração distribuída no Brasil tem-se a regulamentação da MMGD através da Resolução Normativa (REN) da ANEEL Nº482/2012, e suas revisões subsequentes, notadamente pela REN 517/2012 e, posteriormente, pela REN 687/2015. Ademais, como continuidade das legislações vigentes desde 2012 (REN 482/2012), instituiu-se o Marco Legal da MMGD pela Lei 14.300/2022.

Essas regulamentações estabelecem as condições gerais para o acesso de MMGD ao sistema de distribuição, assim como ao modelo de compensação de energia elétrica, denominado *net-metering*.

Outro fator associado ao crescimento expressivo da MMGD é o aumento constante nas tarifas de energia elétrica no mercado, conforme evidenciado na Figura 5. Esse encarecimento tem motivado diversos consumidores a optarem por investir em sistemas de MMGD como uma estratégia para reduzir seus custos com energia elétrica.

Figura 5 – Evolução da Tarifa Média de Aplicação (R\$/MWh).



Fonte: elaboração própria, com dados da ANEEL [5].

No cenário brasileiro, para o período atual de 2023, tem-se um levantamento do número de conexões de Unidades Consumidoras (UCs) com geração distribuída por tipo de Fonte que pode ser sumarizado na Tabela 1 [6].

Tabela 1 – Número de conexões de UCs com MMGD por tipo de Fonte até novembro de 2023.

Tipo	Quantidade	Quantidade de UCs que recebem os créditos	Potência Instalada [kW]
CGH	77	19.764	68.731,17
EOL	97	168	17.297,65
UFV	2.206.358	3.186.560	24.668.057,97
UTE	553	12.658	177.374,88
<b>Total</b>	<b>2.207.085</b>	<b>3.219.150</b>	<b>24.931.461,67</b>

Fonte: Adaptado de [6].

Nota-se, através da Tabela 1, que a capacidade instalada de Unidades Fotovoltaicas se sobressai em relação as outras fontes de energia elétrica.

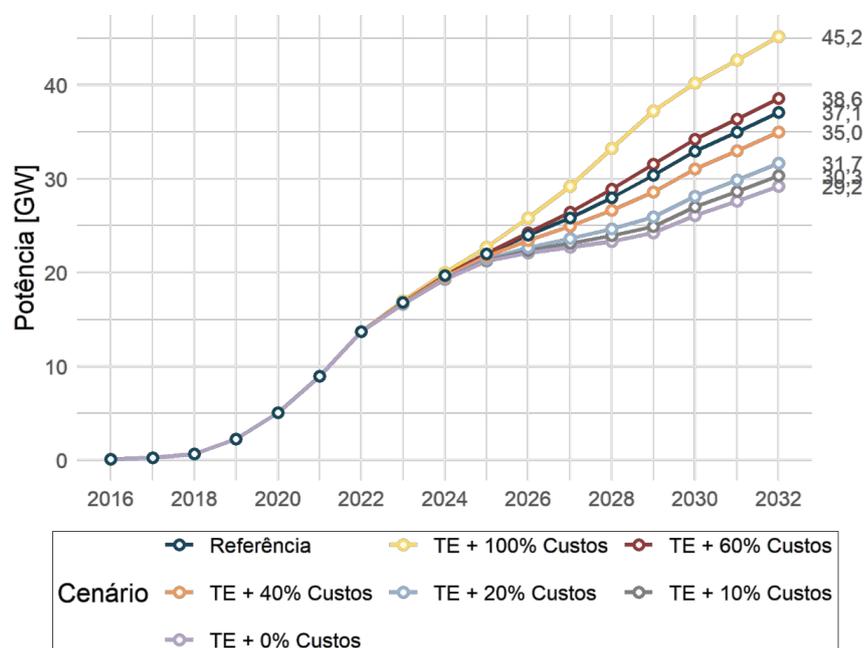
Em se tratando de  $\mu$ GFV, o Brasil possui 20,64 GW de potência instalada, sendo que, desse do total, 56,82% estão presentes em residências conectadas na RDBTs [6].

No que diz respeito às projeções de cenários, com base nas análises fornecidas pela Empresa de Pesquisa Energética (EPE) [7], prevê-se que até o ano de 2032, a capacidade instalada de MMGD atingirá 37,1 GW no cenário de referência em estudo. Diferenças nesse valor, em conformidade com várias projeções de cenários, estão representadas no gráfico da Figura 6.

Conforme as conclusões do estudo realizado em [7], na projeção para o ano de 2023, a distribuição percentual das fontes primárias será a seguinte: fotovoltaica com 97,7%, termelétrica com 1,3%, hidroelétrica com 0,6% e eólica com 0,4%. Isso indica uma participação extremamente significativa das fontes fotovoltaicas.

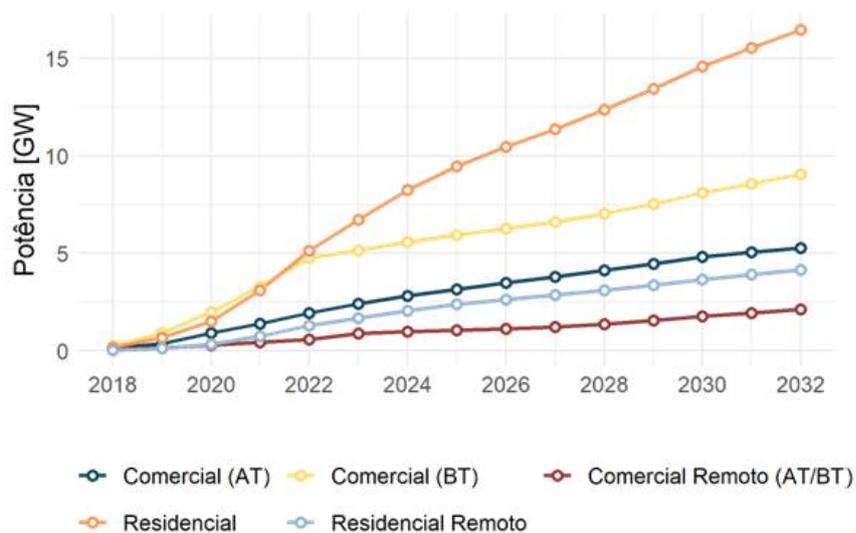
A distribuição das projeções de cenários por segmento é representada na Figura 7. Esse resultado indica que os segmentos residencial e comercial de BT terão uma predominância significativa de MMGD. Isso implica que indiretamente haverá um aumento

Figura 6 – Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW).



Fonte: Adaptado de [7].

Figura 7 – Projeção da capacidade instalada de MMGD (GW) por segmento.



Fonte: Adaptado de [7].

substancial na  $\mu$ GFV, o que, por sua vez, poderá elevar o grau de penetração dessas fontes nas RDBTs. Conseqüentemente, é possível que surjam novos desafios técnicos e econômicos que as concessionárias de distribuição de energia elétrica terão de enfrentar.

## 1.2 Motivação

Embora a  $\mu$ GFV tenha sido incentivada pela contextualização prévia, a sua crescente penetração tem gerado fluxo de potência reverso de tais redes, resultando em problemas técnicos como sobretensão e sobrecarga térmica nos ativos de tais redes [8].

Para lidar com esses desafios, diversas estratégias na literatura da especialidade têm sido exploradas. Dentre as soluções globalmente adotadas, pode-se dividi-las de uma maneira sistemática em soluções pelo lado da rede (concessionária) e soluções pelo lado do consumidor (atrás da medição).

Dentre as possíveis soluções pelo lado da rede, destacam-se o reforço da infraestrutura da rede, alteração de tape de transformadores de distribuição, assim como, alterações nas configurações das RDBTs, tais como remanejamento das cargas, redefinição de novos circuito elétrico para conexão das  $\mu$ GFV, entre outros.

O reforço da infraestrutura de rede tem sido uma abordagem amplamente empregada pelas concessionárias de energia elétrica para aumentar a penetração de  $\mu$ GFV na rede. As principais técnicas incluem o aumento da seção transversal dos condutores dos circuitos de BT (recondutoramento) ou o aumento da capacidade dos transformadores de distribuição MT/BT.

Essas soluções são eficazes tecnicamente quando o problema de sobretensão está localizado em poucos circuitos de BT, pois reduzem a resistência das linhas, diminuindo as perdas e as variações de tensão [9, 10]. No entanto, o reforço de rede só é economicamente viável em cenários de baixa penetração de FV, e mesmo assim, sua implementação é um processo lento [9].

Embora o reforço de rede demande um investimento financeiro considerável por parte da concessionária de energia, o custo final é repassado ao cliente por meio da fatura de eletricidade [11]. Essa prática é comum e contribui para que as concessionárias mantenham suas receitas financeiras equilibradas.

No entanto, à medida que a penetração de  $\mu$ GFV aumenta e se estende por várias RDBTs, o reforço de rede se torna economicamente inviável. Além de incorrer em investimentos imediatos retirados do fluxo de caixa da concessionária para realizar as melhorias a curto prazo, o aumento a longo prazo nas tarifas pode resultar em inadimplência por parte dos consumidores, assim como em furtos de energia, elevando as perdas não técnicas. Esse cenário pode levar a uma situação de insustentabilidade financeira, conceitualmente citada na literatura como a "espiral da morte" das concessionárias [12].

Outra solução pelo lado da rede é ajustar taps em transformadores de distribuição, utilizando comutadores mecânicos conhecidos como *dennergized tap changers* (DETC) ou *off-circuit tap changers* conforme a norma IEEE C57.131-2012 [13]. Quando não há

conformidade nos níveis de tensão, a alteração dos taps ocorre manualmente, corrigindo apenas em regime permanente. Esse processo exige a interrupção do fornecimento de energia aos consumidores da mesma RBT para garantir a segurança da equipe.

Uma alternativa adotada em alguns países é o uso de Comutador de Tape sob Carga, do inglês *On Load Tap Changer* (OLTC) em transformadores de distribuição na fronteira com circuitos de BT [9, 14, 15]. Esses dispositivos permitem a variação automática da tensão sem desconectar a carga. Embora o OLTC seja um dispositivo tipicamente empregado em transformadores de potência de AT/MT, seu uso em transformadores de distribuição de MT/BT é limitado por conta dos custos elevados de implementação e manutenção deste dispositivo.

Em uma análise de custo-benefício conduzido por [9], concluiu-se que em níveis elevados de penetração de  $\mu$ GFV, transformadores com OLTC são mais economicamente viáveis do que o reforço da infraestrutura de rede.

Contudo, é crucial notar que a frequente comutação de tapes, causada por fontes intermitentes de potência ativa na rede, pode aumentar o estresse no transformador e as perdas no alimentador [16].

Uma desvantagem adicional é a concentração de  $\mu$ GFV em um único trecho ou fase da rede, resultando em fluxo de potência reversa e, conseqüentemente, problemas de sobretensão apenas nesse trecho ou fase. Enquanto isso, alguns nós em outros trechos ou fases, sem  $\mu$ GFV, podem enfrentar problemas de subtensão. Nessa situação, o transformador com OLTC não consegue regular a tensão em toda a rede abastecida por ele [17].

Nesse contexto, abordagens mais avançadas têm sido consideradas pelo lado do consumidor, proporcionando soluções descentralizadas para problemas localmente concentrados. Entre as principais estratégias adotadas, destacam-se o uso de Sistemas de Armazenamento de Energia em Bateria (SAEB), assim como, o uso de funções de controle incorporadas em IFVs, incluindo a Redução de Potência Ativa, do inglês *Active Power Curtailment* (APC) e Controle de Potência Reativa, do inglês *Reactive Power Control* (RPC), também conhecidos como CVW e Controle Volt-Var (CVV) [18, 19], respectivamente.

Quanto ao uso dos SAEB, estes têm sido predominantemente empregados em âmbito residencial com o propósito de ampliar o autoconsumo e mitigar os custos com eletricidade. Ao serem integrados com  $\mu$ GFV, esses sistemas absorvem completamente ou parcialmente o excedente de geração FV injetado na rede elétrica. Essa energia excedente é armazenada para ser posteriormente utilizada nos períodos em que não há produção de energia FV, contribuindo assim para uma gestão mais eficiente e econômica da energia domiciliar. No entanto, esse procedimento pode também auxiliar as concessionárias na resolução de problemas de sobretensão, desde que o carregamento do SAEB seja devidamente controlado. Isso ocorre pela redução da injeção de excedente FV na rede, resultando,

consequentemente, na diminuição ou neutralização do fluxo de potência reverso e, por conseguinte, na mitigação do problema de sobretensão, quando ocorre.

Apesar do SAEB ser uma solução efetiva, este apresenta ainda uma barreira devido ao elevado custo de investimento, principalmente quando se tratando de baterias baseadas em íon de lítio, onde o custo é ainda mais elevado.

Outra desvantagem seria a concentração geográfica significativa na produção de minerais críticos, fundamentais para baterias baseadas em íon de lítio, levantando preocupações sobre a segurança do abastecimento. Tal situação pode ocasionar flutuações nos preços e na disponibilidade desses minerais, impactando diretamente os custos e a confiabilidade dos SAEB.

Para contextualizar, a Austrália detém uma significativa fatia de 55% na mineração de lítio, enquanto o Chile contribui com 25%. A concentração persiste na etapa de processamento, com a China liderando ao refinar 60-70% do lítio e do cobalto [20]. Ademais, além da considerável pegada de carbono associada às fases de extração e refinamento, há um agravante relacionado à predominância da China nesse setor, que opera com uma matriz energética conhecida por seu impacto ambiental significativo.

No contexto nacional, não existe regulamentação para o uso de SAEB conectado diretamente na RDBT (*On-Grid*). Ademais, a regulação da MMGD no Brasil não favorece o uso de SAEB de uso residencial, uma vez que o modelo de negócio de MMGD adotado no país, é o *net-metering*, nacionalmente nomeado como sistema de compensação de energia elétrica. Tal modelo permite que a RDBT funcione como uma bateria, pois o excedente de injeção de potência FV na rede é compensado como crédito para o prossumidor, tornando o uso de SAEB menos atrativo economicamente. Os estudos de projeções conduzidos pela EPE corroboram com fato, uma vez que, não se vê viabilidade econômica para o investimento em baterias no horizonte decenal para a aplicação de aumento do autoconsumo da MMGD [7].

No contexto do controle pelo lado da demanda por meio da RPC, tem-se o CVV via IFV, cuja função é adaptar a absorção ou injeção de potência reativa conforme a variação de tensão no terminal do inversor. Esse ajuste desempenha um papel crucial na mitigação de problemas de tensão, resultando no potencial aumento da capacidade de hospedagem de MMGD na rede.

Embora o CVV possa ajudar a mitigar problemas de tensão, ela enfrenta algumas limitações. Dentre tais limitações, tem-se a baixa efetividade quando utilizado em RDBT. Tal fato deve-se à natureza física desta, ou seja, presença de condutores com alta relação  $R/X$ , o que torna a magnitude da tensão mais sensível à injeção de potência ativa do que a de potência reativa. Consequentemente, tal controle pode resultar em altas correntes, implicando em altas perdas para os alimentadores da rede.

Outra limitação ocorre durante o pico de geração de energia solar. Se o inversor tiver uma capacidade igual à dos painéis solares, ele não terá capacidade de absorver adequadamente a potência reativa. É importante destacar que essa limitação pode ser superada ao sobredimensionar os inversores, permitindo assim a absorção/injeção de potência reativa mesmo durante os períodos de geração máxima. No entanto, isso acarreta custos mais elevados para os clientes finais, os quais podem não estar dispostos a arcar com esses custos adicionais [21].

Por fim, outra possibilidade de solução pelo lado do consumidor seria o CVW via IFV. Tal solução, tem se mostrado mais eficaz do que o CVV para mitigar o problema da sobretensão, uma vez que os condutores utilizados nas RDBTs possuem uma alta relação R/X [8]. Para as concessionárias, o CVW tem se mostrado como a solução economicamente atrativa, uma vez que ajuda a postergar custos com reforço de rede.

Entretanto, para o consumidor, essa solução pode ser desfavorável financeiramente, pois impacta negativamente a receita dos proprietários de sistemas fotovoltaicos devido à redução da potência ativa. Apesar das desvantagens financeiras para o consumidor, é salientado que, em situações adversas com níveis significativos de sobretensão, os IFV seriam desativados automaticamente por meio de mecanismos de proteção. Assim, argumenta-se que seria benéfico minimizar a injeção de potência devido à atuação do CVW, em comparação com a alternativa de não injetar potência na rede.

No contexto regulatório, com o intuito de explorar as potencialidades das funções de controle em IFVs e garantir a operação segura e eficiente desses sistemas, foram estabelecidas normas e padrões tanto em nível internacional quanto nacional. Essas diretrizes têm como objetivo viabilizar a integração desses inversores à rede elétrica, promovendo uma abordagem padronizada e segura.

Dentre as principais normas, seja por sua recente criação ou revisão para se alinhar ao contexto anterior, destacam-se a norma IEEE Std 1547:2018 (de abrangência internacional) [19], os códigos de rede *Electric Rule 21 Interconnection* (em vigor na Califórnia, EUA) [18], *Hawaii Rule 14* (em vigor no Havaí, EUA), AS/NZS 4777.2 (em vigor na Austrália e Nova Zelândia), entre outras.

No âmbito nacional, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) divulgou a Resolução Normativa (RN) N°1.059/2023 [22], a qual aborda a questão do fluxo de potência reverso na rede. Em seu Artigo 73º, estabelece-se que, em casos de problema de fluxo de potência reverso na rede, as distribuidoras têm a responsabilidade de realizar estudos para identificar soluções viáveis para a eliminação do problema. De acordo com o §1º do art. 73 da referida RN, sugere-se a redução permanente da potência injetada, a redução em dias e horários predefinidos ou de forma dinâmica. Isso respalda, portanto, a utilização do CVW via IFVs.

Portanto, a abordagem do CVW destaca-se por seu respaldo regulatório, tanto em normas internacionais quanto nacionais. Além disso, ela dispensa a necessidade de atualizações na infraestrutura da rede ou de RPC através do CVV. Esta última alternativa implicaria em um aumento do fluxo de corrente nos ativos da rede, culminando em superaquecimento e problemas relacionadas ao fator de potência, além de exigir um aumento na capacidade nominal dos IFVs [23]. Diante dessas considerações, torna-se evidente que a abordagem CVW seria bem recebida tanto por concessionárias quanto por clientes.

A estratégia de CVW fundamenta-se na APC em IFVs, seguindo a inclinação de uma curva de resposta conhecida como *droop*, com o objetivo de limitar a potência ativa gerada pelos IFVs em função da medição local de tensão [24].

A atuação conjunta do CVW entre diferentes IFVs em uma mesma RDBT, operando sob um esquema de controle local, enfrenta diversos desafios.

Estes desafios estão intrinsecamente relacionados ao projeto de ajuste das curvas *droop*, uma vez que essas curvas seguem uma padronização única para todos os IFVs, conforme estabelecido por normas e códigos de redes locais, como o IEEE Std 1547:2018, visando garantir uma operação segura na rede.

Um dos desafios críticos está associado ao mencionado ajuste do CVW quando aplicado em uma RDBT radial. Quando os controladores entram em operação, resultam em uma APC desproporcional entre os IFVs, uma vez que as residências mais afastadas dos transformadores de distribuição experimentarão maiores sobretensões durante os períodos de elevado fluxo de potência reverso [25, 26].

Esta problemática tem instigado pesquisadores a considerar tal desafio em seus algoritmos de controle, levando à criação de um conceito denominado "justiça de APC", na literatura inglesa, *Fair Active Power Curtailment* (FAPC).

Considerando o contexto anterior, diversos autores propuseram definições para o conceito de FAPC. De acordo com [27], FAPC refere-se à distribuição equitativa da potência reduzida entre os usuários finais. Para [26], a justiça é definida como a capacidade do esquema de APC de tratar os domicílios de maneira igual; em outras palavras, a injustiça ocorre se um domicílio receber mais benefícios do que os outros, neste caso menores reduções de potência.

Portanto, observa-se que este é um problema que impacta exclusivamente os consumidores que utilizam o CVW em seus IFVs.

Embora o problema mencionado anteriormente possa parecer insignificante do ponto de vista da concessionária, é crucial destacar que, em um cenário futuro, a penalização de alguns consumidores devido à contribuição desigual de APC de seus respectivos IFVs pode resultar em questões judiciais. Essas questões podem surgir e envolver as concessionárias de

energia elétrica, de acordo com o modelo de negócio vigente para esse contexto específico.

Para solucionar problema previamente citado, diversos estudos foram conduzidos, incorporando o conceito de FAPC em seus métodos de controle de tensão para RDBTs [26-29]. Esses estudos podem ser divididos principalmente em abordagens centralizadas [26, 28, 30, 31] e distribuídas [29, 32, 23, 33].

Um outro desafio críticos associado ao ajuste do CVW envolve a dinâmica de controle e a inclinação da curva *droop* associada ao respectivo controle. Na literatura, diversos estudos têm sido conduzidos em RDBTs, utilizando simulações de Séries Temporais Quase-Estáticas, do inglês *Quasi Static Time Series* (QSTS), para investigar essas dinâmicas [34].

Embora a modelagem computacional da dinâmica do CVW em simulações QSTS seja relativamente simples, o ajuste inadequado da curva *droop* associada ao controle correspondente pode resultar em instabilidade do sistema de controle e provocar oscilações numéricas nos controladores dos IFVs. Isso, por sua vez, pode levar a falhas de convergência ao atingir os pontos de operação em regime permanente [34, 35]. Portanto, assegurar a estabilidade e o desempenho de controle em todo o sistema é um desafio complexo.

O problema da oscilação numérica foi explorado em [36, 37, 34, 38]. Outros trabalhos, como [39, 35, 40], também abordaram esse problema, estabelecendo critérios de estabilidade e convergência para seus respectivos controles por meio de estudos de sensibilidade baseados em simulações ou análise modal.

Além disso, testes práticos realizados em laboratório confirmaram o fenômeno das oscilações de tensões em IFVs comerciais, devido ao ajuste inadequado dos parâmetros de CVW [41, 42]. Esses testes também foram comparados com simulações computacionais.

Dos estudos mencionados anteriormente, muitos deles se concentram principalmente no problema relacionado ao CVV [35-39], deixando lacunas em uma análise mais detalhada do CVW, bem como na discussão de técnicas específicas de ajuste de parâmetros para abordar os desafios anteriormente mencionados.

### 1.3 Objetivos

O objetivo central desta tese é propor métodos de controle de tensão em redes de distribuição de baixa tensão com elevada penetração de micro geração fotovoltaica, por meio da coordenação dos controles volt-watt em inversores fotovoltaicos.

Como objetivos adicionais, busca-se formular equações analíticas para o ajuste de curvas Volt-Watt. Este ajuste leva em consideração critérios de estabilidade no modelo do controlador e coordenação justa na redução de potência ativa entre os inversores fotovoltaicos. Essas formulações serão aplicadas em duas arquiteturas distintas de controle

de tensão, descentralizada e centralizada, respectivamente.

A seguir, tem-se a descrição dos objetivos específicos desta tese de doutorado:

- Identificar e analisar o problema da injustiça na APC dos IFVs presentes em uma RDBT com inserção massiva de  $\mu$ GFV por meio de estratégias convencionais de CVW;
- Avaliar diferentes aspectos de justiça nas APC dos IFVs usando métricas apropriadas e quantificar as compensações de diferentes objetivos de justiça por meio dessas métricas;
- Identificar e analisar o problema das oscilações de tensão provocadas por controles baseados em curvas *droop* em IFVs;
- Formular uma abordagem analítica para calcular os parâmetros de CVW considerando critérios de estabilidade;
- Elaborar e implementar o algoritmo de controle proposto computacionalmente e realizar simulações para comprovar sua eficácia em cenários específicos;
- Desenvolver análises comparativas com outras técnicas de controle (ou seja, CVW) em um cenário envolvendo diferentes RDBTs, visando ratificar a eficácia do método proposto.

## 1.4 Revisão Bibliográfica

Nesta seção, aborda-se a revisão bibliográfica dos temas relacionados aos problemas percorridos nesta tese.

Estudos abordando a questão justiça na APC em IFVs foram explorados em [25-29]. Esses estudos podem ser divididos principalmente em abordagens centralizadas [26, 28, 30, 31] e distribuídas [29, 32, 23, 33].

As abordagens centralizadas propostas por [26, 28, 30, 31] usam o fluxo de potência ótimo (FPO) linear ou suas variantes para encontrar o despacho ótimo de potência ativa dos PVIs. Isso pode exigir uma infraestrutura de comunicação complexa e uma carga computacional enorme se houver uma grande quantidade de REDs com suas respectivas variáveis controladas na RDBT. Além disso, o laço de controle não considera incertezas na saída dos IFVs e nem nas cargas, assim como, não consideram as características não lineares do modelo em estudo. Ao contrário das abordagens centralizadas, os métodos distribuídos propostos por [25, 29, 32, 23, 33, 43] têm sido explorados para resolver o problema de APC injusto, usando o controle local, por meio de ajuste coordenado de curvas *droop*, reduzindo ou evitando a necessidade de comunicação.

Em [25, 29, 43], foi proposta uma coordenação *offline* para compartilhar a compensação de potência ativa entre geradores conectados ao mesmo alimentador usando matrizes de sensibilidade. Diferentemente dos métodos em [25, 43], a abordagem em [29] utiliza uma estimativa de sensibilidade baseada em medições pelos IFVs e um algoritmo híbrido modificado de CVV e CVW. O valor de sensibilidade calculado por fase para o IFV mais distante é compartilhado com os outros IFVs conectados na mesma fase com esses dados, e os parâmetros de controle Volt-Var-Watt são ajustados.

Estudos abordando a questão das oscilações numéricas decorrentes da dinâmica de controle de tensão por curvas droop em IFVs, bem como pesquisas relacionadas à análise de estabilidade para mitigar tais problemas, foram conduzidos por diversos autores, incluindo [34-42]. Em relação às oscilações numéricas, as pesquisas foram predominantemente lideradas por [36, 37, 38, 34].

Os autores de [36] desenvolveram um modelo computacional de controle de tensão que utiliza um sistema discreto no tempo para simular a funcionalidade de CVV de IFVs integrados em redes de distribuição. O objetivo desse modelo é mitigar problemas de sobretensão. As análises foram conduzidas por meio de simulações computacionais detalhadas em uma rede real, levando em consideração as interações dinâmicas entre um grande número de inversores em operação conjunta. Para melhorar a estabilidade do sistema e eliminar comportamentos oscilatórios indesejados, foi introduzida uma função de transferência na malha de controle. No entanto, a análise de estabilidade destacou que o atraso na medição da tensão pode levar à instabilidade na resposta dos inversores conectados à rede, enfatizando a importância de abordar esse desafio na implementação desses sistemas.

Os estudos conduzidos por [37] exploram uma técnica simples para simular interações entre funções avançadas volt/var de forma autônoma com o fluxo de potência, a fim de capturar eficientemente as interações avançadas entre inversores e a rede elétrica. Esses métodos podem ser facilmente estendidos para análises relacionadas às funções Volt-watt. Além disso, o artigo apresenta um algoritmo que acelera a convergência das interações de tensão, enquanto calcula o suporte de potência reativa/ativa necessário.

Os autores em [34] propuseram um algoritmo baseado em sensibilidade para prevenir as oscilações numéricas causadas pelos métodos de controle de IFV baseados em curvas droop em simulações QSTS. O algoritmo proposto requer informações da sensibilidade da rede para calcular o suporte de potência ativa necessário a cada passo iterativo do controle.

Outros trabalhos, como [39, 35, 40], também abordaram esse problema, estabelecendo critérios de estabilidade e convergência para seus respectivos controles por meio de estudos de sensibilidade baseados em simulações ou análise modal.

No estudo conduzido por [35], é apresentado um esquema de CVV local e adaptativo em tempo real. O sistema é capaz de ajustar dinamicamente seus parâmetros de controle em tempo real, adaptando-se a uma ampla gama de condições operacionais e perturbações externas. O estudo inclui também uma análise teórica da convergência do CVV adaptativo proposto, resultando na obtenção de uma condição suficiente para essa convergência.

O estudo de [40] realiza uma análise rigorosa da estabilidade de inversores conectados à rede elétrica, operando simultaneamente com as funções automáticas de resposta Volt-Watt e Volt-Var. Este trabalho estabelece condições para a existência de equilíbrio de tensão, juntamente com critérios analíticos que caracterizam a estabilidade desses equilíbrios com base nos parâmetros do inversor e da linha de transmissão. Adicionalmente, o artigo apresenta testes paramétricos que permitem a seleção de parâmetros seguros para projetos com margens de estabilidade garantidas na operação dessas funções de resposta.

Além dos resultados prévios via simulação computacional, testes práticos realizados em laboratório confirmaram o fenômeno das oscilações de tensões em IFVs comerciais, devido ao ajuste inadequado dos parâmetros de CVW [41, 42]. Esses testes também foram comparados com simulações computacionais.

Pesquisas conduzidas por [41] investigaram o comportamento oscilatório causado pela função de CVV em IFVs e desenvolveram diretrizes para identificar a faixa de configuração que garante a estabilidade do controle. Os estudos foram conduzidos através de ensaios práticos em laboratório com inversores comerciais, comprovando na prática o problema de oscilação de tensão devido ao ajuste inadequado de curvas VV.

Estudo similar foi conduzido por [42] ao investigar a estabilidade da função de controle Volt-Watt por meio de testes laboratoriais, análises analíticas e estudos de simulação. São identificados os principais fatores que afetam a estabilidade do controle Volt-Watt. Além disso, é desenvolvida uma diretriz para identificar a faixa de configuração do controle Volt-Watt a fim de evitar a instabilidade da tensão, e essa diretriz é verificada por meio de simulação dinâmica em um sistema de teste simples.

## 1.5 Contribuições da Tese

Diante das lacunas ainda não devidamente exploradas, a relevância desta pesquisa se estende à compreensão e mitigação dos desafios associados à crescente integração de  $\mu$ GFV nas RDBTs. Esses desafios incluem a injustiça na APC entre os IFVs presentes nas respectivas redes, considerando critérios de estabilidade inerente às oscilações de tensão resultantes das interações do CVW nos IFVs com a rede e entre si, enfatizando a importância da proposta desta tese de doutorado.

A primeira contribuição desta tese consiste na proposta de uma metodologia para

ajuste de curvas *droop* através de uma formulação analítica, que serve como parametrização do CVW em IFVs. A inovação desta proposta reside no fato de que, até a última revisão da literatura, nenhum estudo havia apresentado uma formulação analítica para o ajuste dessas curvas. Além disso, a metodologia incorpora critérios de estabilidade no CVW, proporcionando maior robustez na operação do sistema. Uma inovação adicional e relevante é a capacidade da metodologia de garantir uma APC justa entre os IFVs durante a operação do CVW.

Outra inovação adicional está associada à otimização da eficiência nas APC dos inversores, através do ajuste das curvas *droop*. Nesse contexto, a declividade dessas curvas é ajustada para atingir seu valor máximo permitido em cada condição operativa, em conformidade com os critérios de estabilidade estabelecidos. Detalhes mais aprofundados sobre essa abordagem podem ser explorados nos capítulos pertinentes ao seu modelo e aos resultados obtidos.

Tais inovações trazem benefícios tanto para os consumidores, que não serão penalizados por sofrerem maiores cortes ao se situar em pontos mais sensíveis da rede, quanto para as concessionárias que agregarão novos critérios de projeto para justes de parâmetros de CVW, permitindo a expansão dos critérios estabelecidos pela norma IEEE Std 1547 [19].

A segunda contribuição desta tese apresenta uma metodologia de controle de tensão com uma arquitetura descentralizada, fundamentada na APC justa entre os IFVs. Embora haja algumas técnicas na literatura com propostas semelhantes e que empreguem a mesma arquitetura, a inovação desta abordagem está na incorporação de critérios de estabilidade no CVW, utilizando a ferramenta previamente introduzida na primeira contribuição. Essa integração promove melhorias nas técnicas já consolidadas. Vale ressaltar que, em relação ao problema da injustiça nas APC, nenhum estudo na literatura incorporou critérios de estabilidade em seus métodos de controle correspondentes. Em outras palavras, esses estudos são geralmente tratados de forma separada na literatura. Como benefício da presente contribuição, para a concessionária, destaca-se a redução dos custos de implantação devido à simplicidade do sistema, que não requer uma infraestrutura de comunicação entre os inversores. Essa redução de custos também beneficia os consumidores, pois resultaria em uma diminuição nas tarifas de energia repassadas a eles.

A terceira contribuição desta tese propõe uma metodologia de controle de tensão com uma arquitetura centralizada. Similar à segunda contribuição, essa metodologia incorpora a justiça na APC entre os IFVs, além de estabelecer critérios de estabilidade no CVW como objetivos principais. Embora existam na literatura abordagens centralizadas de controle que incorporam a justiça na APC, novamente destaca-se a falta de critérios de estabilidade incorporados em seus métodos de controle. Isso ressalta a inovação do método proposto, que inclui esse critério, destacando-se em relação às outras abordagens.

Outra inovação significativa está relacionada ao método de solução adotado no controle centralizado. Ao contrário de outras técnicas que abordam a mesma problemática, este método se fundamenta em solução baseada em regras, tornando-se especialmente adequado para aplicações em tempo real. Nas abordagens centralizadas encontradas na literatura, o uso do fluxo de potência ótimo para determinar o despacho de potência ativa dos IFVs, juntamente com a possibilidade de integrar a FAPC em seus modelos, é comum. No entanto, esses métodos demandam um considerável esforço computacional inerente ao processo de resolução.

Portanto, os benefícios da presente proposta podem ser direcionados às concessionárias. Devido à sua simplicidade, torna-se escalável, sendo facilmente implementado em um microcontrolador com baixa carga computacional para fins de controle de tensão centralizado. Além disso, a proposta pode ser integrada em uma arquitetura de computação em nuvem, colaborando com uma Usina Virtual de Energia, conhecida como *Virtual Power Plant* (VPP), que envolve diversas RDBT.

De forma geral, ambas as estratégias de controle proporcionam contribuições valiosas com soluções inovadoras ao promover melhorias em técnicas já consolidadas que abordam os mesmos problemas expostos na tese, mas que eram tratados de forma separada. No geral, ambas as ferramentas proporcionam benefícios para o sistema elétrico ao aumentar a capacidade de hospedagem da rede, portanto, sendo um benefício indireto para a sociedade que depende da infraestrutura da rede para promover a maior integração de fontes renováveis nas RDBT, auxiliando no processo de transição energética global.

## 1.6 Estrutura da Tese

Esta tese de doutorado é composta por oito capítulos, incluindo este de introdução. A seguir, os demais capítulos são apresentados:

- **Capítulo 2** - Este capítulo estabelece a base teórica do CVW, abordando previamente o modelo matemático do problema da sobretensão em RDBT com integração de  $\mu$ GFV. Em seguida, faz uma descrição matemática da estratégia de controle em si. Por fim, aborda o problema da APC injusta entre os IFVs que é inerente à atuação do CVW.
- **Capítulo 3** - Este capítulo explora a modelagem da estratégia proposta de controle descentralizado, abrangendo desde a formulação matemática completa para o ajuste dos parâmetros das curvas Volt-Watt em IFVs, empregada na arquitetura interna do controle correspondente, até a seção que detalha o referido controle.
- **Capítulo 4** - Este capítulo explora a modelagem da estratégia proposta de controle centralizado. De forma similar ao modelo descentralizado, a presente abordagem

explana uma formulação matemática para ajuste de parâmetros das curvas Volt-Watt em IFVs. Diferente do modelo descentralizado, tal abordagem utiliza matriz de sensibilidade de tensão em seus modelos. Portanto, o mesmo capítulo aborda a formulação matemática de modelo linearizado da rede elétrica, assim como de matriz de sensibilidade.

- **Capítulo 5** - Este capítulo oferece uma visão geral da estrutura da metodologia adotada para avaliar o modelo de matriz de sensibilidade proposto, o método de ajuste das curvas Volt-Watt e as duas estratégias de controle propostas. A mesma estrutura engloba informações detalhadas sobre as redes de teste utilizadas como estudo de caso. Em seguida, são fornecidos detalhes sobre os cenários de teste.
- **Capítulo 6** - Neste capítulo são apresentados os resultados relacionados a aplicação das metodologias do capítulo prévio, divididos por grupos de cenários testes. Ao final, os resultados das simulações realizadas são comentados;
- **Capítulo 7** - Neste capítulo, com base nos resultados obtidos e na revisão da literatura, são discutidos os principais achados e as direções futuras do trabalho, proporcionando um encerramento conclusivo ao estudo como um todo.

Ao final, o texto inclui um apêndice. Este tem o objetivo de apresentar os trabalhos publicados no período de doutorado diretamente relacionados ao tema e além deste.

---

# Regulação de Tensão por Controle Volt-Watt

## 2.1 Introdução

O avanço das tecnologias de energia solar tem impulsionado a integração cada vez maior de sistemas fotovoltaicos (SFV) na rede elétrica, principalmente em RDBT. Com a crescente penetração desses sistemas, surge a necessidade do uso de estratégias de controle inteligentes que garantam a estabilidade e a segurança do sistema elétrico, frente aos problemas previamente mencionados no Capítulo 1. Nesse contexto, os atuais IFVs tem se apresentado no mercado com funções avançadas de controle embarcados, denominados *smart inverters*, impulsionados principalmente pela norma IEEE-1547, na atualização de 2018 [19].

Dentre as funções avançadas de controle embarcadas em IFVs, tem-se o CVW, cujo objetivo é a redução da potência ativa injetada na rede pelos IFVs, com base na tensão monitorada, a fim de evitar problemas de sobretensão.

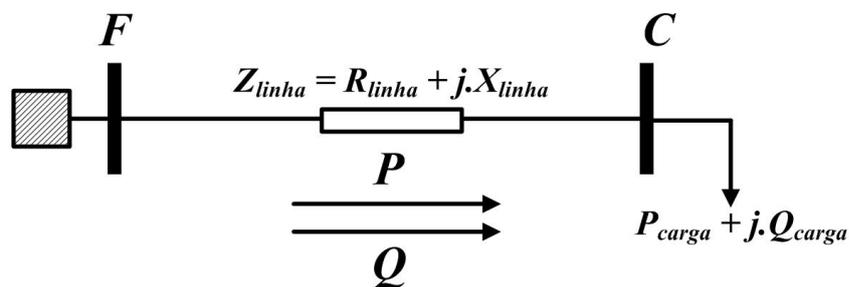
O CVW é comumente aplicado em RDBTs uma vez que existe um forte acoplamento entre a potência ativa e a magnitude de tensão, devido à natureza predominantemente resistiva de tais redes. Enquanto o perfil de tensão da RDBT é ativamente controlado por IFVs por meio dos seus respectivos CVW, evita-se o desligamento das unidades FV devido às sobretensões [44].

Diante do exposto, será apresentada nesse capítulo a formulação matemática para representar o problema de sobretensão em RDBT com alta penetração de  $\mu$ GFV. Em seguida a formulação matemática do CVW, com base na curva de decaimento potência versus tensão. Por fim, será abordado o problema da injustiça dos cortes de potências ativa injetadas pelos IFVs em uma RDBT.

## 2.2 Definição do Problema de Sobretensão em RDBT com Alta penetração de $\mu$ GFV

Para expressar matematicamente o comportamento da sobretensão em redes de distribuição ativas, devido à presença de Geração Distribuída (GD), será formulado primeiramente o modelo de queda de tensão para uma rede convencional passiva, em seguida, seguindo o mesmo raciocínio, será abordado o modelo com GD. Portanto, tem-se na Figura 8 um modelo simplificado como premissa.

Figura 8 – Sistema de distribuição convencional de duas barras.



Fonte: Próprio autor.

O modelo simplificado descreve o diagrama unifilar de um sistema equivalente composto por um barramento infinito  $F$ , como magnitude de tensão  $V_F$ . Esse sistema inclui uma linha de distribuição trifásica de baixa tensão, simétrica e equilibrada, com uma impedância representada por  $Z_{linha} = R_{linha} + jX_{linha}$ . Além disso, contempla o barramento  $C$ , onde está conectada uma carga equivalente  $P_{carga} + jQ_{carga}$ , e cuja tensão é  $V_C$ .

Aplicando a lei de Kirchhoff's das tensões na Figura 8, a tensão no barramento  $F$  pode ser escrita como:

$$\vec{V}_F = \vec{V}_C + \vec{I} \times (R_{linha} + jX_{linha}) \quad (2.1)$$

Onde  $\vec{I}$  é a representação fasorial da corrente que flui na linha. A potência complexa fornecida ao sistema pelo barramento  $F$  é dada por:

$$P + jQ = \vec{V}_F \times \vec{I}^* \quad (2.2)$$

Portanto, a corrente que flui na linha é dado pela Equação 2.3:

$$\vec{I} = \frac{P - jQ}{\vec{V}_F} \quad (2.3)$$

Substituindo a Equação 2.3 na Equação 2.1, a tensão  $V_F$  pode ser escrita de acordo com a Equação 2.4:

$$\begin{aligned}\vec{V}_F &= \vec{V}_C + \frac{P - jQ}{\vec{V}_F} \times (R_{linha} + jX_{linha}) \\ &= \vec{V}_C + \frac{R_{linha}P + X_{linha}Q}{\vec{V}_F} + j \frac{X_{linha}P - R_{linha}Q}{\vec{V}_F}\end{aligned}\quad (2.4)$$

Assim, a variação de tensão entre as barras  $F$  e  $C$  é dada pela Equação 2.5:

$$\Delta \vec{V} = \vec{V}_F - \vec{V}_C = \frac{R_{linha}P + X_{linha}Q}{\vec{V}_F} + j \frac{X_{linha}P - R_{linha}Q}{\vec{V}_F}\quad (2.5)$$

A Equação 2.5 pode ser simplificada partindo da premissa de que a abertura angular entre as duas barras é muito pequena. Portanto, pode-se considerar somente a parte real da equação [45]. Considera-se também, que a barra  $F$  é a barra de referência, ou seja,  $\vec{V}_F = |\vec{V}_F| \angle 0^\circ = V_F$ . Portanto, a Equação 2.5 pode ser aproximada por:

$$\Delta V \approx \frac{R_{linha}P + X_{linha}Q}{V_F}\quad (2.6)$$

Se for considerado que a tensão na barra de referência é a tensão base do sistema, então  $V_F$  pode ser assumido unitário. Portanto, a Equação 2.7 pode ser escrita em valores por unidade como:

$$\Delta V_{pu} \approx R_{linha}P + X_{linha}Q\quad (2.7)$$

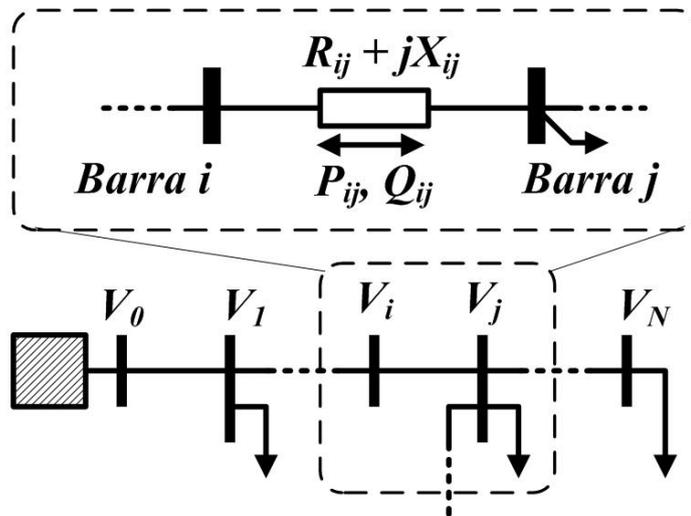
A mesma formulação prévia também pode ser estendida para qualquer segmento de linha dentro de uma rede de distribuição. Segundo [46], para um sistema de grande porte, vide Figura 9, a variação de tensão entre as barras  $i^{th}$  e  $j^{th}$  pode ser escrita de acordo com a equação

$$\Delta V_{ij} \approx \frac{R_{ij}P_{ij} + X_{ij}Q_{ij}}{V_i}\quad (2.8)$$

Onde  $\Delta V$  é a variação de tensão entre as barras  $i^{th}$  e  $j^{th}$ ,  $R_{ij}$  é a resistência entre as barras  $i^{th}$  e  $j^{th}$ ,  $X_{ij}$  é a reatância entre as barras  $i^{th}$  e  $j^{th}$ ,  $V_i$  é a tensão na barra  $i^{th}$  e  $P_{ij}$  e  $Q_{ij}$  são, respectivamente, as potências ativa e reativa que fluem da barra  $i^{th}$  para a barra  $j^{th}$ .

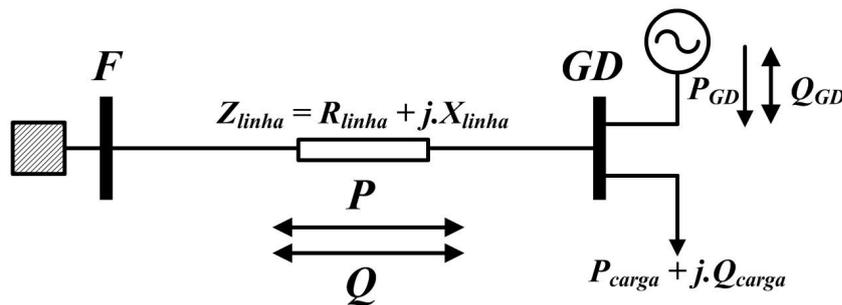
Após concluir a formulação prévia de queda de tensão para uma rede passiva, tal formulação pode-se estender para o problema de elevação de tensão em uma rede de distribuição ativa, conforme a Figura 10.

Figura 9 – Sistema de distribuição convencional de grande porte com n barras.



Fonte: Adaptado de [46].

Figura 10 – Sistema de distribuição com duas barras e geração distribuída.



Fonte: Próprio autor.

Partindo da premissa de haver um fluxo de potência no sentido bidirecional em redes ativas, tem-se um cenário onde a magnitude da tensão no ponto de acoplamento da GD é geralmente maior que nos demais pontos do alimentador. Nesse sentido, a Equação 2.7 pode ser escrita levando em consideração a elevação no perfil de tensão no ponto de conexão da GD e a natureza reversa do fluxo de potência na rede, portanto:

$$V_C \approx V_F + R_{linha}P + X_{linha}Q \quad (2.9)$$

Na Figura 10 é mostrado um sistema de distribuição de duas barras pelo seu equivalente de Thévenin com GD conectada na barra C, onde  $P_{GD}$  é a potência ativa gerada pela GD,  $Q_{GD}$  é a potência reativa gerada ou absorvida pela GD e os demais parâmetros foram descritos na formulação prévia. A variação de tensão ao longo da rede pode ser aproximada pela Equação 2.10.

$$\Delta V = V_{GD} - V_F \approx \frac{RP + XQ}{V_{GD}} \quad (2.10)$$

Onde  $P = (P_{GD} - P_{carga})$ ,  $Q = (-Q_{carga} \pm Q_{GD})$ . Caso  $V_{GD}$  seja adotada como a tensão base do sistema, então a Equação 2.10 pode ser escrita como:

$$\Delta V_{pu} = V_{GD} - V_F \approx R(P_{GD} - P_{carga}) + X(-Q_{carga} \pm Q_{GD}) \quad (2.11)$$

Ao analisar a Equação 2.11, a GD opera sempre gerando potência ativa. Porém, a potência reativa depende do modo de controle adotado na unidade geradora, ou seja, a GD pode operar no modo de controle fator de potência unitário (não troca potência reativa com a rede), fator de potência adiantado (injetando potência reativa capacitiva) ou fator de potência atrasado (absorvendo potência reativa indutiva).

## 2.3 Controle Volt-Watt em Inversores Fotovoltaicos

Os sistemas fotovoltaicos (SFVs) são projetados para operar no Ponto de Máxima Potência, do inglês *Maximum Power Point Tracking* (MPPT), maximizando a potência ativa  $P^{mppt}$  gerada com base nas condições ambientais, em um instante de tempo específico. No entanto, em redes elétricas sujeitas a sobretensão, a regulação da potência ativa por meio do CVW desempenha um papel fundamental na manutenção da tensão terminal do IFV dentro dos limites aceitáveis.

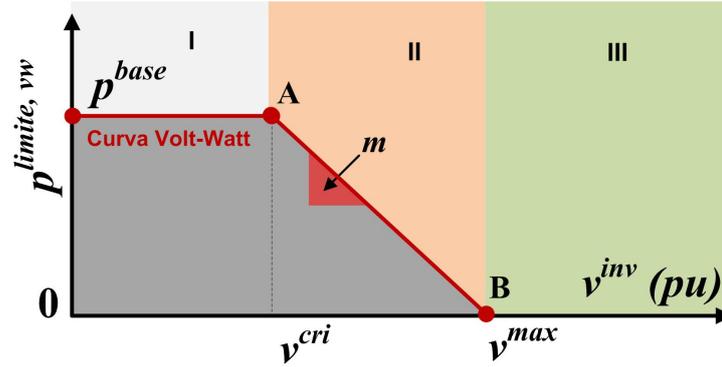
O CVW é essencialmente definido por curvas de decaimento, conhecidas como curvas *droop*, que determinam a operação dos IFVs com base nas medições locais de tensão, conforme ilustrado na Figura 11. Utilizando a curva *droop*, o CVW pode limitar a potência ativa gerada pelo IFV com base na tensão monitorada. A potência ativa do IFV só é cortada quando ela excede o limite superior de geração de potência ativa ( $P^{limite}$ ) estabelecido pela curva *droop*. Portanto, a região de operação permitida, sem cortes de potência, é destacada em cinza na Figura 11.

A representação gráfica da curva Volt-Watt (VW) apresenta os valores de tensão monitorada em relação a uma tensão base no eixo x, enquanto que a referência do eixo y,  $p^{base}$ , pode representar tanto a potência ativa disponível,  $p^{mppt}$ , quanto a capacidade nominal do inversor  $p^{nom, fv}$  [47].

Com base na curva VW apresentada na Figura 11, a operação do CVW pode ser dividida em três regiões distintas:

- **Região I: Operação em Potência Máxima do MPPT:** Nesta região, representada pela faixa antes do limiar de tensão  $v^{cri}$ , o IFV opera no MPPT, ou seja,

Figura 11 – Exemplo de Curva Volt-Watt.



Fonte: Adaptado de [44].

ele opera no máximo da potência ativa  $p^{mppt}$  disponível de acordo com as condições ambientais. Nessa fase, a potência ativa é maximizada, e a tensão do inversor permanece abaixo do limiar  $v^{cri}$ .

- **Região II: Redução linear da Potência Ativa:** No instante em que a tensão monitorada ultrapassa  $v^{cri}$ , o controle entra em operação. Nesta região, o limite de potência ativa  $p^{limite}$  é reduzido linearmente para diminuir os níveis de tensão. O declive dessa atenuação é determinado pelo parâmetro  $m$  na Equação 2.12, onde  $m$  é calculado usando a Equação 2.13.

$$p^{limite, vw} = \begin{cases} p^{base} & v^{inv} < v^{cri} \\ p^{base} - m \cdot (v^{inv} - v^{cri}) & v^{cri} \leq v^{inv} \leq v^{max} \\ 0 & v^{inv} > v^{max} \end{cases} \quad (2.12)$$

Onde,

$$m = \frac{p^{base}}{(v^{max} - v^{cri})} \quad (2.13)$$

- **Região III: Limitação da Injeção de Potência Ativa:** Quando a tensão do inversor excede o limite superior  $V^{max}$ , a injeção de potência ativa é completamente interrompida para proteger o sistema e a rede elétrica de possíveis sobretensões prejudiciais.

Ao considerar a referência  $P^{base}$  como  $P^{mppt}$  pode-se reescrever as Equações 2.12 e 2.13, obtendo-se as seguintes equações:

$$p^{limite,vw} = \begin{cases} p^{mppt} & v^{inv} < v^{cri} \\ p^{mppt} - m \cdot (v^{inv} - v^{cri}) & v^{cri} \leq v^{inv} \leq v^{max} \\ 0 & v^{inv} > v^{max} \end{cases} \quad (2.14)$$

$$m = \frac{p^{mppt}}{(v^{max} - v^{cri})} \quad (2.15)$$

Com base no limite de potência ativa  $p^{limite,vw}$ , definido pela curva VW, pode-se calcular a potência ativa desejada de saída do IFV, através da Equação 2.16 [47]:

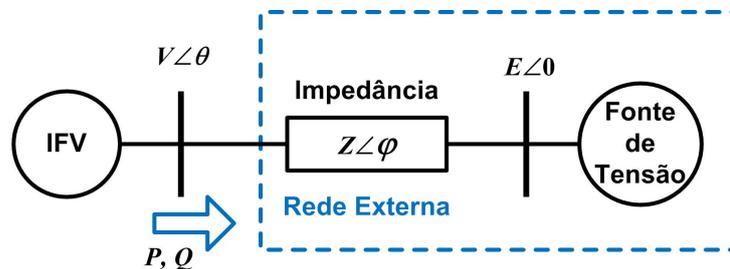
$$p^{inv} = \begin{cases} p^{limiteMin}, & p^{fv} \times \eta \geq p^{limiteMin} \\ p^{fv} \times \eta, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.16)$$

Onde  $p^{limiteMin} = \min(p^{nom,fv}, p^{limite,vw})$ ,  $p^{nom,fv}$  é a potência nominal no painel FV e  $\eta$  a eficiência do inversor, respectivamente.

## 2.4 Operação em Regime Permanente do Inversor com Controle Volt-Watt.

Como o objetivo de preparar a discussão sobre as oscilações induzidas por CVW, esta subseção ilustra as características de operação em regime permanente para inversores com CVW. Para ilustrar o impacto do controle volt-watt na operação em regime permanente do inversor, considera-se um único IFV com sua rede externa modelada como um circuito equivalente de Thevenin, conforme mostrado na Figura 12.

Figura 12 – Sistema com um único inversor conectado à rede.



Fonte: Adaptado de [42].

A magnitude e o ângulo da tensão no terminal do inversor são indicados como  $V$  e  $\theta$ , respectivamente.  $P$  e  $Q$  representam a potência ativa e a potência reativa de saída do inversor, respectivamente.  $Z$  e  $\varphi$  são a magnitude e o ângulo da impedância externa, e  $E$  denota a magnitude da fonte de tensão equivalente.

As equações de fluxo de potência do sistema de um único inversor podem ser derivadas como [42]:

$$P = \frac{V^2}{Z} \cos \varphi - \frac{VE}{Z} \cos(\theta + \varphi) \quad (2.17)$$

$$Q = \frac{V^2}{Z} \sin \varphi - \frac{VE}{Z} \sin(\theta + \varphi) \quad (2.18)$$

Manipulando a Equação 2.18 pode-se isolar o termo  $\sin(\theta + \varphi)$  através da seguinte equação.

$$\sin(\theta + \varphi) = \frac{V}{E} \sin \varphi - \frac{QZ}{VE} \quad (2.19)$$

Utilizando-se identidade trigonométrica, pode-se encontrar o termo  $\cos(\theta + \varphi)$  através da seguinte equação.

$$\cos(\theta + \varphi) = \pm \sqrt{1 - \sin^2(\theta + \varphi)} = \pm \sqrt{1 - \left( \frac{V}{E} \sin \varphi - \frac{QZ}{VE} \right)^2} \quad (2.20)$$

Substituindo a Equação 2.20 no termo  $\cos(\theta + \varphi)$  da Equação 2.17 tem-se a a relação entre a tensão no terminal do inversor e a sua potência ativa de saída.

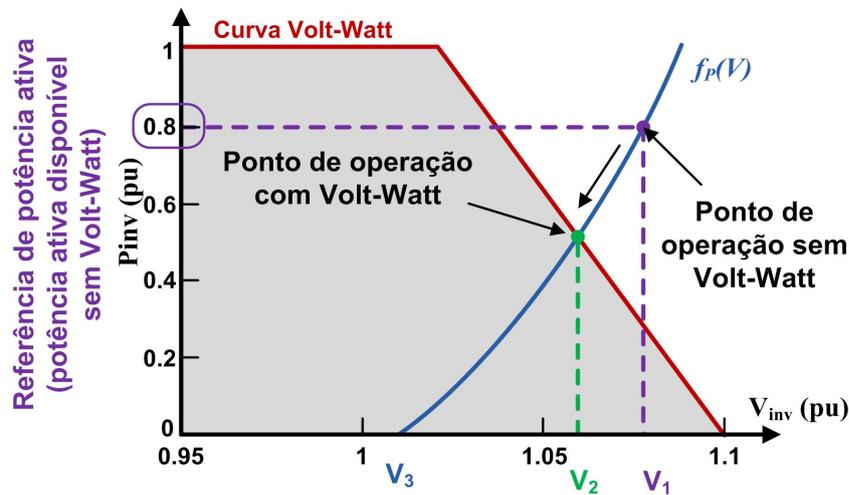
$$P = f_P(V) = \frac{V^2}{Z} \cos \varphi \pm \frac{VE}{Z} \sqrt{1 - \left( \frac{V}{E} \sin \varphi - \frac{QZ}{VE} \right)^2} \quad (2.21)$$

A Equação 2.21 é a restrição física do sistema e é válida em qualquer instante de tempo, esteja o sistema passando por transitório ou em regime permanente. Essa equação é representada na Figura 13 como a curva  $f_P(V)$ .

O sinal de mais ou menos na equação indica que a curva pode ser altamente não linear (ou seja, uma determinada tensão pode corresponder a dois níveis de potência possíveis) em certas condições e pode afetar a eficácia do CVW.

Enquanto isso, a curva volt-watt delimita uma região no plano tensão versus potência ativa na qual o ponto de operação em regime permanente deve estar contido. Essa área é destacada como uma região sombreada na Figura 13. Se a potência ativa disponível no IFV for consideravelmente elevada, resultando no posicionamento do ponto de operação em regime permanente fora da região desejada, entra em cena a função volt-watt. Ao ser acionada, essa função reduzirá a potência ativa de saída do IFV, provocando o deslocamento do ponto de operação final em regime permanente. Assim, o ponto de interseção entre a curva  $f_P(V)$  e a curva volt-watt define o ponto de operação do inversor em regime permanente.

Figura 13 – Ilustração do ponto de operação em regime permanente do inversor com controle volt-watt.



Fonte: Adaptado de [42].

Na Figura 13,  $V_3$  é a tensão no terminal do IFV quando sua potência de saída é zero. Quando o inversor está gerando a potência máxima disponível,  $V_1$  e  $V_2$  são as tensões sem e com controle volt-watt, respectivamente.

## 2.5 Problema do Corte Desigual entre Inversores Fotovoltaicos via controle Volt-Watt

Na Figura 14, tem-se de forma ilustrativa como se conduz a atuação do CVW entre os IFVs, distribuídos ao longo de um alimentador radial.

Na mesma figura, no canto superior direito, tem-se uma única curva representativa *droop* do CVW para todos os IFVs, pois, pressupõem-se que a mesma curva seja padronizada para todas as unidades FV, ou que os ajustes sejam aproximados.

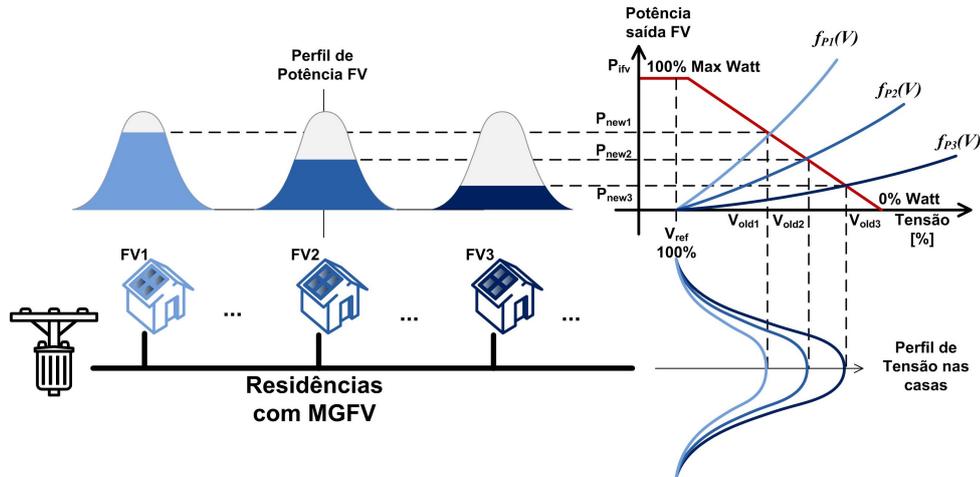
No canto inferior direito da Figura 14 tem-se o perfil de tensão ao longo de um dia no PAC dos IFVs, sem nenhum esquema de controle atuando. Nota-se que os maiores valores de tensão máxima no sistema ocorrem nos IFV mais afastados do transformador ao longo do alimentador, por serem os pontos de maior sensibilidade de tensão.

Ao analisar a Figura 14, percebe-se um corte desigual entre cada unidade FV, devido às diferentes variações de tensão, apontando um corte injusto entre os IFV.

Para melhor compreensão tem-se a um reprodução numérica do cruzamento das curvas *droop* dos 3 inversores FV1, FV2 e FV3, presentes na Figura 14, com suas respectivas restrições físicas  $f_{P1}(V)$ ,  $f_{P2}(V)$  e  $f_{P3}(V)$ , obtidas através da Equação 2.21

Para o cálculo das curvas de restrições físicas  $f_P(V)$  no PAC de cada IFVs são

Figura 14 – Curvas *droop* para o controle Volt-Watt.



Fonte: Própria do autor.

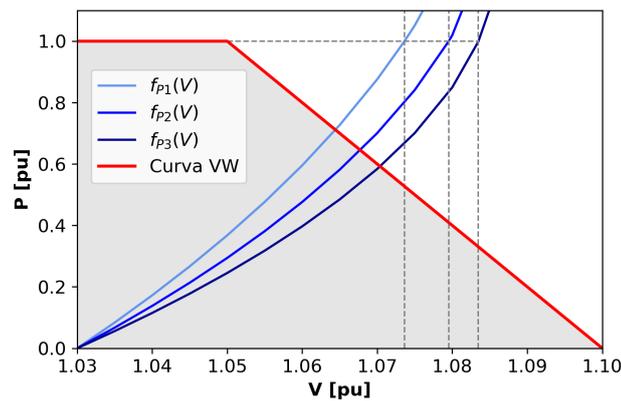
dados o seguintes parâmetros através da Tabela 2:

Tabela 2 – Parâmetros das restrições físicas  $f_P(V)$  no PAC de cada IFVs

Inversor	E [pu]	Z [pu]	X/R
FV1	1.03	0.20	3.0
FV2	1.03	0.25	3.0
FV2	1.03	0.30	3.0

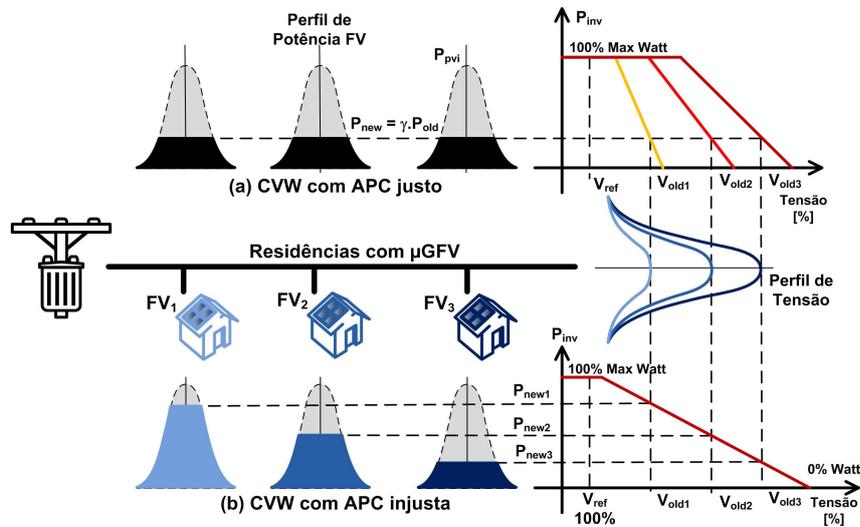
Portanto, tem-se uma representação visual das curvas mostradas na Figura 15

Figura 15 – Cruzamento das Curvas *droop* com restrições físicas no PAC.



Fonte: Própria do autor.

Quando se busca mitigar totalmente ou parcialmente o problema previamente citado de cortes desiguais de potência nos IFV, costuma-se ajustar as curvas *droop* de cada IFVs com declividades distintas de tal forma a se obter um único valor de corte para cada ponto de cruzamento com suas respectivas curvas de restrições físicas  $f_P(V)$  no PAC de cada IFVs. Tem-se, portanto, uma interpretação gráfica através das curvas *droop* na Figura 16.

Figura 16 – Curvas *droop* para o APC justo.


Fonte: Própria do autor.

Na Figura 16, tem-se as curvas *droop* ajustadas de tal forma a se obter uma APC justa. Nota-se que para cada ponto de medição tem-se um valor diferente de tensão, mas o corte de potência é o mesmo devido às inclinações ajustadas para tal propósito. Comportamento este, diferente do controle Volt-Watt mostrado na Figura 15, onde nota-se um corte desigual entre cada IFV.

## 2.6 Análise de Estabilidade para Controle Volt-Watt

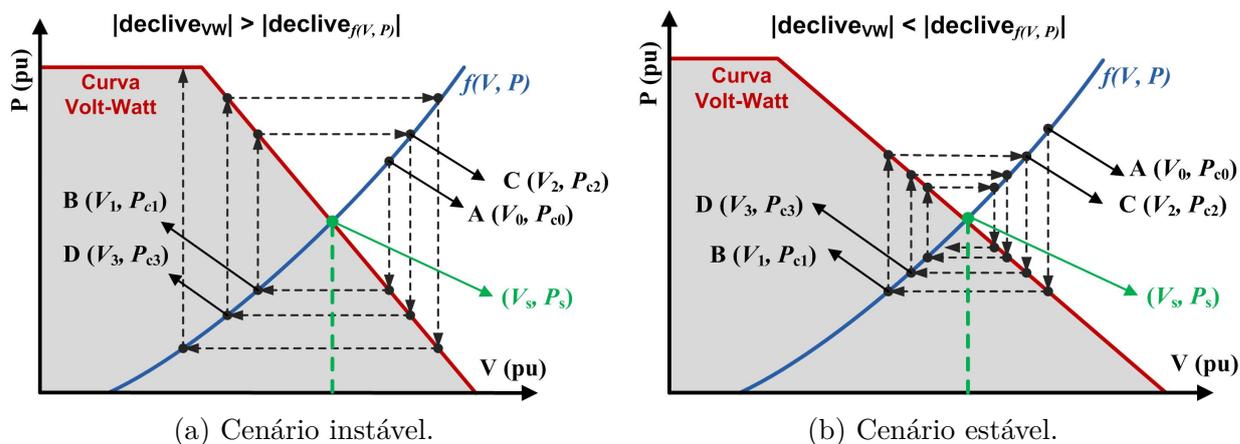
De forma semelhante aos estudos envolvendo controle volt-var abordados em [41], esta subseção se concentra na análise de estabilidade para o CVW em que 1) o comando de potência ativa é atualizado periodicamente e 2) a potência ativa de saída é suficientemente rápida para atingir o comando de potência ativa dentro de um único período. Como resultado, eles têm um efeito mínimo nas oscilações induzidas por volt-watt, e é assumido que  $P = P_{cmd}$  nos estudos analíticos subsequentes.

Para compreender as oscilações instáveis que podem ocorrer com alta inclinação volt-watt, com referência à Figura 17a, seja  $(V_s, P_s)$  o ponto de operação em regime permanente do inversor. O ponto A em  $(V_0, P_{c0})$  denota a condição inicial na qual a função volt-Watt está desligada e o inversor está gerando  $P_{c0}$  potência ativa.

Como pode ser observado, a tensão inicial  $V_0$  está fora dos limites da curva volt-watt. Após o CVW ser ativado, no início do primeiro período de controle, ele mede a tensão  $V_0$  e gera um comando de potência ativa  $P_{c1}$ , que leva a tensão do sistema a  $V_1$ , ponto B, dentro da curva volt-watt no mesmo período de controle.

Quando o segundo período de controle começa,  $V_1$  é medido, o que é menor do que

Figura 17 – Ilustração gráfica de oscilações instáveis e estáveis devido ao controle volt-watt.



Fonte: Própria do Autor.

a tensão nominal. Um novo comando  $P_{c2}$  é gerado e isso faz com que a tensão se torne  $V_2$ , ponto C, que é ainda maior do que a tensão inicial  $V_0$ . Isso forma uma retroalimentação positiva, e tanto a tensão quanto a potência ativa oscilam sem alcançar o ponto de equilíbrio.

Se a curva volt-watt tiver uma inclinação menor, essa situação mudará, como ilustrado na Figura 17b. Observe que a curva  $f(V, P)$  é a mesma nas Figuras 17a e 17b. Nesse caso, em vez de se afastar, a tensão e a potência ativa gradualmente se movem em direção ao equilíbrio e eventualmente se estabilizam. A partir dessas duas ilustrações, pode-se concluir que a condição para o sistema ser estável é

$$|\text{declive}_{vw}| < |\text{declive}_{f_P(V)}| \quad (2.22)$$

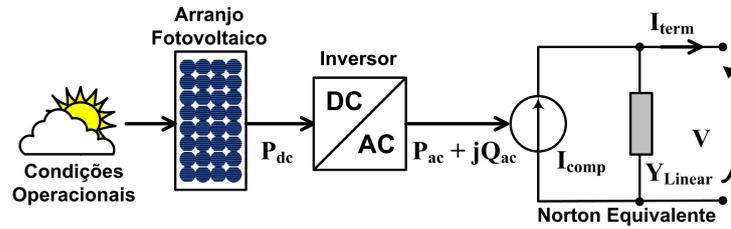
## 2.7 Modelo Computacional do Controle Volt-Watt via OpenDSS

Nesta seção, será apresentada de maneira concisa a modelagem computacional de uma simulação QSTS, abrangendo a representação de IFVs juntamente com seus correspondentes CVW, realizada no software OpenDSS.

### 2.7.1 Modelagem do Sistema Fotovoltaico no OpenDSS

O OpenDSS modela o módulo fotovoltaico assim como o inversor que conecta o mesmo na rede através do elemento PVSystem exibido na Figura 18. O OpenDSS assume que o inversor é capaz de encontrar o ponto de máxima potência do painel rapidamente, permitindo simulações diárias com espaços de tempo pequenos, como em segundos.

Figura 18 – Diagrama de blocos do Elemento PVSystem do OpendSS.



Fonte: Adaptado de [47].

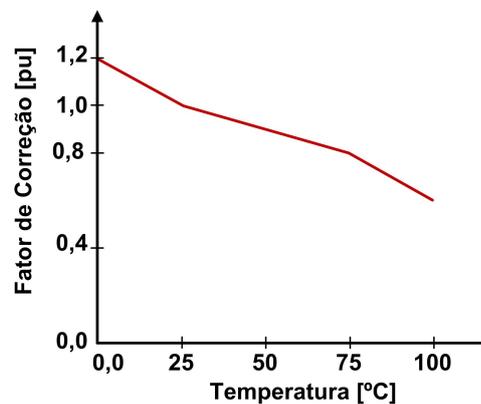
Para o modelo do elemento PVSystem, a saída de potência CC da geração fotovoltaica ( $P_{dc}$ ) é uma função da potência ativa CC do módulo fotovoltaico no ponto de máxima potência ( $P_{mpp}[t]$ ), e do valor de um fator de correção do arranjo para a temperatura  $Temperature[t]$ , expresso por  $PTCurve(Temperature[t])$  (vide Figura 19). Portanto, a potência de saída do arranjo fotovoltaico pode ser definida pela Equação 2.23

$$P_{dc}[t] = P_{mpp}[t] \times PTCurve(Temperature[t]) \quad (2.23)$$

Sendo que,

$$P_{mpp}[t] = P_{mpp} \times Irradiance \times Irradiance[t] \quad (2.24)$$

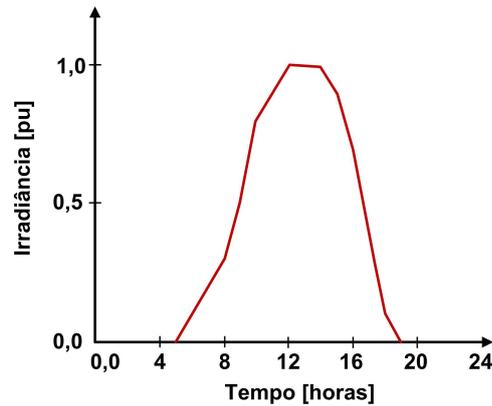
Figura 19 – Curva representativa da propriedade P-TCurve.



Fonte: Adaptado de [47].

Onde  $P_{mpp}$  representa o valor da propriedade  $P_{mpp}$  do arranjo,  $irradiance$  o valor base de irradiância, em  $kW/m^2$ ,  $irradiance[t]$  o valor atual de irradiância no instante de tempo  $t$ , conforme perfil de curva da Figura 20.

O modelo do inversor para converter a potência CC  $P_{dc}$  em potência de saída CA fotovoltaica ( $P_{ac}$ ), que é uma parte do modelo do PVSystem, pode ser representado matematicamente como

Figura 20 – Curva diária de irradiância para a propriedade *daily*.

Fonte: Adaptado de [47].

$$P_{ac}[t] = \begin{cases} 0, & \text{se o estado do inversor for desligado} \\ P_{limiteMin}[t], & P_{dc}[t] \times EffCurve \geq P_{limiteMin}[t] \\ P_{dc}[t] \times EffCurve, & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.25)$$

$$Q_{ac}[t] = \sqrt{kVA^2 - P_{ac}[t]^2} \quad (2.26)$$

Onde  $P_{limiteMin}[t]$  é dado pela Equação 2.27:

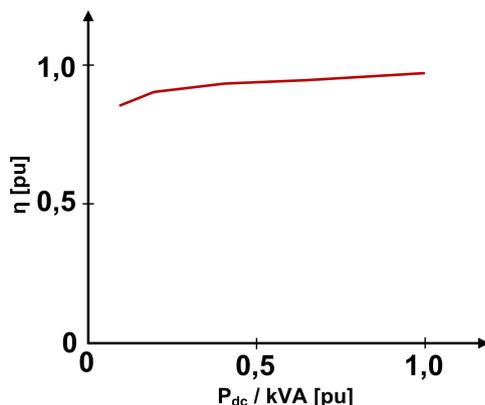
$$P_{limiteMin}[t] = \begin{cases} \min\left(\frac{\%Pmpp \times Pmpp}{100}, P_{Limite}[t]\right), & \text{com volt-watt} \\ \frac{\%Pmpp \times Pmpp}{100} & \text{caso contrário} \end{cases} \quad (2.27)$$

Onde  $P_{Limite}[t]$  corresponde ao limite de potência ativa resultado da operação da função inteligente volt-watt,  $\%Pmpp$  representa o limite superior para a potência ativa de saída do inversor, definido como um percentual de  $Pmpp$  e  $EffCurve$  corresponde à curva de eficiência do inversor. Essa curva caracteriza a variação na eficiência do inversor como uma função da potência do arranjo fotovoltaico,  $P_{dc}$ , em valores por unidade da potência nominal total do equipamento. Tem-se um exemplo de tal curva ilustrada na Figura 21.

### 2.7.2 Algoritmo de simulação QSTS no OpenDSS

O processo de simulação, conforme ilustrado na Figura 22, atende a duas características essenciais do OpenDSS. A primeira diz respeito à sua capacidade de realizar simulações QSTS, implementando um loop de passo de tempo sequencial, iniciando em  $t_{ini}$  e concluindo em  $t_{fim}$ . O segundo aspecto destaca-se pela capacidade de modelar os dispositivos de controle de maneira independente dos componentes elétricos durante

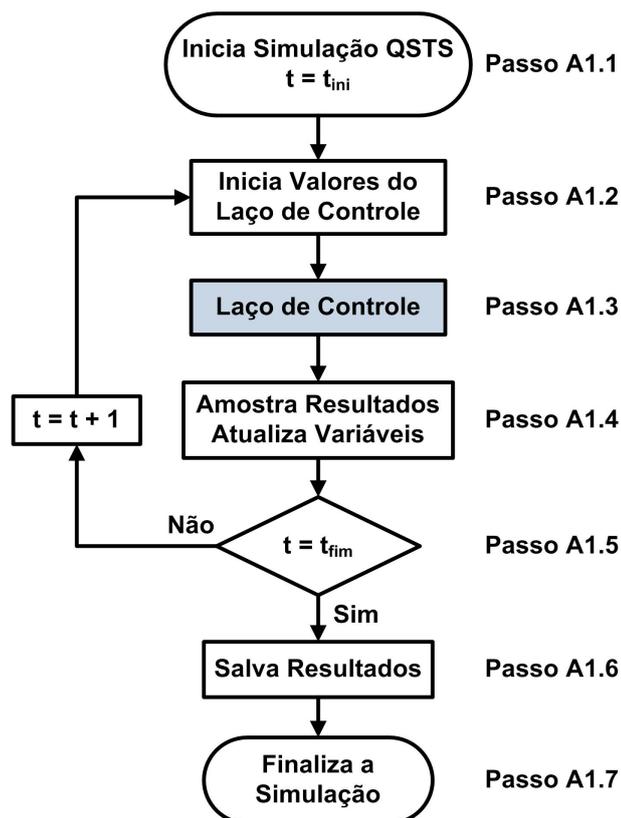
Figura 21 – Curva de eficiência do inversor (*EffCurve*).



Fonte: Adaptado de [47].

a simulação, graças ao emprego do loop de controle descrito na Subseção 2.7.3. Essa abordagem satisfaz as duas principais características do simulador.

Figura 22 – Fluxograma da simulação QSTS.



Fonte: Adaptado de [47].

Os passos presentes no fluxograma da Figura 22 são descritos a seguir [47]:

- **Passo A1.1 - Inicia uma simulação QSTS:** Inicia-se o processo de simulação QSTS considerando o passo de tempo inicial, como sendo o  $t_{ini}$ . Por padrão  $t_{ini}$  é

igual à 1.

- **Passo A1.2 - Inicia valores do laço de controle:** O contador do laço de controle é inicializado a cada iteração do laço de passo de tempo.
- **Passo A1.3 - Laço de controle:** Componente principal do processo de simulação, sua descrição detalhada é realizada na Subseção 2.7.3.
- **Passo A1.4 - Amostra resultados e atualiza variáveis:** Armazena os resultados do passo de tempo  $t$  para os monitores e medidores presentes na rede. Além disso, atualiza variáveis que são integradas ao longo dos passos de tempo, por exemplo, a carga do elemento Storage.
- **Passo A1.5 - Comparação  $t = t_{fim}$ :** O laço de passo de tempo converge quando o último passo de tempo,  $t_{fim}$ , é resolvido e, em seguida, executa o Passo A1.6. Caso contrário o passo de tempo atual,  $t$ , é incrementado para o passo de tempo  $t + 1$  e segue, então, para o Passo A1.2.
- **Passo A1.6 - Salva resultados:** Os resultados dos monitores, medidores e do último passo de tempo são salvos.
- **Passo A1.7 - Finaliza a simulação:** A simulação é finalizada.

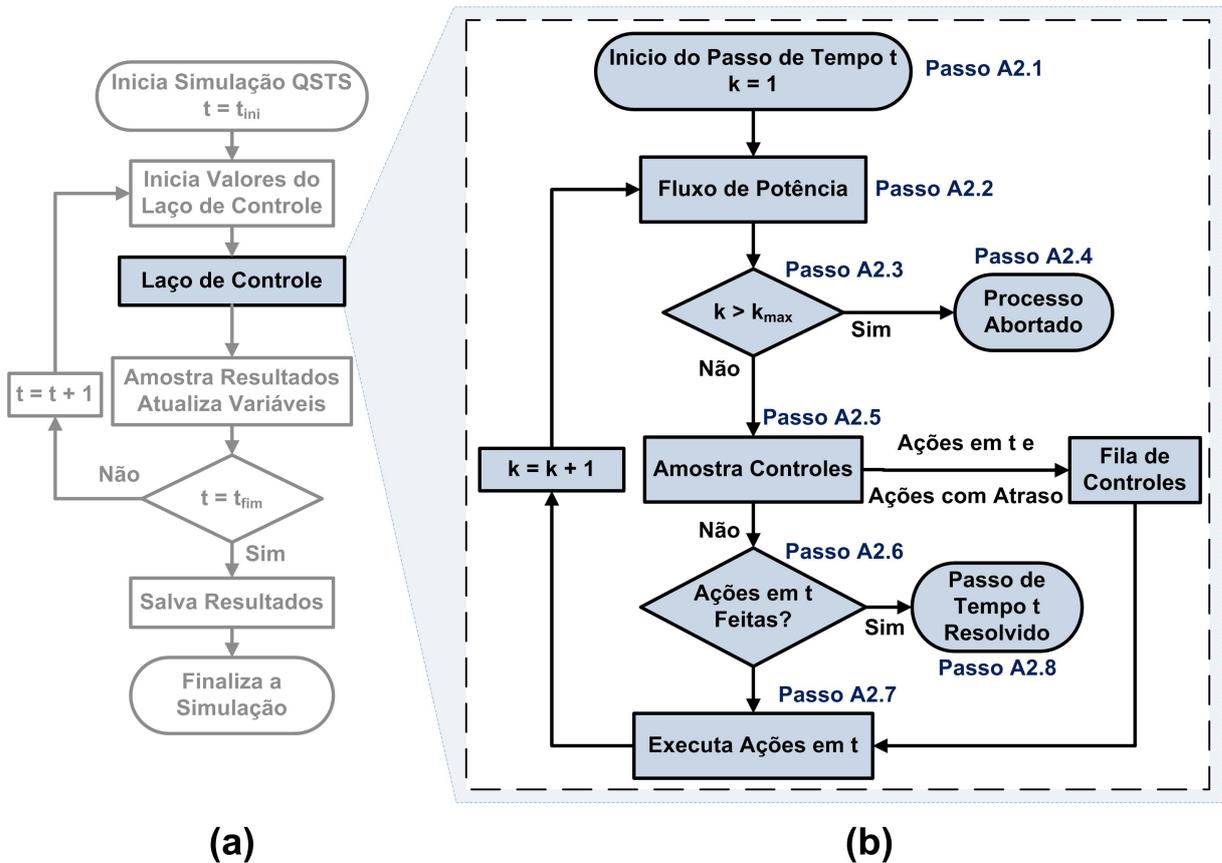
### 2.7.3 Algoritmo de CVW do inversor inteligente no OpenDSS

No processo de simulação QSTS via OpenDSS, cujo algoritmo é descrito no fluxograma (a) da Figura 23, existe um laço interno de controle representando o controle inteligente do inversor que pode ser operado para o passo de tempo  $t$  e iteração de controle  $k$ . Tal laço de controle é descrito pelo fluxograma (b) mostrado na Figura 23.

Os principais passo do algoritmo estão descritos em quatro etapas, conforme segue [47]:

1. **Passo A2.1 - Início do passo de tempo  $t$ :** Inicia-se a solução do passo de tempo  $t$  considerando a primeira iteração de controle,  $k = 1$ .
2. **Passo A2.2 - Fluxo de potência:** Realiza-se o fluxo de potência da rede. Neste passo, as potências ativa,  $P_{ac}[t]_k$ , e reativa,  $Q_{ac}[t]_k$ , do elemento PVSystem são calculadas de acordo com as Equações 2.25 e 2.26.
3. **Passo A2.3 - Comparação  $k > k_{max}$ :** Se o resultado dessa comparação resultar em sim, o processo é abortado no passo A2.4. Caso contrário, o processo segue para o passo A2.5.

Figura 23 – Fluxograma de execução do algoritmo CVW local.



Fonte: Adaptado de [47].

4. **Passo A2.4 - Processo abortado:** O laço de controle não convergiu em  $k_{max}$  iterações de controle.
5. **Passo A2.5 - Amostra controles:** As ações de controle necessárias são definidas pelos elementos de controle considerando os resultados do fluxo de potência amostrados por cada um. Em seguida, essas ações necessárias, juntos com seus possíveis atrasos, são enviadas para a lista de controle.
6. **Passo A2.6 - Comparação Ações em  $t$  feitas:** Verifica-se se existe alguma ação de controle que deve ser executada no passo de tempo atual,  $t$ . Caso não exista, o passo A2.8 é executado. Caso contrário, segue-se para o passo A2.7.
7. **Passo A2.7 - Executa ações em  $t$ :** As ações do passo de tempo  $t$  da lista de controle são executadas e, em seguida, incrementa-se a iteração de controle  $k$  para  $k + 1$ . Dentre as ações realizadas tem-se a alteração da potência reativa e/ou limitação da potência ativa do *PVSystem*. Então, segue para o passo A2.2.
8. **Passo A2.8 - Passo de tempo  $t$  resolvido:** A simulação do passo de tempo  $t$  é finalizada.

---

# Metodologia de Controle Descentralizado

## 3.1 Introdução

Este capítulo apresenta uma inovadora estratégia de controle descentralizado de tensão, que se baseia no princípio de assegurar um corte justo de potência ativa para IFVs em RDBTs. Para garantir a isonomia dos cortes de potência ativa, será descrita uma abordagem inovadora para ajustar os parâmetros das curvas Volt-Watt em IFVs, tendo como foco a estabilidade na dinâmica do CVW como critério principal.

No presente capítulo, será apresentada a formulação matemática necessária para os ajustes das curvas VW. Inicialmente, será abordado o modelo para um único IFV, com posterior expansão desse modelo para múltiplos IFVs. Por fim, será descrito a metodologia de controle descentralizado de tensão.

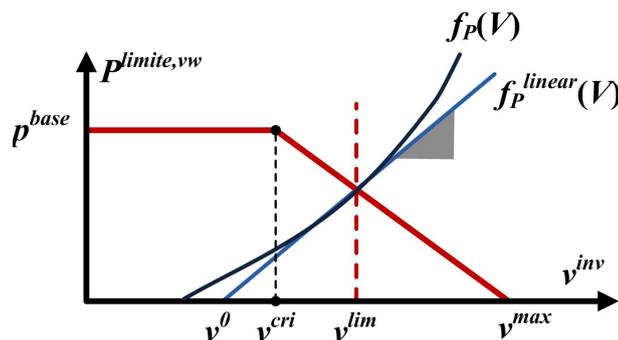
## 3.2 Metodologias de Ajuste de Curvas Volt-Watt

### 3.2.1 Ajuste de Curvas VW para um único IFV integrado na RDBT

A base para o cálculo dos parâmetros das curvas Volt-Watt começa com a avaliação do ponto de operação (PO) em regime permanente. Esse ponto é determinado pela interseção da curva VW com a curva  $f_P(V)$ , conforme descrita na Seção 2.4 por meio da Equação 2.21. Esta premissa é ilustrado na Figura 24.

Dado que a curva  $f_P(V)$  é não linear na prática, a linearização é realizada no próprio PO. Essa linearização é representada por uma uma função linear  $f_P^{linear}(V)$  cuja inclinação é definida como  $|declive_{f_P(V)}|$ :

Partindo da relação inversa de  $f_P^{linear}(V)$ , pode-se obter uma relação linear entre a magnitude da tensão  $v^{inv}$  no Ponto de Acoplamento Comum (PAC) de um IFV e

Figura 24 – Premissa para o modelo linearizado da curva  $f_P(V)$ .

Fonte: Própria do autor.

sua potência ativa de saída  $p^{inv}$ . Assim, pode-se expressar essa relação linear através da Equação 3.1.

$$v^{inv} = f_P^{linear}(V)^{-1} = f_V^{linear}(P) = s^{vp} \cdot p^{inv} + v^0 \quad (3.1)$$

O termo  $v^0$  refere-se à tensão fase-terra em vazio do transformador de distribuição de MT/BT, enquanto  $s^{vp}$  representa o coeficiente de sensibilidade da tensão em relação à potência, conforme Equação 3.2.

$$s^{vp} = \frac{\partial v^{inv}}{\partial p^{inv}} \quad (3.2)$$

Ao avaliar as inclinações das funções  $f_V^{linear}(P)$  e  $f_P^{linear}(V)$ , nota-se que o coeficiente  $s^{vp}$  é o inverso de  $|declive_{f_P(V)}|$ . Portanto, tem-se a seguinte relação:

$$|declive_{f_P(V)}| = \frac{1}{s^{vp}} \quad (3.3)$$

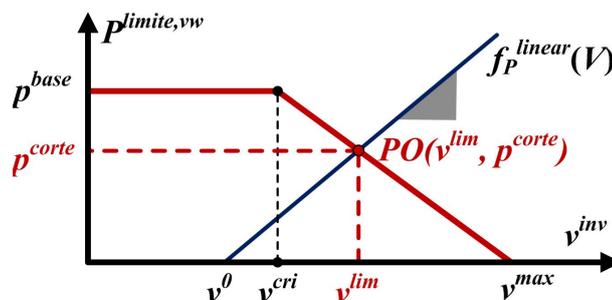
Pode-se determinar o parâmetro  $s^{vp}$  da Equação 3.1 através da aplicação de um modelo de regressão linear para o IFV. Neste problema de regressão, utilizou-se os valores de  $N$  medições de  $p_i^{inv}$  e  $v_i^{inv}$  como entradas, com o intuito de calcular  $s^{vp}$ . Adotando a mesma abordagem técnica discutida em [29], os passos seguintes são seguidos para calcular  $s^{vp}$ :

- (i) Mede  $v_i^{inv}$  para diferentes valores de  $p_i^{inv}$ .
- (ii) Para  $N$  medições, calcula  $s^{vp}$  de modo que o erro de mínimos quadrados,  $\varepsilon_i$ , dado pela Equação 3.4, seja minimizado. Deve-se observar que, neste problema de regressão,  $v^0$  é considerado constante.

$$\varepsilon_i = \sum_{i=1}^N \left( v_i^{inv} - (s^{vp} p_i^{inv} + v^0) \right)^2 \quad (3.4)$$

A linearização no PO ocorre no cruzamento da curva  $f_P(V)$  com a reta na região ativa da Curva VW do IFV, ou seja, em  $p^{limite,vw}$ . A equação de saída do inversor é dada pela Equação 2.12, e a condição de contorno para o sistema de equações formado pelas Equações 2.12 e 3.1 é definida pelo PO  $(v^{lim}, p^{corte})$ , conforme ilustrado na Figura 25.

Figura 25 – Condição de contorno para a curva VW.



Fonte: Própria do autor.

Portanto, as Equações 3.5 e 3.6 são derivadas das considerações previamente mencionadas.

$$v^{lim} = f_V^{linear}(p^{corte}) = s^{vp} \cdot p^{corte} + v^0 \quad (3.5)$$

$$p^{corte} = p^{limite,vw} = p^{base} - m(v^{lim} - v^{cri}) \quad (3.6)$$

A partir da Equação 3.5, pode-se isolar a potência no ponto de corte  $p^{corte}$ , quando a tensão for  $v^{lim}$ , obtendo a Equação 3.7.

$$p^{corte} = \frac{v^{lim} - v^0}{s^{vp}} \quad (3.7)$$

Substituindo a Equação 3.7 em 3.6, isola-se o parâmetro  $v^{cri}$ , resultando na Equação 3.8:

$$v^{cri} = v^{lim} - \frac{p^{base}}{m} + \frac{(v^{lim} - v^0)}{m \cdot s^{vp}} \quad (3.8)$$

Com base no critério de estabilidade das curvas VW, abordado na seção 2.6 através da Equação 2.22, pode-se impor uma restrição física que permite substituir o valor da declividade  $m$  da Equação 3.8, levando-se em consideração tal critério. Tal restrição física é dada pela seguinte inequação:

$$\begin{cases} |declive_{vw}| \leq |declive_{f(v,p)}| \\ m \leq \frac{1}{s^{vp}} \end{cases} \quad (3.9)$$

Ao impor o limite máximo para o valor de  $m$  dado pela desigualdade da Equação 3.9, pode-se obter um valor máximo permitido para  $m$  que garanta o critério de estabilidade da curva VW, através da Equação 3.10.

$$m = \frac{1}{s^{vp}} \quad (3.10)$$

Assim, substituindo o valor de  $m$  expresso pela Equação 3.10 na Equação 3.8 pode-se calcular  $v^{cri}$  através da Equação 3.11.

$$v^{cri} = 2v^{lim} - v^0 - s^{vp} \cdot p^{base} \quad (3.11)$$

De acordo com a Equação 2.13, definida na seção 2.3, pode-se relacionar  $v^{max}$  com  $v^{cri}$ . Na condição extrema de estabilidade e como o valor de  $m$  expresso pela Equação 3.10, tem-se a seguinte equação.

$$\frac{1}{s^{vp}} = \frac{p^{base}}{(v^{max} - v^{cri})} \quad (3.12)$$

Isolando o valor de  $v^{max}$  da Equação 3.12 tem-se a respectiva equação.

$$v^{max} = v^{cri} + s^{vp} \cdot p^{base} \quad (3.13)$$

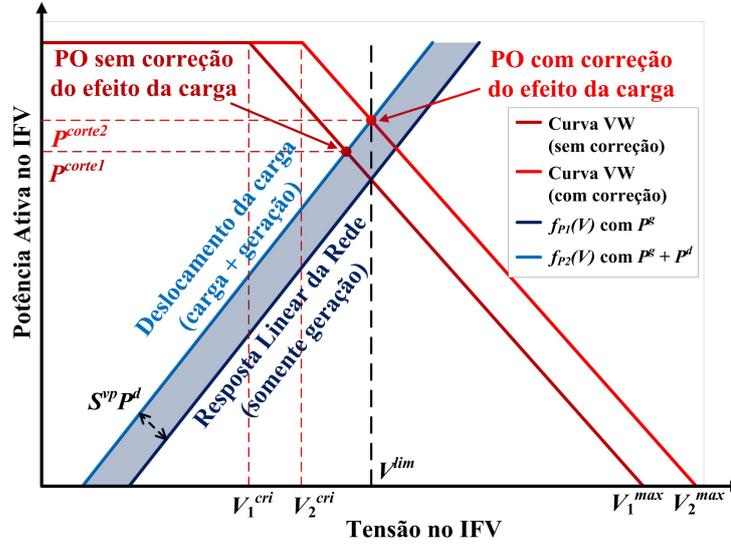
Portanto, pode-se obter os valores de  $v^{cri}$  e  $v^{max}$  para o ajuste dos parâmetros VW através do seguinte conjunto de equações:

$$\begin{cases} v^{cri} = 2v^{lim} - v^0 - s^{vp} \cdot p^{base} \\ v^{max} = v^{cri} + s^{vp} \cdot p^{base} \end{cases} \quad (3.14)$$

Ao considerar que a potência base  $p^{base}$  da curva VW é igual à  $p^{mppt}$ , tem-se as seguintes equações:

$$\begin{cases} v^{cri} = 2v^{lim} - v^0 - s^{vp} \cdot p^{mppt} \\ v^{max} = v^{cri} + s^{vp} \cdot p^{mppt} \end{cases} \quad (3.15)$$

Figura 26 – Efeito do deslocamento da carga no CVW.



Fonte: Própria do autor.

Em um cenário real, a influência da carga deve ser levada em conta no modelo proposto de ajuste das curvas VW. A Figura 26 ajuda a elucidar esse efeito.

Supondo a presença de uma carga com potência fixa  $p^d$  a Equação 3.1 que representa a característica linear  $f_{P1}(V)$  da rede (vide Figura 26) pode ser reescrita como uma nova função linear  $f_{P2}(V)$  da rede, dada pela Equação 3.16.

$$v^{inv} = s^{vp} \cdot (p^{mppt} - p^d) + v^0 \quad (3.16)$$

Seguindo os mesmos passos previamente mencionados, ao utilizar a Equação 3.16, pode-se derivar um novo equacionamento, considerando o efeito da carga:

$$\begin{cases} v^{cri} = 2v^{lim} - v^0 - s^{vp} \cdot (p^{mppt} - p^d) \\ v^{max} = v^{cri} + s^{vp} \cdot p^{mppt} \end{cases} \quad (3.17)$$

Ao analisar a Figura 26, nota-se que, na presença da carga, o CVW interage exclusivamente com a curva  $f_{P2}(V)$ . Assim, o PO em regime permanente cruza somente com esta curva, independentemente do ajuste de curva VW aplicado.

Na mesma figura, percebe-se que o PO em regime permanente do CVW, ao utilizar os ajustes da Equação 3.15, está situado abaixo do valor desejado de tensão  $v^{lim}$ . Em contraste, para os ajustes da Curva VW utilizando a Equação 3.17, o PO coincide exatamente com o valor de  $v^{lim}$ , assegurando uma maior eficiência no corte de potência.

### 3.2.2 Ajuste de Curvas VW para Corte igualitário entre múltiplos IFV em uma RDBT

Com base nos conceitos previamente modelados para o corte preestabelecido de potência em uma única unidade de  $\mu$ GFV, é possível estender esses modelos para contemplar múltiplas unidades de  $\mu$ GFV. Dessa forma, torna-se viável estabelecer uma estratégia de controle que garanta um corte de potência equitativo entre as diversas unidades de  $\mu$ GFV.

Para que se possa estabelecer um percentual de corte igualitário  $\alpha$  entre um conjunto de  $\mu$ GFV numa mesma RDBT, tem-se equacionamento.

$$p^{corte} = \alpha \cdot p^{base} = \frac{v^{lim} - v^0}{s^{vp}} \quad (3.18)$$

isolando o fator  $\alpha$  da Equação 3.18, tem-se a Equação 3.19:

$$\alpha = \frac{v^{lim} - v^0}{s^{vp} \cdot p^{base}} \quad (3.19)$$

De acordo com a Equação 3.19, para garantir uma mesma proporção de corte  $\alpha$  entre as unidades de  $\mu$ GFV, a única maneira seria impor para cada unidade de  $\mu$ GFV um valor distinto de  $v^{lim}$ . Portanto:

$$\alpha = \frac{v_1^{lim} - v_1^0}{s_{11}^{vp} \cdot p_1^{base}} = \dots = \frac{v_i^{lim} - v_i^0}{s_{ii}^{vp} \cdot p_i^{base}} = \dots = \frac{v_N^{lim} - v_N^0}{s_{NN}^{vp} \cdot p_N^{base}} \quad (3.20)$$

Suponha que a barra  $N$  seja a barra mais sensível, ou seja, maior  $s^{vp}$ . Neste caso, esta terá o maior desvio de tensão na máxima geração. Portanto, estabelece-se um limite de tensão  $v_N^{lim}$  para esta barra.

Baseado na suposição prévia, ao manipular a Equação 3.20 para isolar o  $v_i^{lim}$  de uma unidade FV  $i$  genérica, tem-se:

$$v_i^{lim} = v_i^0 + \left( v_N^{lim} - v_N^0 \right) \frac{s_{ii}^{vp} \cdot p_i^{base}}{s_{NN}^{vp} \cdot p_N^{base}} \quad (3.21)$$

Portanto, pode-se obter o ajuste dos parâmetros VW através da seguinte equação:

$$\begin{cases} v_i^{cri} = 2 \cdot v_i^{lim} - v_i^0 - s_{ii}^{vp} \cdot p_i^{base} \\ v_i^{max} = v_i^{cri} + s_{ii}^{vp} \cdot p_i^{base} \end{cases} \quad (3.22)$$

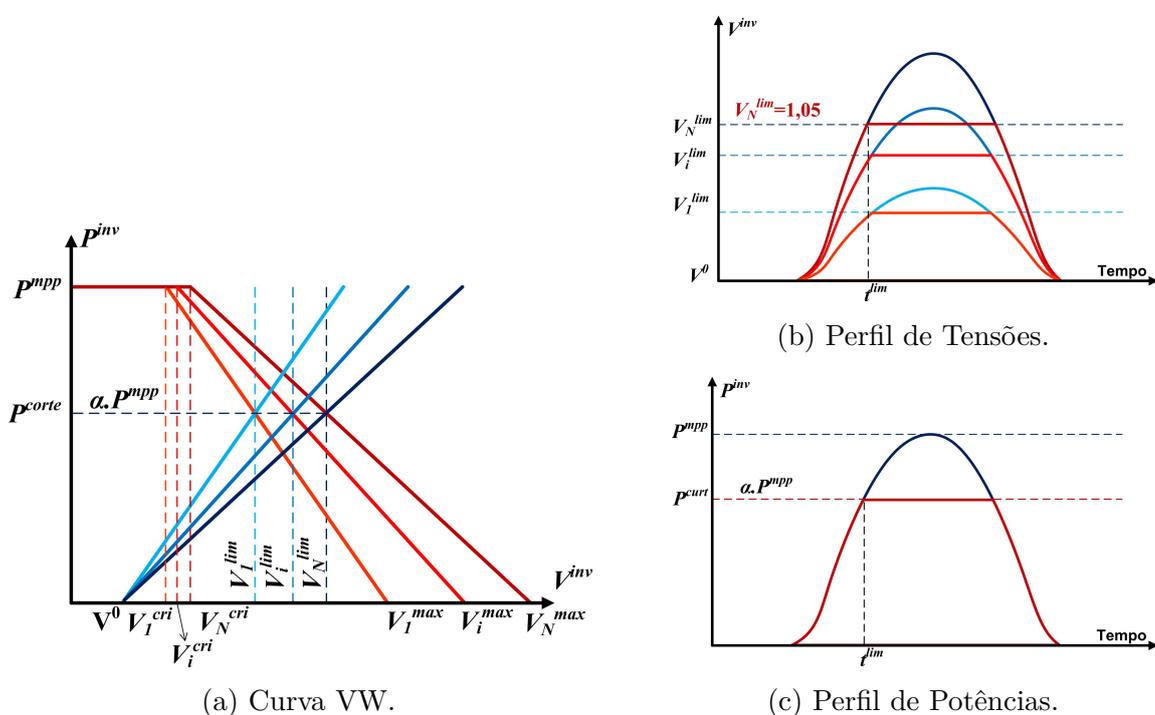
Uma formulação alternativa para  $v_i^{lim}$  e para os parâmetros  $v_i^{cri}$  e  $v_i^{max}$  pode ser expressa em função do fator  $\alpha$ , conforme:

$$v_i^{lim} = v_i^0 + \alpha s_{ii}^{vp} \cdot p_i^{base} \quad (3.23)$$

$$\begin{cases} v_i^{cri} = v_i^0 + (2\alpha - 1) s_{ii}^{vp} \cdot p_i^{base} \\ v_i^{max} = v_i^{cri} + s_{ii}^{vp} \cdot p_i^{base} \end{cases} \quad (3.24)$$

Uma interpretação gráfica das formulações prévias podem ser ilustradas nas Figuras 27a, 27b e 27c.

Figura 27 – Ajuste coordenado do Controle VW entre múltiplas  $\mu$ GFV.



Fonte: Própria do Autor.

### 3.3 Estratégia de Controle descentralizada

Em sistemas com múltiplos IFVs conectados à mesma RDBT, é fundamental garantir que os parâmetros dos seus respectivos CVW estejam ajustados de forma adequada, de tal forma que garanta equidade das APC entre os IFVs, ao mesmo tempo que garantam a estabilidade do conjunto.

Diante dessas considerações, esta seção aborda uma estratégia de controle descentralizado. O algoritmo proposto se baseia no ajuste coordenado dos parâmetros VW de maneira *offline*.

Os ajustes *offline* dos parâmetros V-W têm a vantagem de simplificar a operação em tempo real, uma vez que os IFVs podem operar com configurações pré-definidas, sem a necessidade de comunicação constante com um sistema central. No entanto, é importante destacar que esses ajustes devem ser cuidadosamente planejados e atualizados conforme necessário, para garantir que permaneçam eficazes em um ambiente dinâmico, com variações na geração e na carga.

Nesse sentido, subte-se que o controlador local em cada barramento poderia ter um banco de dados, calculado *offline*, com o valor de  $e$  e correspondente a cada configuração de rede.

Para permitir a operação independente dos controles locais, é necessário seguir os seguintes passos para ajustar a coordenação global dos IFVs. Esses passos são uma adaptação do trabalho de [29]:

- **Passo 1:** Neste passo, cada IFV calcula independentemente seu coeficiente de sensibilidade de tensão, denotado como  $s_i^{vp}$ , conforme especificado na Equação 3.1. Esses cálculos são realizados para cada instante de tempo registrado ( $t$ ) e os valores resultantes são armazenados localmente. Em seguida, aplicam-se métodos de regressão linear para determinar os parâmetros  $s_i^{vp}$  e  $v_i^0$  para cada IFV. Isso é feito utilizando os valores de  $N$  medições de  $p_i^{inv}$  e  $v_i^{inv}$  como entradas;
- **Passo 2:** Encontre um período em que todos os sistemas fotovoltaicos (PV) estejam em operação ( $T^*$ ). Colete o coeficiente calculado pelo último sistema fotovoltaico instalado na fase  $ph$  em  $t^*$ , onde  $t^*$  pertence a um intervalo de tempo de  $T^*$  ( $s_{i,ph}^{vp}(t^*)$ ). Forneça aos IFV conectados à fase  $ph$  o valor  $s_{i,ph}^{vp}(t^*)$ ;
- **Passo 3:** De posse dos seus respectivos coeficientes de sensibilidade, os IFVs atualizam suas configurações utilizando as Equações 3.21 e 3.22. Observe que não é necessário uma infraestrutura de comunicação nesta etapa, uma vez que este coeficiente precisa ser coletado e distribuído uma única vez (sem a necessidade de uma atualização contínua), desde que a topologia da rede permaneça inalterada. Se houver qualquer alteração na topologia da rede, o processo da Etapa 2 precisará ser realizado novamente.

---

# Metodologia de Controle Centralizado

## 4.1 Introdução

Este capítulo introduz uma proposta de controle centralizado de tensão, com o propósito de manter os níveis de tensão dentro dos limites estabelecidos pelo operador da rede. Ao mesmo tempo, visa garantir um corte equitativo de potência ativa para os IFVs em RDBTs.

Com o intuito de assegurar a equidade nos cortes de potência ativa, será detalhada uma estratégia inovadora para ajustar os parâmetros das curvas Volt-Watt nos IFVs. Tal ajuste considera condição de estabilidade dinâmica do CVW em seu respectivo modelo.

Ao contrário da abordagem descentralizada apresentada no Capítulo 3, a formulação matemática para os ajustes das curvas Volt-Watt (CVW) nesta proposta utiliza matrizes de sensibilidade de tensão.

## 4.2 Modelo Linear da Rede e Matriz de Sensibilidade de Tensão

Nessa seção será descrita a formulação matemática do modelo linear da rede de distribuição, assim como a modelagem da matriz de sensibilidade de tensão, as quais serão utilizadas como suporte para o desenvolvimento do algoritmo de ajuste de curvas VW para múltiplos inversores na seção posterior.

Para esta seção, as seguintes convenções notacionais foram adotadas. As letras minúsculas (maiúsculas) em negrito serão utilizadas para representar vetores de coluna (matrizes). A expressão  $|\cdot|$  será empregada para denotar o valor absoluto de um número e, quando aplicada a vetores ou matrizes, representará o valor absoluto de cada elemento individualmente. Além disso, a letra  $j$ , onde  $j = \sqrt{-1}$ , será usada para representar a unidade imaginária. No caso de um número complexo  $c \in \mathbb{C}$ ,  $\Re\{c\}$  e  $\Im\{c\}$  indicarão, respectivamente, sua parte real e imaginária, enquanto  $\bar{c}$  representará o conjugado de  $c$ .

Para um vetor  $\mathbf{x} \in \mathbb{R}^N$ , de ordem  $N \times 1$ , o operador  $\text{diag}(\mathbf{x})$  retorna uma matriz  $N \times N$  com os elementos de  $\mathbf{x}$  em sua diagonal; e  $\mathbb{1}^N \in \mathbb{R}^N$  é um vetor com todos os elementos unitários. Para uma matriz  $\mathbf{X} \in \mathbb{R}^{M \times N}$ , de ordem  $M \times N$ , define-se o operador  $(\cdot)^\top$  como a transposição e  $(\cdot)^{-1}$  como a inversão da respectiva matriz.

Em relação à nomenclatura, esta é fornecida na Tabela 3.

Tabela 3 – Nomenclatura

$N(N_{pv})$	Número total de barras (barras FV)
$N_{br}$	Número total de linhas
$i \in 1, \dots, N$	índice da barra
$p \in 1, \dots, N_{pv}$	índice da barra FV
$b \in 1, \dots, N_{br}$	índice da linha
$\mathbf{x}_i = [x_i^a, x_i^b, x_i^c]^\top$	vetor de elementos por fase no índice $i$ (barra ou ramo)
$\mathbf{x} = [\mathbf{x}_1^\top, \dots, \mathbf{x}_M^\top]^\top$	vetor com todas as $M$ barras ou elementos de linha

De acordo com [48], é possível representar um modelo linearizado da rede de distribuição para um determinado ponto de operação  $(\hat{\mathbf{v}}, \hat{\mathbf{i}}, \hat{\mathbf{p}}, \hat{\mathbf{q}})$ , por meio das Equações 4.1 e 4.2.

$$|\mathbf{v}| = \mathbf{S}^{vp} \mathbf{p} + \mathbf{S}^{vq} \mathbf{q} + \mathbf{b} \quad (4.1)$$

$$\mathbf{b} = |\hat{\mathbf{v}}| - \mathbf{S}^{vp} \hat{\mathbf{p}} - \mathbf{S}^{vq} \hat{\mathbf{q}} \quad (4.2)$$

Nas Equações (4.1) e (4.2), a magnitude da tensão pode ser estimada como uma função linear das potências ativa e reativa injetadas, onde  $\mathbf{S}^{vp}$  e  $\mathbf{S}^{vq}$  são as matrizes de sensibilidade de tensão, que podem ser calculadas através das seguintes Equações [48]:

$$\mathbf{S}^{vp} = \frac{\partial |\mathbf{v}|}{\partial \mathbf{p}} = \text{diag}(|\hat{\mathbf{v}}|)^{-1} \Re \left\{ \text{diag}(\hat{\mathbf{v}}) \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \text{diag}(\hat{\mathbf{v}})^{-1} \right\} \quad (4.3)$$

$$\mathbf{S}^{vq} = \frac{\partial |\mathbf{v}|}{\partial \mathbf{q}} = \text{diag}(|\hat{\mathbf{v}}|)^{-1} \Re \left\{ -j \text{diag}(\hat{\mathbf{v}}) \mathbf{Y}_{LL}^{-1} \text{diag}(\hat{\mathbf{v}})^{-1} \right\} \quad (4.4)$$

Das Equações 4.3 e 4.4,  $\mathbf{Y}_{00} \in \mathbb{C}^{3 \times 3}$ ,  $\mathbf{Y}_{L0} \in \mathbb{C}^{3N \times 3}$ ,  $\mathbf{Y}_{0L} \in \mathbb{C}^{3 \times 3N}$  e  $\mathbf{Y}_{LL} \in \mathbb{C}^{3N \times 3N}$  São as submatrizes da matriz de admitância trifásica, representada pela Equação 4.5:

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{00} & \mathbf{Y}_{0L} \\ \mathbf{Y}_{L0} & \mathbf{Y}_{LL} \end{bmatrix} \in \mathbb{C}^{3(N+1) \times 3(N+1)} \quad (4.5)$$

A Equação 4.1 pode ser reescrita ao substituir o termo  $b$  pela Equação 4.2. Após manipulação algébrica, tem-se a seguinte equação.

$$|\mathbf{v}| - |\hat{\mathbf{v}}| = \mathbf{S}^{vp}(\mathbf{p} - \hat{\mathbf{p}}) + \mathbf{S}^{vq}(\mathbf{q} - \hat{\mathbf{q}}) \quad (4.6)$$

Portanto

$$\Delta|\mathbf{v}| = \mathbf{S}^{vp}\Delta\mathbf{p} - \mathbf{S}^{vq}\Delta\mathbf{q} \quad (4.7)$$

### 4.3 Ajuste de Curvas VW para Corte igualitário entre múltiplos IFV em uma RDBT - uso de Matriz Sensibilidade de Tensão

Ao se considerar o efeito das injeções de potência ativa líquida das barras remanescente de um sistema em uma barra específica, assim como o acoplamento mútuo entre fases, pode-se generalizar o ajuste de curvas VW, utilizando-se equações linearizadas do sistema, auxiliadas por matrizes de sensibilidade.

Com base na Equação 4.7, tem-se o seguinte sistema expandido.

$$\begin{bmatrix} \Delta v_1 \\ \vdots \\ \Delta v_i \\ \vdots \\ \Delta v_n \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} s_{1,1}^{pv} & \dots & s_{1,i}^{pv} & \dots & s_{1,n}^{pv} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ s_{i,1}^{pv} & \dots & s_{i,i}^{pv} & \dots & s_{i,n}^{pv} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \vdots & \vdots \\ s_{n,1}^{pv} & \dots & s_{n,i}^{pv} & \dots & s_{n,n}^{pv} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta p_1 \\ \vdots \\ \Delta p_i \\ \vdots \\ \Delta p_n \end{bmatrix} \quad (4.8)$$

No modelo linear prévio, ao considerar as condições de carregamento nulo da rede como ponto de partida, tem-se a seguinte equação expandida:

$$\begin{bmatrix} v_1^{inv} \\ \vdots \\ v_i^{inv} \\ \vdots \\ v_n^{inv} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_1^0 \\ \vdots \\ v_i^0 \\ \vdots \\ v_n^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} s_{1,1}^{pv} & \dots & s_{1,i}^{pv} & \dots & s_{1,n}^{pv} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{i,1}^{pv} & \dots & s_{i,i}^{pv} & \dots & s_{i,n}^{pv} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{n,1}^{pv} & \dots & s_{n,i}^{pv} & \dots & s_{n,n}^{pv} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_1^{inv} - p_1^d \\ \vdots \\ p_i^{inv} - p_i^d \\ \vdots \\ p_n^{inv} - p_n^d \end{bmatrix} \quad (4.9)$$

Para garantir um mesma proporção de APC, introduz-se na Equação 4.9 um fator de redução  $\alpha$  aplicado às potências individuais  $p_i^{inv}$  de cada IFV proporcionais às suas respectivas potências máximas no MPPT  $p_i^{mpt}$ , de tal forma que assegure uma resposta de tensão  $v_i^{lim}$ , abaixo de um limite de tolerância imposto pela distribuidora.

$$\begin{bmatrix} v_1^{lim} \\ \vdots \\ v_i^{lim} \\ \vdots \\ v_n^{lim} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} v_1^0 \\ \vdots \\ v_i^0 \\ \vdots \\ v_n^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} s_{1,1}^{pv} & \cdots & s_{1,i}^{pv} & \cdots & s_{1,n}^{pv} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{i,1}^{pv} & \cdots & s_{i,i}^{pv} & \cdots & s_{i,n}^{pv} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{n,1}^{pv} & \cdots & s_{n,i}^{pv} & \cdots & s_{n,n}^{pv} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \cdot p_1^{mppt} - p_1^d \\ \vdots \\ \alpha \cdot p_i^{mppt} - p_i^d \\ \vdots \\ \alpha \cdot p_n^{mppt} - p_n^d \end{bmatrix} \quad (4.10)$$

$$\begin{bmatrix} v_1^{lim} - v_1^0 \\ \vdots \\ v_i^{lim} - v_i^0 \\ \vdots \\ v_n^{lim} - v_n^0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} s_{1,1}^{pv} & \cdots & s_{1,i}^{pv} & \cdots & s_{1,n}^{pv} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{i,1}^{pv} & \cdots & s_{i,i}^{pv} & \cdots & s_{i,n}^{pv} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{n,1}^{pv} & \cdots & s_{n,i}^{pv} & \cdots & s_{n,n}^{pv} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} p_1^d \\ \vdots \\ p_i^d \\ \vdots \\ p_n^d \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} s_{1,1}^{pv} & \cdots & s_{1,i}^{pv} & \cdots & s_{1,n}^{pv} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{i,1}^{pv} & \cdots & s_{i,i}^{pv} & \cdots & s_{i,n}^{pv} \\ \vdots & \ddots & \vdots & \ddots & \vdots \\ s_{n,1}^{pv} & \cdots & s_{n,i}^{pv} & \cdots & s_{n,n}^{pv} \end{bmatrix} \cdot \begin{bmatrix} \alpha \cdot p_1^{mppt} \\ \vdots \\ \alpha \cdot p_i^{mppt} \\ \vdots \\ \alpha \cdot p_n^{mppt} \end{bmatrix} \quad (4.11)$$

Nota-se na Equação 4.10, que para manter o mesmo valor de  $\alpha$  entre as unidades de  $\mu$ GFV, a única maneira seria impor para cada unidade de  $\mu$ GFV um valor distinto de  $v^{lim}$ . Portanto:

$$\begin{aligned} \alpha &= \frac{v_1^{lim} - v_1^0 + \sum_{j=1}^n s_{1j}^{vp} \cdot p_j^d}{\sum_{j=1}^n s_{1j}^{vp} \cdot p_j^{mppt}} = \cdots = \frac{v_i^{lim} - v_i^0 + \sum_{j=1}^n s_{ij}^{vp} \cdot p_j^d}{\sum_{j=1}^n s_{ij}^{vp} \cdot p_j^{mppt}} = \cdots \\ &= \frac{v_N^{lim} - v_N^0 + \sum_{j=1}^n s_{Nj}^{vp} \cdot p_j^d}{\sum_{j=1}^n s_{Nj}^{vp} \cdot p_j^{mppt}} \end{aligned} \quad (4.12)$$

Suponha que a barra  $N$  seja a aquela com a maior sensibilidade de tensão  $s^{vp}$ . Neste caso, ela apresentará o maior desvio de tensão durante a máxima geração. Portanto, é estabelecido um limite de tolerância imposto pela distribuidora para a tensão dessa barra, denominado  $v_N^{lim}$ .

Baseado na suposição prévia, ao manipular a Equação 4.12 para isolar o  $v_i^{lim}$  de uma unidade FV  $i$  genérica, tem-se:

$$v_i^{lim} = \left( v_i^0 - \sum_{j=1}^n s_{ij}^{vp} \cdot p_j^d \right) + \left( v_N^{lim} - v_N^0 + \sum_{j=1}^n s_{Nj}^{vp} \cdot p_j^d \right) \frac{\sum_{j=1}^n s_{ij}^{vp} \cdot p_j^{mppt}}{\sum_{j=1}^n s_{Nj}^{vp} \cdot p_j^{mppt}} \quad (4.13)$$

Portanto, pode-se obter o ajuste dos parâmetros VW através da seguinte equação:

$$\begin{cases} v_i^{cri} = 2 \cdot v_i^{lim} - v_i^0 - \sum_{j=1}^n s_{Nj}^{vp} \cdot (p_j^{mppt} - p_j^d) \\ v_i^{max} = v_i^{cri} + \sum_{j=1}^n s_{Nj}^{vp} \cdot p_j^{mppt} \end{cases} \quad (4.14)$$

Uma formulação alternativa para  $v_i^{lim}$  e para os parâmetros  $v_i^{cri}$  e  $v_i^{max}$  pode ser expressa em função do fator  $\alpha$ , conforme:

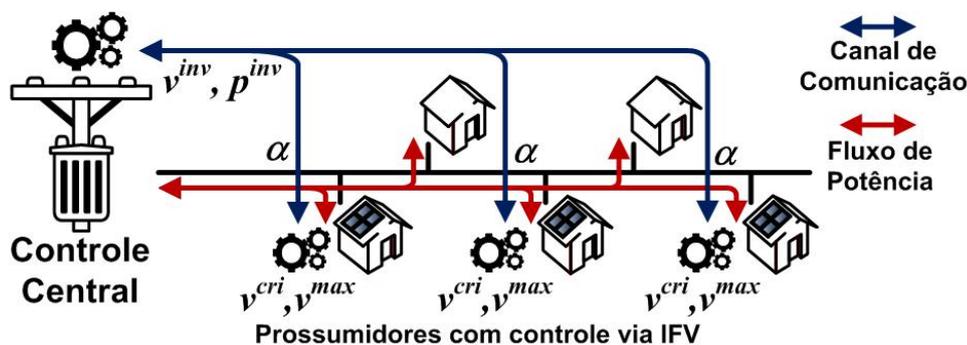
$$v_i^{lim} = v_i^0 + \sum_{j=1}^n s_{Nj}^{vp} \cdot (\alpha \cdot p_j^{mppt} - p_j^d) \quad (4.15)$$

$$\begin{cases} v_i^{cri} = v_i^0 + \sum_{j=1}^n s_{Nj}^{vp} \cdot [(2\alpha - 1) \cdot p_j^{mppt} - p_j^d] \\ v_i^{max} = v_i^{cri} + s_{ii}^{vp} p_i^{mppt} \end{cases} \quad (4.16)$$

## 4.4 Estratégia de Controle Centralizado

O método proposto é fundamentado em uma infraestrutura de controle com dupla camada, especialmente concebida para operar em tempo real. Essa infraestrutura integra um sistema de supervisão e aquisição de dados (SCADA), responsável por captar informações de medições locais de cada IFV integrado à RDBT. Posteriormente, esses dados são utilizados para o despacho de comandos de controle para todos os IFVs, conforme demonstrado nas Figuras 28 e 29.

Figura 28 – Esquemático da camada física do algoritmo proposto.



Fonte: Própria do autor.

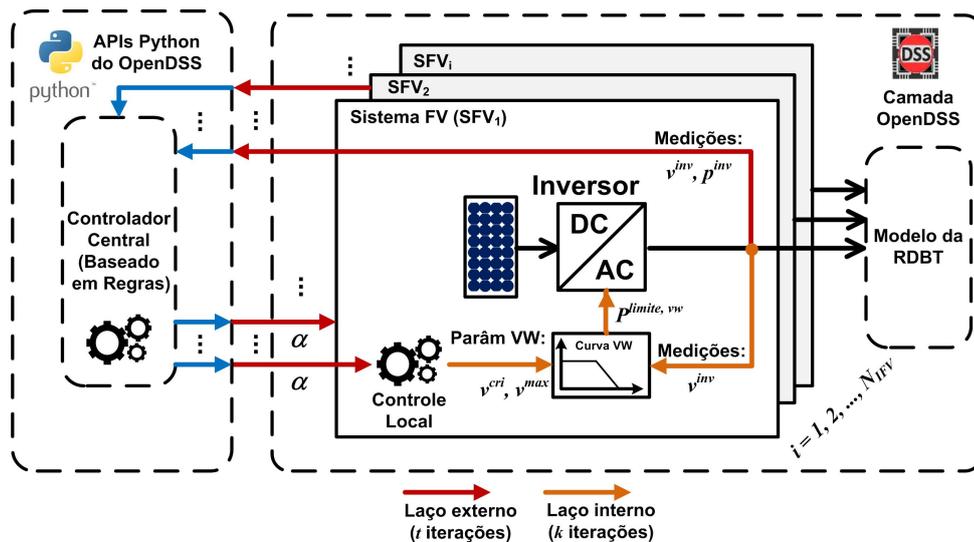
Na primeira camada, também conhecida como camada externa, adota-se uma arquitetura de controle centralizada. O objetivo primordial dessa camada é calcular um fator de equidade, simbolizado por  $\alpha$ , para a APC entre os IFVs. A estimativa do fator  $\alpha$  baseia-se nas informações provenientes da matriz de sensibilidade da tensão em relação à potência ativa da rede, assim como na coleta de medições locais de tensão e potência dos

IFVs. Com esses dados em mãos, um controlador central calcula o fator  $\alpha$  utilizando a Equação 4.12.

Nessa camada, durante cada período de despacho  $t$ , os pontos de ajuste são fornecidos aos controladores locais dos IFVs. Esses pontos de ajuste são, então, implementados e mantidos inalterados até o próximo período de despacho  $t + 1$ . Essa abordagem visa garantindo uma operação eficiente e equitativa das APC dos IFVs integrados à RDBT.

Na segunda camada, também conhecida como camada interna, adota-se uma arquitetura de controle local, baseada em uma função de CVW integrado em cada IFV da rede. Após o período de despacho  $t$ , o valor de  $\alpha$  recebido do controlador central, na camada externa, é utilizado para o cálculo do pontos de ajustes da curvas VW de cada controlador local através da Equação 4.16, mantendo os mesmos ajustes até o próximo período de despacho e assim operando de forma autônoma, conforme demonstrado na Figura 29.

Figura 29 – Estrutura computacional do algoritmo proposto.

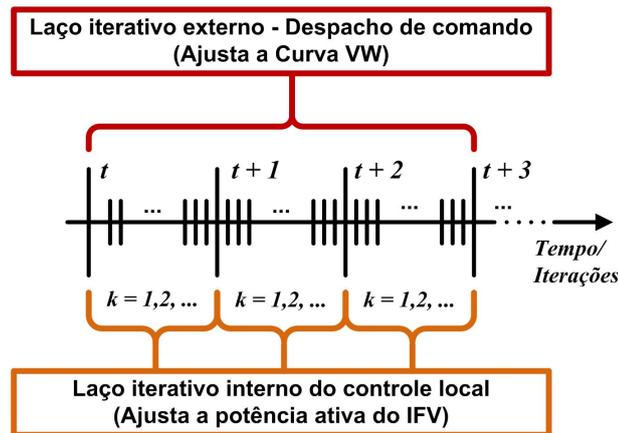


Fonte: Própria do autor.

Para garantir uma boa coordenação entre as camadas de controle, é estabelecido um horizonte de tempo distinto para cada uma delas, como ilustrado na Figura 30. A camada externa opera em uma escala de tempo relativamente mais lenta. Nessa camada, os parâmetros de controle são atualizados a cada período  $t$ . Isso permite que o controle interno, que opera em uma escala de tempo  $k$  relativamente mais rápida, alcance o estado estacionário antes de receber novos parâmetros de controle. Essa abordagem ajuda a evitar oscilações e correções excessivas [35].

Conforme ilustrado na Figura 30, na camada interna de controle local, ocorre um ciclo de iteração  $k \in [t, t + 1]$ , onde o inversor passa por um processo iterativo de controle até atingir a convergência em regime permanente do CVW. A implementação

Figura 30 – Linha temporal do laço de controle externo e interno.



Fonte: Própria do autor.

computacional desse processo no OpenDSS é detalhada na Subseção 2.7.3, conforme o fluxograma apresentado na Figura 23. No âmbito desse processo iterativo, o controle local interno sempre alcança a convergência, uma vez que a escolha da declividade da curva VW está sempre abaixo do valor de uma declividade crítica (critério de estabilidade). Isso se deve à metodologia proposta para o ajuste da curva VW.

---

**Algorithm 1** Pseudo-Código para o Algoritmo de Controle Proposto
 

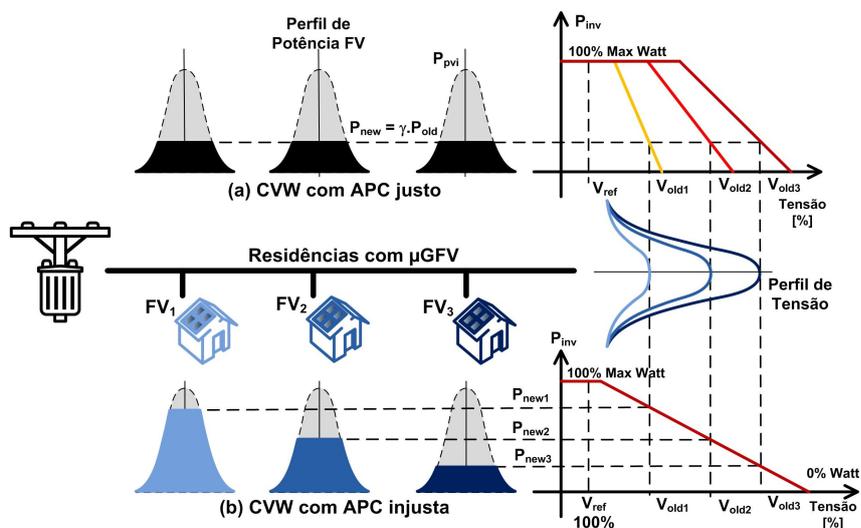
---

- 1: Calcula matriz de sensibilidade  $S^{vp}$
  - 2: **for**  $t = 0$  **to**  $T^{horas}$  **do** ▷ Laço de simulação QSTS para período de tempo  $T$ .
  - 3:   Obtêm medições de  $v_i^{inv}$ ,  $p_i^{mppt}$ , e  $p_i^d$  para todos os IFV
  - 4:   **if** Qualquer  $p_i^{mppt} > 0$  **then**
  - 5:     Habilita CVW
  - 6:     Calcula  $v_i^{lim}$  para todos os IFV utilizando a Equação 4.13
  - 7:     Calcula e ajusta os parâmetros VW,  $v^{cri}$  e  $v^{cri}$ , para cada inversor via Equação 4.14
  - 8:     **for**  $k = 0$  **to**  $k^{max}$  **do**
  - 9:       Avalia o processo iterativo de convergência de cada IFV até alcançar o regime permanente (fluxograma da Figura 23)
  - 10:     **end for**
  - 11:   **else**
  - 12:     Desabilita CVW
  - 13:   **end if**
  - 14: **end for**
- 

Para uma melhor compreensão do fator de corte  $\alpha$ , tem-se uma interpretação gráfica através das curvas *droop* na Figura 31.

Na Figura 31, tem-se as curvas P-V *droop control* para a estratégia de controle proposta, nota-se que para cada ponto de medição tem-se um valor diferente de tensão, mas o corte de potência é o mesmo devido às inclinações ajustadas para tal propósito. Comportamento este, diferente do controle Volt-Watt mostrado na Figura 14, onde nota-se

Figura 31 – Curvas *droop* para o algoritmo proposto.



Fonte: Própria do autor.

um corte desigual entre cada unidade FV.

---

# Descrição das Redes Testes de BT e Cenários Operativos

## 5.1 Introdução

Neste capítulo, serão apresentados os procedimentos metodológicos para avaliar o desempenho da estratégia de ajuste de curvas VW proposta, bem como a eficácia das duas metodologias controle propostas, denominadas **MC2** e **MC3**. Com o intuito de alcançar esses objetivos, diversos estudos de caso serão considerados e comparados com o método de CVW convencional, identificado como **MC1**.

Os tópicos abordados envolvem a escolha de redes testes como objeto de estudo, a definição dos cenários operativos a serem aplicados nas respectivas redes teste, bem como a discriminação das métricas de avaliação dos resultados.

Para todas as análises realizadas neste trabalho, as redes teste foram modeladas no software de análise de redes de distribuição OpenDSS [49], o qual foi empregado para a realização das simulações de fluxo de potência série temporal, também conhecido como *quasi-static time series* (QSTS).

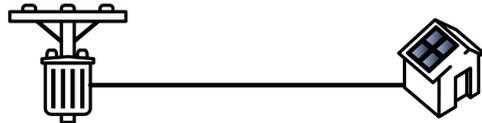
A modelagem da matriz de sensibilidade de tensão, os algoritmos para ajustes de curvas VW, assim como, algoritmos da estratégia de controle proposta foram implementados usando a linguagem de programação Python [50].

As visualizações gráficas dos resultados gerados seguem recomendações de métodos de visualização abordadas em [51] para facilitar a análise das simulações QSTS com alta penetração de  $\mu$ GFV.

## 5.2 Descrição das Redes teste de BT

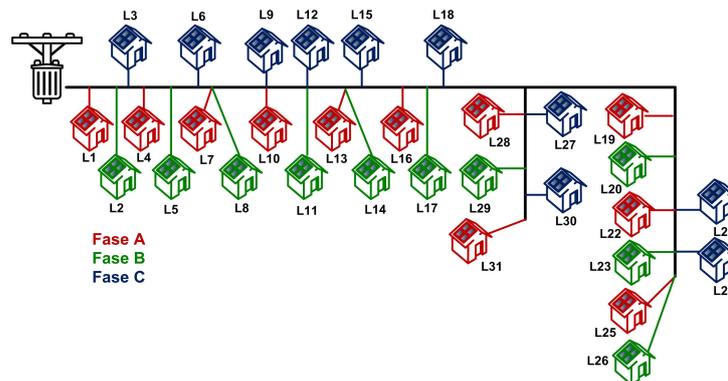
Para o estudo envolvendo ajustes de curvas VW e estudos de desempenho dos algoritmos de controle, duas redes teste foram utilizadas, cujas topologias são mostradas nas Figuras 32 e 33. Informações mais detalhadas sobre o modelo da rede em estudo podem ser encontradas em [52].

Figura 32 – Alimentador expresso com uma carga acoplada a um  $\mu$ GFV.



Fonte: Própria do autor.

Figura 33 – Rede Teste Trifásica.



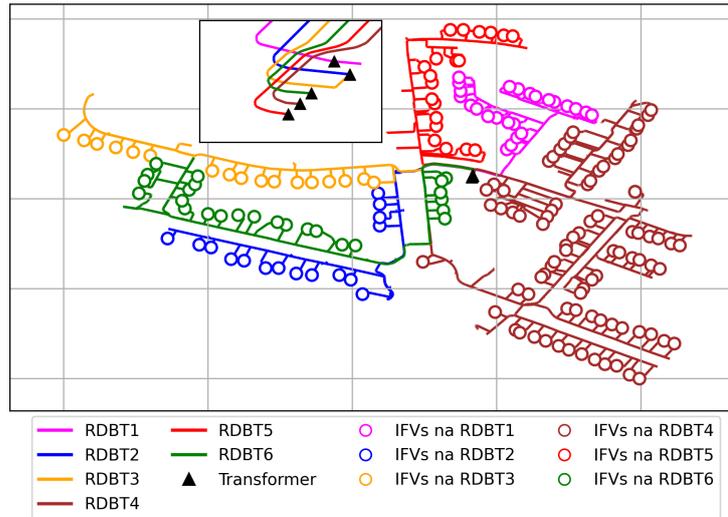
Fonte: Adaptado de [52].

Os estudos de desempenho das estratégias de controle propostas foram conduzidas em um conjunto de RDBT [53] desenvolvidos para estudar os impactos de tecnologias de baixo carbono. Nesse conjunto, existem 25 grupos de RDBT divididas em 128 circuitos. Uma das redes (Rede 4), composta por seis circuitos individuais, foi utilizada no presente estudo, conforme ilustrado na Figura 34.

No âmbito deste estudo, será empregada inicialmente uma única curva de irradiância para todos os sistemas fotovoltaicos, com uma resolução temporal de 5 minutos, extraída de [53]. Entretanto, conforme será detalhado no cenário operativo descrito na próxima seção, serão utilizadas duas curvas distintas: uma para condições de céu claro e outra para cenários de céu nublado. Essa distinção é ilustrada na Figura 35.

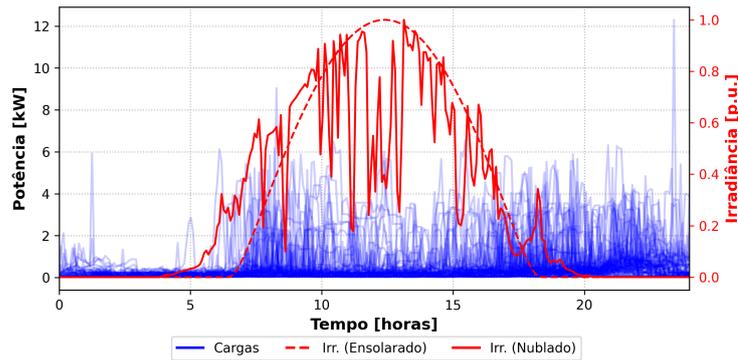
Para o presente estudo, utilizou-se curvas de carga sintéticas obtidas em [53]. Na Figura 35 tem-se uma amostra de 84 curvas de carga geradas para um intervalo de 24h e resolução de 5 minutos.

Figura 34 – Topologia da rede de BT europeia.



Fonte: Adaptado de [53].

Figura 35 – Curvas de Cargas - dados sintéticos.



Fonte: Adaptado de [53].

### 5.3 Parâmetros do modelo linearizado das redes teste

De acordo com a estratégia de controle aplicada, para a condução dos estudos subsequentes, será exigido em seus algoritmos um modelo linear da rede.

No contexto dos estudos conduzidos para o método de controle descentralizado proposto e discutido no Capítulo 3, para obter os parâmetros  $s^{vp}$  e  $v^0$ , no modelo linear da rede, representado pela Equação 3.1, métodos de regressão linear são aplicados conforme os passos descritos na Seção 3.2.1.

No entanto, uma abordagem mais simplificada pode ser adotada, utilizando interpolação linear com o uso de pacotes computacionais em Linguagem Python, tais como o pacote Pandas. Para a rede de teste ilustrada na Figura 32. A extração dos parâmetros do modelo linearizado da rede foi realizada por meio do seguinte script Python:

Listing 5.1 – Código Python para extração dos parâmetros do modelo linearizado da rede

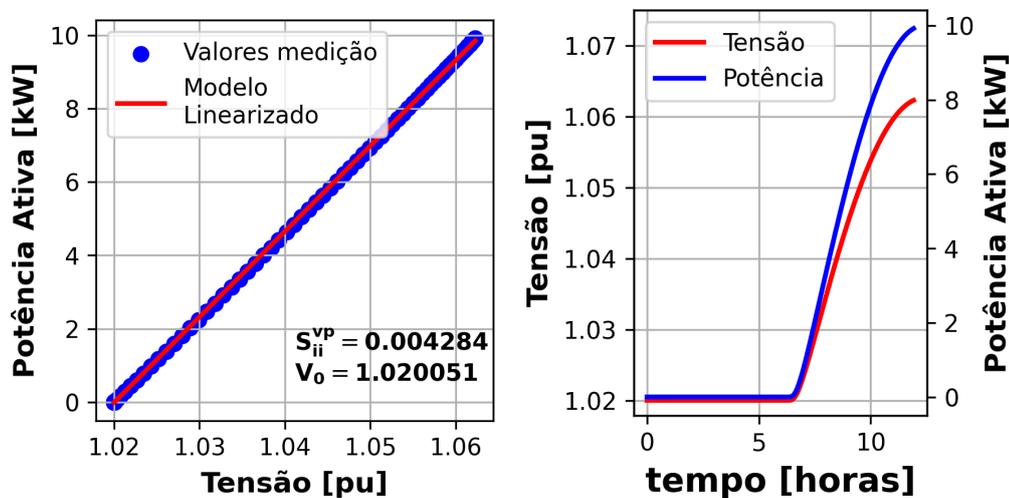
```

1  # -*- coding: utf-8 -*-
2  # bibliotecas:
3  import pandas as pd
4  import matplotlib.pyplot as plt
5
6  # criando as variaveis:
7  x = np.array(tensao_medida) # Lista importada de simul OpenDSS
8  x = np.array(potencia_medida) # Lista importada de simul OpenDSS
9
10 # Calculando os coeficientes do modelo linearizado (interpolacao):
11 slope, intercept = np.polyfit(np.array(x), np.array(y), 1)
12 Svp, v0 = np.polyfit(np.array(y), np.array(x), 1)
13
14 # Printando valores calculados:
15 print(f"Slope: {slope}, intercept: {intercept}")
16 print(f"Svp: {Svp}, V0: {v0}")

```

As Figuras 36a e 36b mostram os ensaios numéricos para obtenção dos parâmetros do modelo linearizado da rede teste da Figura 32.

Figura 36 – Estimação de parâmetros do modelo linearizado.



(a) Curva P versus V.

(b) Simulação QSTS.

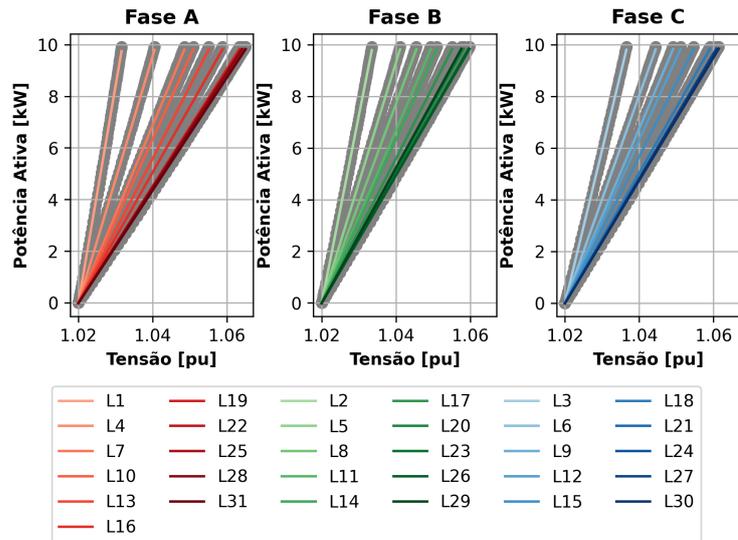
Fonte: Própria do Autor.

De maneira similar, a Figura 37 mostra os resultados dos ensaios de sensibilidade de tensão para obtenção do modelo linearizado da rede, seguindo os mesmos passos prévios de forma individualizada para cada IFV.

A partir dos dados obtidos nos ensaios de sensibilidade, foram calculados os coeficientes de sensibilidade de tensão no PAC de cada IFV. Esses coeficientes estão representados na Figura 38 e são detalhadamente listados na Tabela 4.

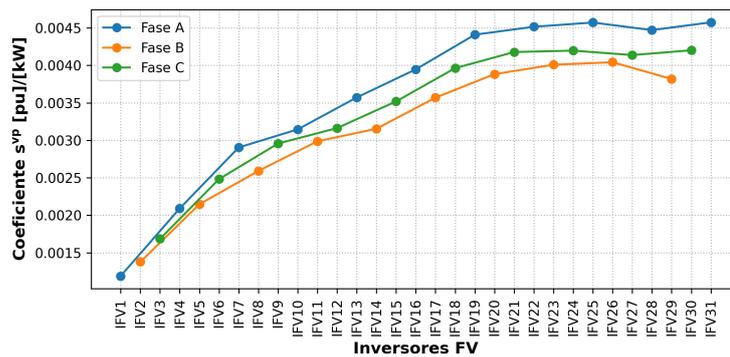
Percebe-se, por meio das Figuras 37 e 38, que os inversores situados na Fase A do

Figura 37 – Estimação de parâmetros do modelo linearizado para cada IFV.



Fonte: Própria do autor.

Figura 38 – Perfil dos coeficientes de sensibilidade  $s^{vp}$ .



Fonte: Própria do Autor.

circuito demonstram coeficientes de sensibilidade mais elevados. Essa observação ganhará importância na análise dos resultados no capítulo subsequente, uma vez que determinadas áreas apresentarão perfis de tensão mais acentuados.

## 5.4 Cenários para Análise de Convergência do CVW

Nesta seção, serão explorados quatro cenários operativos, cada um envolvendo a análise do impacto da variação das curvas Volt-Watt (VW) na convergência do CVW durante o processo iterativo em um ponto de operação específico de um único IFV. A investigação abrange quatro curvas VW, sendo cada uma delas caracterizada por declividades distintas. Cada declividade é um múltiplo da declividade base máxima necessária para garantir a estabilidade do controle, conforme especificado na Equação 3.10.

Considerando a rede teste definida na Figura 32 e os testes de sensibilidade de

Tabela 4 – Coeficientes de sensibilidade da tensão em relação à potência ativa no PAC dos IFVs.

Fase A		Fase B		Fase C	
Inversores FV	Svp	Inversores FV	Svp	Inversores FV	Svp
IFV1	0.001180	IFV2	0.001378	IFV3	0.001684
IFV4	0.002090	IFV5	0.002146	IFV6	0.002483
IFV7	0.002904	IFV8	0.002591	IFV9	0.002957
IFV10	0.003146	IFV11	0.002987	IFV12	0.003163
IFV13	0.003572	IFV14	0.003154	IFV15	0.003519
IFV16	0.003946	IFV17	0.003569	IFV18	0.003963
IFV19	0.004409	IFV20	0.003883	IFV21	0.004178
IFV22	0.004515	IFV23	0.004009	IFV24	0.004196
IFV25	0.004571	IFV26	0.0040420	IFV27	0.004137
IFV28	0.004470	IFV29	0.003818	IFV30	0.004201
IFV31	0.004574				

Fonte: Própria do autor.

tensão para o modelo linear da respectiva rede, obtido na Seção seção 5.3, tem-se a seguinte declividade base:

$$m_{base} = \frac{1}{s^{vp}} = \frac{1}{0,004284} = 233,43 \quad (5.1)$$

Com base na informação da declividade base da rede, tem-se os seguintes cenários operativos com as declividades de suas respectivas curvas VW, conforme a Tabela 5

Tabela 5 – Declividade das curvas VW por cenário operativo.

Cenários:	CENIT1	CENIT2	CENIT3	CENIT4
Múltiplo de $m_{base}$ :	0,5	0,7	0,9	1,2
m:	116,72	163,40	210,09	280,12

Fonte: Própria do autor.

## 5.5 Cenários para Análise de Ajustes de Curvas VW

No contexto das metodologias de ajuste de curvas VW abordadas no Capítulo 3, elaborou-se um conjunto de cenários para avaliar a efetividade dos métodos propostos. As condições operativas avaliadas nos respectivos cenários são descritas a seguir:

- **Número de IFVs:** Nessa condição operativa existem duas redes testes avaliadas. A primeira rede teste, conforme Figura 32, contempla um único IFV operando de forma isolada. A segunda rede teste, conforme Figura 33, contempla múltiplos IFVs operando de forma conjunta;

- **Equação de ajuste das curvas VW:** Conforme o cenário operativo, os parâmetros das curvas VW são ajustados dinamicamente de acordo com as Equações 3.14, 3.17, 3.22 e 4.14. As curvas VW normalizadas utilizam como referência a potência ativa  $p^{base}$  no eixo das ordenadas. Essa referência é determinada pelo valor de  $p^{mppt}$  disponível no instante considerado. Adicionalmente, há a possibilidade de calcular o ajuste da curva uma única vez, mantendo-o fixo ao longo do período de simulação. Isso ocorre ao considerar a referência definida pelo ponto de máxima potência  $p^{mppt}$ , igual à potência nominal do painel fotovoltaico,  $p^{nom, fv}$ , ou seja, o instante de máxima irradiação solar.
- **Carregamento do sistema:** Nessa condição operativa existem três possibilidades avaliadas. Um com o sistema sem cargas (**NC**), ou seja, considera somente o impacto da geração FV. A outra possibilidade considera o sistema com cargas fixas (**CF**) e iguais a 1,2 kW, ou seja, considera o impacto da geração FV em conjunto com a carga. Por último, considera uma condição com cargas variáveis (**CV**), cujos perfis se encontram na Figura 35.

De posse dos parâmetros do modelo linearizado das redes teste, foram realizados os seguintes testes, conforme descrito na Tabela 6.

Tabela 6 – Matriz de cenários para análise de ajuste de curvas VW.

Cenários	Número de IFVs		Equação de ajuste do CVW				Potência das Cargas			
	Único	Múltiplos	(3.14)*	(3.14)	(3.17)	(3.22)	(4.14)	NC	CF	CV
CENAJ1	■		■					■		
CENAJ2				■						
CENAJ3					■				■	
CENAJ4						■				
CENAJ5							■			■
CENAJ6		■						■		
CENAJ7										■
CENAJ8							■			■

Nota: \* - Parâmetros VW constantes (ajuste fixo), **NC** - Não Considerada, **CF** - Considerada Fixa, **CV** - Considerada Variável.

Fonte: Própria do Autor.

Todos os cenários previamente mencionados foram avaliados em uma simulação QSTS para um período de 24 horas.

## 5.6 Cenários para Análise Operativa de uma única RDBT

De forma a avaliar a robustez de diferentes estratégias de controle frente a certas condições operativas da rede, um conjunto de cenários operativos para simulação foi proposto. As condições operativas avaliadas nos respectivos cenários são descritas a seguir:

- **Potência Nominal FV:** Nessa condição operativa existem duas possibilidades avaliadas, uma em que todos os  $\mu$ GFVs possuem a mesma potência nominal no conjunto de painéis FV, a outra com 2 valores distintos de potência nominal distribuídos entre os  $\mu$ GFVs;
- **Irradiação solar:** Condição ambiental para irradiação solar com 2 possibilidades, uma com céu claro e outra com céu nublado;
- **Carregamento do sistema:** Nessa condição operativa existem duas possibilidades avaliadas. Uma com o sistema a vazio (sem cargas), ou seja, considera somente o impacto da geração FV. A outra possibilidade considera o sistema com cargas, ou seja, considera o impacto da geração FV em conjunto com a carga.

Das estratégias de controle que serão avaliadas nos cenários operativos têm-se os seguintes métodos descritos a seguir:

- **MC1:** O método é definido por uma arquitetura de controle local via CVW, considerando uma curva VW igual para todos os IFVs presentes na rede;
- **MC2:** O método é definido por uma arquitetura de controle descentralizada, conforme descrito na Seção 3, onde numa camada mais interna atuam os controles locais via CVW, cujas curvas VW são ajustadas dinamicamente ao longo do tempo;
- **MC3:** O método é definido por uma arquitetura de controle centralizada, conforme descrito na Seção 4, onde numa camada mais externa atua o controlador central, coordenando os justes das curvas VW dinamicamente ao longo do tempo e numa camada mais interna atuam os controles locais via CVW, operando com as respectivas curvas VW ajustadas pelo controlador central.

Considerando a descrição prévia das condições operativas a serem avaliadas no presente estudo, tem-se a matriz de cenários operativos para o método de controle **MC1**, definida na Tabela 7.

Similarmente, têm-se as matrizes de cenários operativos para os métodos de controles **MC2** e **MC3**, definidas nas Tabelas 8 e 9.

## 5.7 Cenários para Análise Operativa de múltiplas RDBTs

No presente estudo, uma análise de desempenho para 3 cenários de controle foi avaliada, usando os 6 circuitos teste da Figura 34. Todos os cenários possuem 100% de  $\mu$ GFV, fator de potência unitário, transformador de serviço com tape igual a 1.035 pu, e utilizam o mesmo grupo de perfis de cargas para cada circuito. Portanto, tem-se os seguintes cenários:

Tabela 7 – Matriz de cenários para o método de controle MC1.

Cenários	Potência Nominal FV		Irradiação solar		Potência das Cargas	
	Uniforme	Diferentes	Ensolarado	Nublado	Sem Cargas	Com Cargas
CENO1	■		■		■	
CENO2	■		■		■	■
CENO3	■			■	■	
CENO4	■			■		■
CENO5		■	■		■	
CENO6		■		■	■	■
CENO7		■		■	■	
CENO8		■		■		■

Fonte: Própria do Autor.

Tabela 8 – Matriz de cenários para o método de controle MC2.

Cenários	Potência Nominal FV		Irradiação solar		Potência das Cargas	
	Uniforme	Diferentes	Ensolarado	Nublado	Sem Cargas	Com Cargas
CENO9	■		■		■	
CENO10	■		■		■	■
CENO11	■			■	■	
CENO12	■			■		■
CENO13		■	■		■	
CENO14		■		■	■	■
CENO15		■		■	■	
CENO16		■		■		■

Fonte: Própria do autor.

Tabela 9 – Matriz de cenários para o método de controle MC3.

Cenários	Potência Nominal FV		Irradiação solar		Potência das Cargas	
	Uniforme	Diferentes	Ensolarado	Nublado	Sem Cargas	Com Cargas
CENO17	■		■		■	
CENO18	■		■		■	■
CENO19	■			■	■	
CENO20	■			■		■
CENO21		■	■		■	
CENO22		■		■	■	■
CENO23		■		■	■	
CENO24		■		■		■

Fonte: Própria do Autor.

- **Cenário de controle CC1:** Aplicam-se as mesmas condições do cenário CENO2 para o método de controle MC1.
- **Cenário de controle CC2:** Aplicam-se as mesmas condições do cenário CENO2 para o método de controle MC2.
- **Cenário de controle CC3:** Aplicam-se as mesmas condições do cenário CENO2 para o método de controle MC3.

Para avaliar a equidade das APC nos IFVs em cada cenário de controle avaliado, utilizou-se a métrica conhecida como JFI, conforme definido em [26]. O JFI mede a justiça entre um conjunto de valores, representando, neste estudo, a relação entre a potência ativa total reduzida e a quantidade máxima que essas instalações poderiam injetar ao longo de um dia, conhecida como  $\alpha_i^{corte}$ . O cálculo do JFI é realizado da seguinte maneira:

$$JFI(\alpha_1^{corte}, \dots, \alpha_n^{corte}) = \frac{[\sum_{i=1}^n \alpha_i^{corte}]^2}{n \cdot \sum_{i=1}^n (\alpha_i^{corte})^2} \quad (5.2)$$

De acordo com os mesmo autores em [26], o JFI é uma métrica para quantificar a distribuição dos benefícios que cada prosumidor recebe, ou seja, justiça. O JFI está relacionado com o coeficiente de variação (COV) por meio da Equação 5.3, que é outra forma de quantificar a dispersão com base em desvios padrão.

$$JFI = 1/(1 + COV^2) \quad (5.3)$$

---

## Resultados

### 6.1 Introdução

Este capítulo apresenta os resultados acompanhados de discussões de simulação referente aos estudos e análises de cenários operativos de uma RDBT com alta penetração de  $\mu$ GFV, conforme descritos no Capítulo Capítulo 5. O objetivo é mostrar o comportamento operacional de três métodos de controle, denominados, **MC1**, **MC2** e **MC3**, frente aos cenários operativos, avaliando sua efetividade.

### 6.2 Resultados dos Cenários para Análise de Convergência do CVW

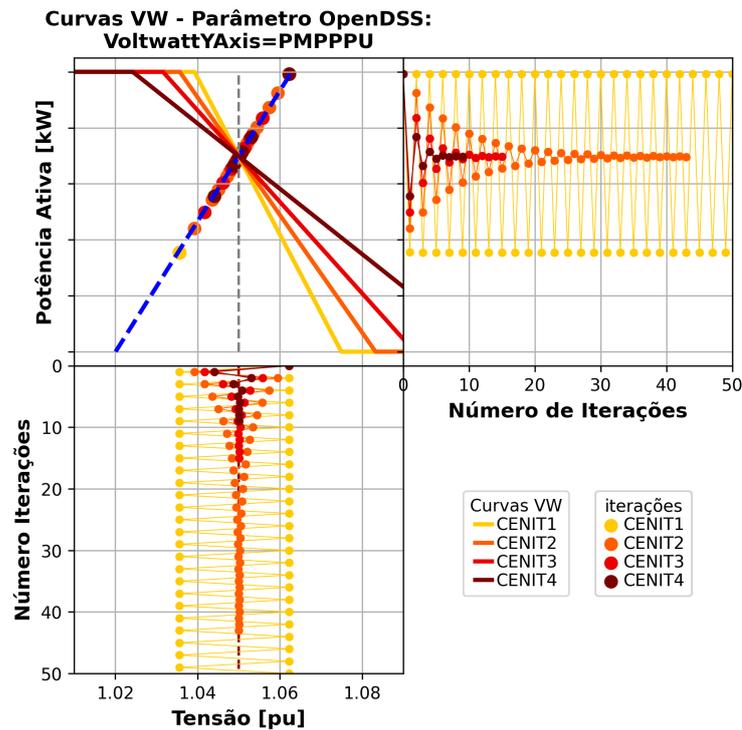
Os cenários iniciais de simulação buscam avaliar o impacto da variação das curvas Volt-Watt (VW) na convergência do CVW durante seu processo iterativo no ponto de operação de um único IFV. Esses cenários específicos são detalhadamente descritos na Seção seção 5.4.

Os resultados obtidos, conforme apresentados na Figura 39, validam o critério de estabilidade estabelecido para uma única curva VW, conforme definido pela Equação 2.22.

Adicionalmente, observa-se que, para uma inclinação da curva VW superior à declividade base, ou seja,  $m = 1,2 \cdot m_{base}$ , o controle se torna instável, manifestando-se em oscilações sustentadas na potência de saída do inversor.

Esse conjunto de cenários proporciona uma análise abrangente da influência das variações nas curvas VW sobre o comportamento do CVW, contribuindo para uma compreensão mais aprofundada do desempenho do sistema em diferentes configurações operativas.

Figura 39 – Avaliação das iterações no controle VW.



## 6.3 Resultados dos Cenários para Análise de Ajustes de Curvas VW

### 6.3.1 RDBT com um único IFV

Todas as análises abaixo consideram os cenários definidos na Tabela 6, conforme descrito na Seção 5.5.

Os resultados referentes aos cenários **CENAJ1** e **CENAJ2** são apresentados nas Figuras 40a e 40b, bem como na Tabela 10, respectivamente.

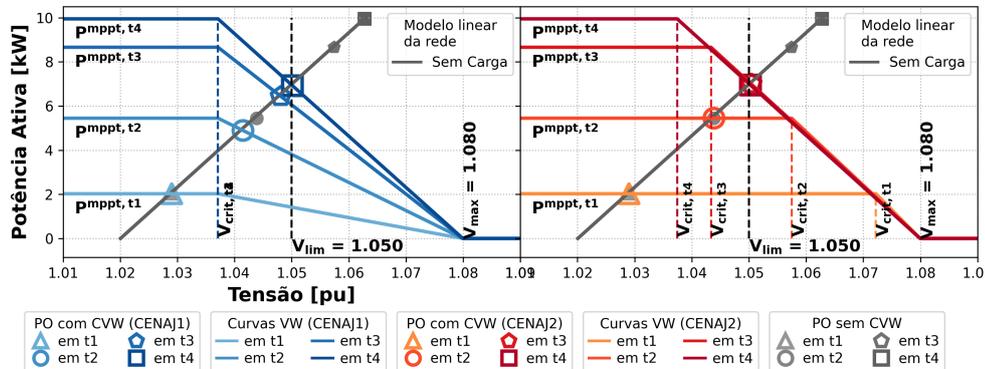
Na Figura 40a, são apresentadas as curvas VW referentes aos cenários **CENAJ1** e **CENAJ2**. Ao contrário da prática convencional de representar as curvas VW normalizadas, neste gráfico os valores no eixo da ordenada estão expressos em unidades reais, na magnitude de kilowatt (kW).

No contexto do cenário **CENAJ1**, a potência base  $p^{base}$  no eixo das ordenadas é determinada pelo valor de  $p^{mppt}$  disponível no instante considerado. Isso implica que, em cada ponto temporal, a inclinação da curva VW aumenta gradualmente até atingir um patamar máximo, conforme estabelecido pelo limite de estabilidade implicitamente definido na Equação 3.14. Essa dinâmica é diretamente influenciada pela constância dos parâmetros  $v^{cri}$  e  $v^{max}$ .

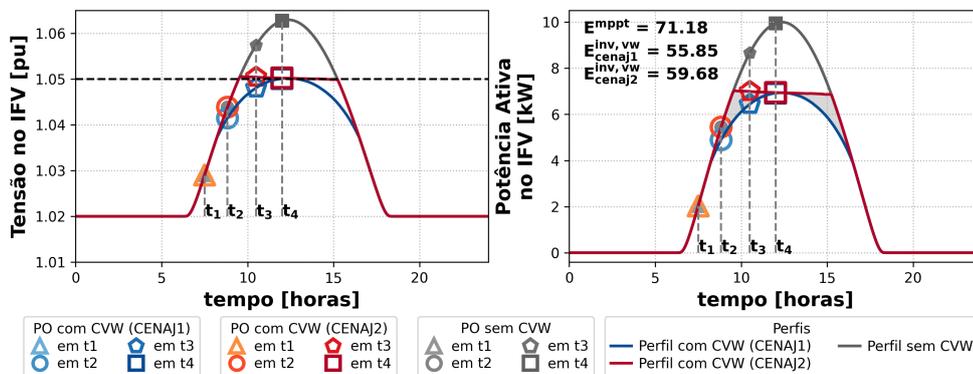
Adicionalmente, observa-se que nos instantes de tempo  $t_2$ ,  $t_3$  e  $t_4$ , as potências de saída sofrem uma redução durante a atuação do CVW e são limitadas na fronteira da

curva VW, exatamente no ponto de interseção desta com a curva de resposta linear da rede.

Figura 40 – Resultados gerados para os cenários **CENAJ1** e **CENAJ2**.



(a) Curva VW.



(b) Simulação QSTS.  
Fonte: Própria do Autor.

No cenário **CENAJ2**, é observável que a inclinação das curvas VW permanece constante, mesmo com as variações dos parâmetros  $v^{cri}$  e  $v^{max}$  a cada ponto no tempo, conforme determinado pelo valor de  $p^{mppt}$  disponível no instante considerado. Esse padrão é inerente ao método de ajuste das curvas, o qual visa otimizar os APC dos IFVs, sempre visando a máxima inclinação permitida.

As implicações dos dois ajustes, conforme os cenários **CENAJ1** e **CENAJ2**, podem ser mostrados nos perfis de tensão e potência nos IFVs, conforme a Figura 40b.

Ao analisar o perfil de potência, observa-se que, no cenário **CENAJ1**, os APC exibem um perfil mais pronunciado na medida em que se afastam do ponto de maior irradiância, que ocorre ao meio-dia. Esse comportamento é atribuído à declividade da curva VW, que diminui à medida que se afasta do instante de maior valor para  $p^{mppt}$ .

No cenário **CENAJ2**, os APC exibem um perfil mais eficiente, pois as reduções se mantêm praticamente constantes no intervalo de atuação do CVW. Esse benefício em termos de eficiência para a proposta de ajuste de curvas do **CENAJ2** pode ser destacado ao comparar as energias diárias resultantes das injeções de potência ativa dos IFVs na

RDBT. Os valores numéricos correspondentes estão apresentados na Tabela 10.

Tabela 10 – Energia ativa injetada na rede pelo IFV para os cenários **CENAJ1** e **CENAJ2**.

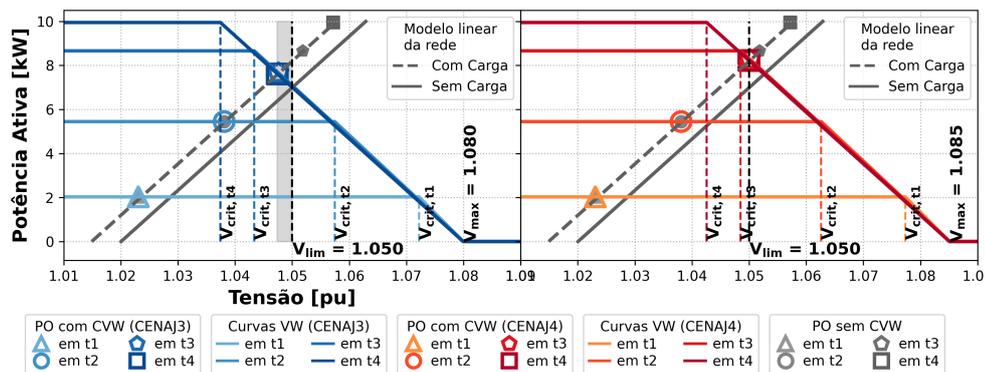
Cenários:	Sem Controle (MPPT)	CENAJ1	CENAJ2
Energia [kWh]:	71,18	55,85	59,68

Fonte: Própria do Autor

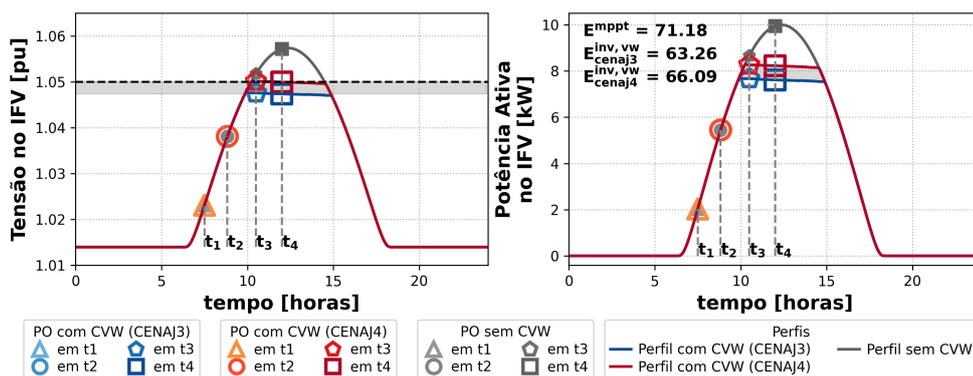
Nota-se que para o cenário **CENAJ2**, os IFVs injetam mais potência ativa na rede do que os IFVs do cenário **CENAJ1**.

Em seguida, tem-se as Figuras 41a e 41b representando os resultados dos cenários **CENAJ3** e **CENAJ4**.

Figura 41 – Ajuste dinâmico do Controle VW - Potência  $P_{mppt}$  disponível no Painel, como Referencia no eixo y.



(a) Curva VW.



(b) Simulação QSTS.  
Fonte: Própria do Autor.

Ao analisar os ajustes das curvas VW, observa-se que, em ambos os cenários avaliados, houve um deslocamento da curva de resposta linear da rede devido à presença de uma carga fixa. Esse deslocamento tem um impacto significativo na resposta do controle para o cenário **CENAJ3**, onde a maior tensão é encontrada abaixo do valor desejado, devido ao efeito da carga. Essa discrepância pode ser claramente visualizada na região hachurada em cinza da Figura 41a, em relação ao valor desejado  $V^{lim}$ .

O efeito do deslocamento de tensão é compensado no cenário **CENAJ4** com o novo ajuste da curva VW, que leva em consideração o efeito da carga no modelo de ajuste correspondente. Observa-se um deslocamento intencional da curva VW para garantir que a tensão máxima atinja precisamente o valor desejado  $v^{lim}$ .

Quanto aos perfis de tensão e potência, nota-se a diferença no descolamento do perfil de tensões entre os cenários **CENAJ3** e **CENAJ4** através da Figura 41b. Quanto ao perfil de potência percebe-se mais uma vez uma melhor eficiência nas APC para o cenário **CENAJ4**, cujos resultados numéricos para as energias diárias resultantes das injeções de potência ativa dos IFVs na RDBT podem ser evidenciados na Tabela 12.

Quanto ao perfil de tensão, é evidente a diferença no deslocamento dos perfis entre os cenários **CENAJ3** e **CENAJ4**, conforme ilustrado na Figura 41b. Em relação ao perfil de potência, destaca-se novamente uma maior eficiência nos APC para o cenário **CENAJ4**, cujos resultados numéricos para as energias diárias resultantes das injeções de potência ativa dos IFVs na RDBT podem ser consultados na Tabela 11.

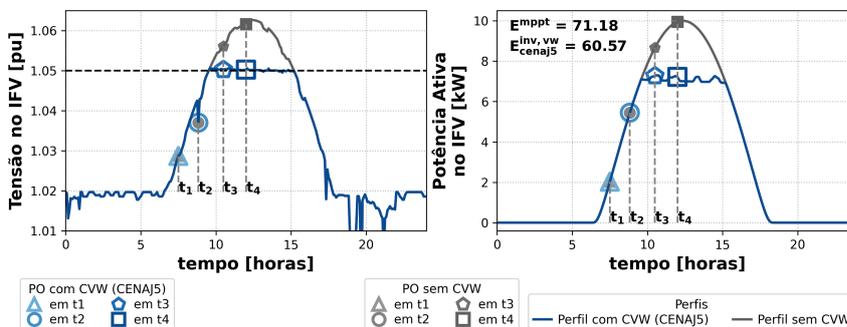
Tabela 11 – Energia ativa injetada na rede pelo IFV para os cenários **CENAJ3** e **CENAJ4**.

Cenários:	Sem Controle (MPPT)	CENAJ3	CENAJ4
Energia [kWh]:	71,18	63,26	66,09

Fonte: Própria do Autor

Por fim, apresentam-se os resultados do cenário **CENAJ5**, que incorpora a presença de uma carga variável ao longo do tempo. Neste cenário, os ajustes da curva VW são realizados dinamicamente, levando em consideração o efeito da carga em seu modelo de ajuste correspondente.

Figura 42 – Perfil de tensão e potência para o cenário **CENAJ5**.



Fonte: Própria do autor.

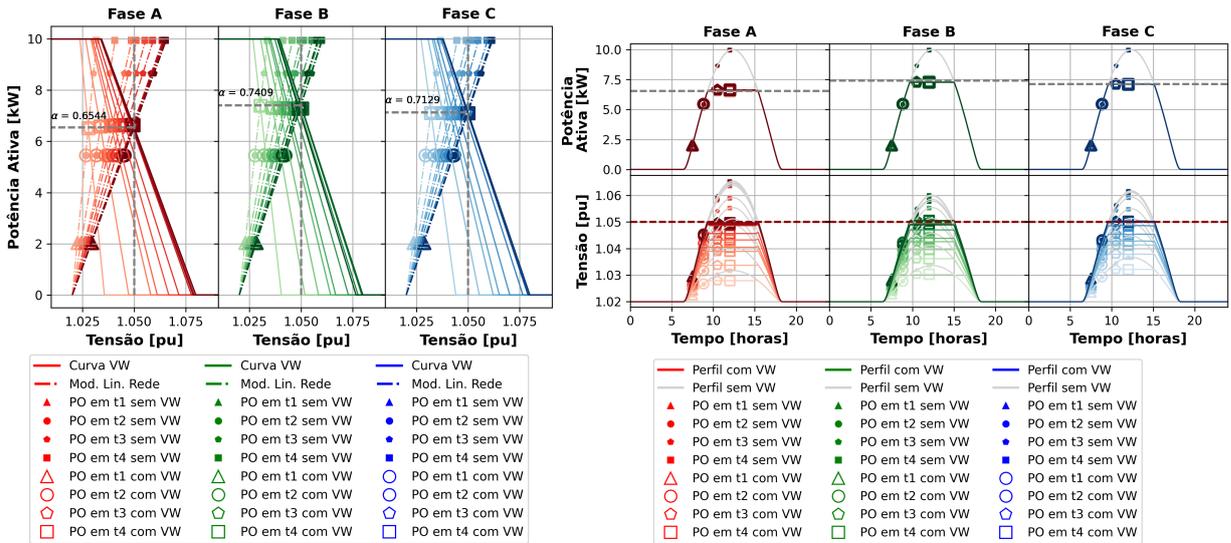
Os resultados destacados na Figura 42 evidenciam a eficácia do controle após os ajustes nos parâmetros da curva VW. O perfil de tensão manteve-se sempre no limite da máxima tensão desejada  $V^{lim}$  durante os intervalos de sobretensão, refletindo o perfil de cortes de potência ativa conforme demonstrado no gráfico do perfil de potência ativa.

### 6.3.2 RDBT com múltiplos IFV

De posse do modelo linearizado da rede, tem-se os resultados do cenário **CENAJ6** mostrados nas Figuras 43a e 43b

A Figura 43a mostra as curvas VW dos IFVs após os ajustes estabelecidos no respectivo cenário.

Figura 43 – Resultados do cenário **CENAJ6**.



(a) Curvas VW para cada IFV.

(b) Simulação QSTS.

Fonte: Própria do Autor.

Ao analisar as curvas VW, percebe-se que em todos os IFVs, os pontos de corte em regime permanente são aproximadamente iguais. No entanto, há resultados distintos para cada fase devido ao uso da Equação 3.21 com valores diferentes para cada fase

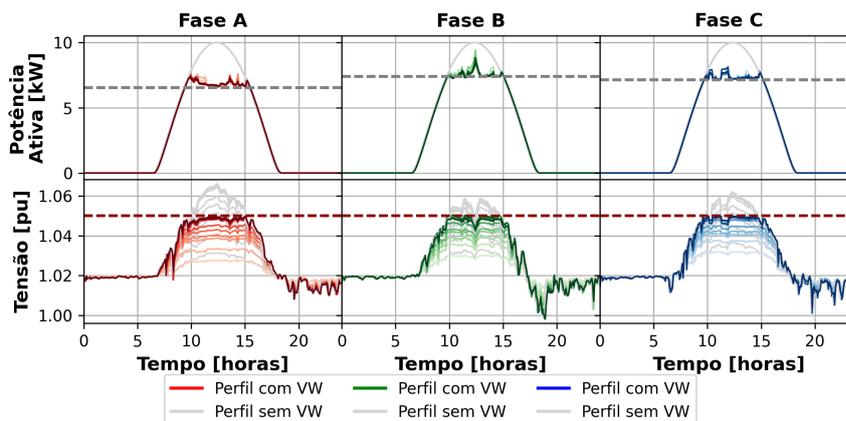
Com os respectivos ajustes das curvas VW, efetuou-se uma simulação QSTS, cujos resultados dos perfis de tensões e potência ativas nos IFVs são mostrados da Figura 43b.

O resultado dos perfis de tensões mostram que o ajuste coordenado das curvas VW conseguiu manter os níveis de tensões abaixo do limite máximo estabelecido no modelo de ajuste.

Quanto aos perfis de potência, nota-se uma isonomia dos cortes entre os IFVs, no entanto, com valores máximos distintos para cada fase.

Para o teste seguinte, considerou-se o cenário **CENAJ7**. Os resultados dos perfis de tensões e potência ativas nos IFVs são mostrados na Figura 44.

Mais uma vez, os resultados mostraram que com os ajustes das curvas VW nos IFVs, atenderam tanto a manutenção dos níveis satisfatórios de tensões, quanto a isonomia dos cortes de potência ativa nos IFVs.

Figura 44 – Perfis de tensões e de potência ativas dos IFVs para o cenário **CENAJ7**.

Fonte: Própria do autor.

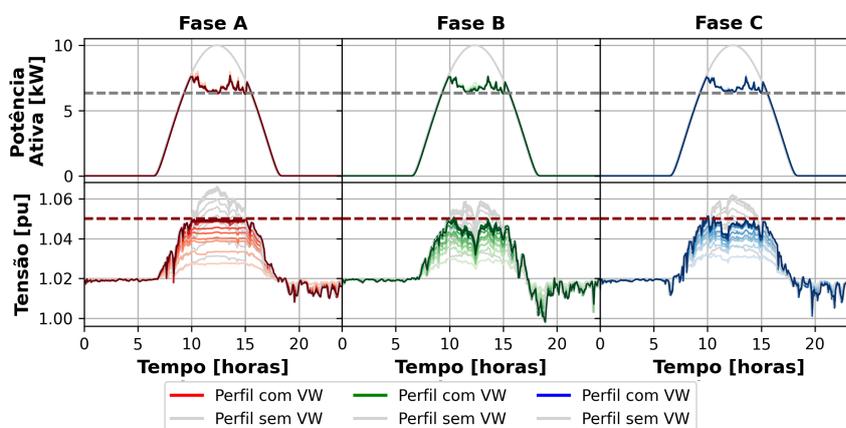
Na Figura 44, observa-se que, para cada intervalo de tempo, os valores dos cortes de potência ativa nos IFV apresentam uma proximidade notável, com ligeiras variações decorrentes da influência da variabilidade das cargas distintas.

Este efeito da variabilidade da carga ocorre devido à omissão, no ajuste de curva VW, da informação proveniente das barras adjacentes à barra avaliada. Essa lacuna é corrigida no modelo que incorpora a matriz de sensibilidade de tensão, conforme evidenciado nos resultados subsequentes.

### 6.3.3 RDBT com múltiplos IFV - uso de Matriz Sensibilidade de Tensão

Os resultados do cenário **CENAJ8** são mostrados na Figura 45.

Figura 45 – Perfis de tensões e de potência ativas dos IFVs para o cenário **CENAJ8**, com  $p^{base} = p^{nom, fv}$  e presença de carga, na condição de ajuste por matriz de sensibilidade de tensão.



Fonte: Própria do autor.

A Figura 45 mostra os perfis de tensões de todos os IFVs. Tais resultado mostram que o ajuste coordenado das curvas VW conseguiu manter os níveis de tensões abaixo do

limite máximo estabelecido no modelo de ajuste.

A Figura 45 exibe os perfis dos cortes de potência ativa nos IFV. É perceptível que esses perfis são praticamente idênticos, assegurando a uniformidade dos cortes, como previsto no modelo proposto. Isso se deve à integração das informações da matriz de sensibilidade de tensão, simultaneamente às informações das injeções nodais das barras adjacentes, conforme incorporado no modelo.

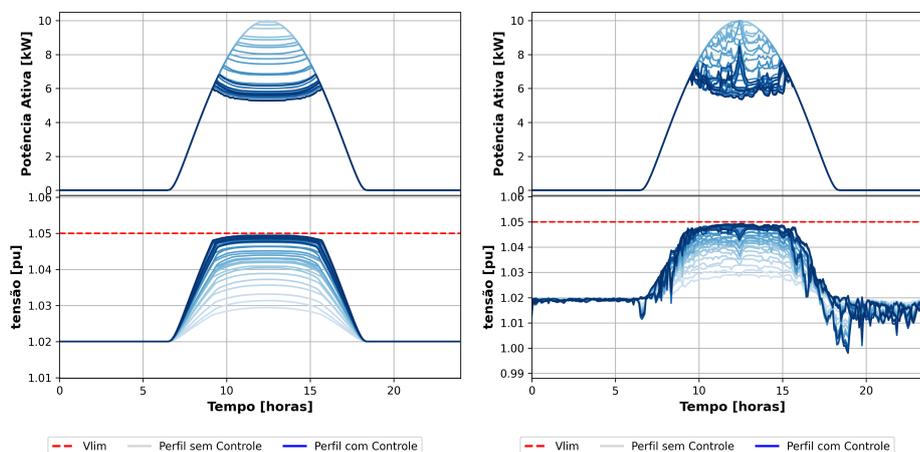
Portanto, esse modelo é o que melhor se adequa a uma arquitetura de controle centralizada de tensão.

## 6.4 Resultados dos Cenários para Análise Operativa de uma única RDBT

Na presente seção, são apresentados os resultados obtidos a partir dos cenários operativos descritos na Seção 5.6. Estes cenários são detalhadamente especificados nas Tabelas 7, 8 e 9, conforme os métodos de controle **MC1**, **MC2** e **MC3** utilizados..

Nas Figuras 46a a 49b são mostrados os resultados de todos os cenários aplicados ao método de controle **MC1**.

Figura 46 – Resultados de cenários para o método de controle **MC1** (céu claro).



(a) CENO1.

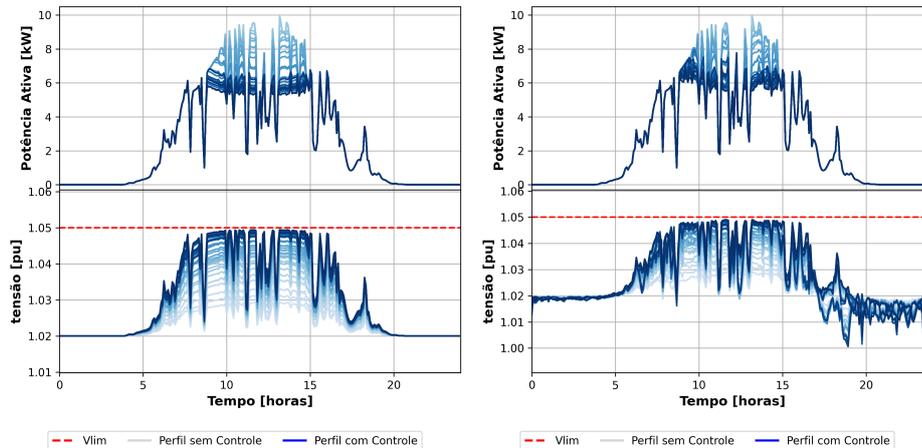
(b) CENO2.

Fonte: Própria do Autor.

Observa-se que, em todos os cenários operativos avaliados para o método **MC1**, os perfis de tensões permaneceram abaixo do limite previamente estabelecido pela concessionária.

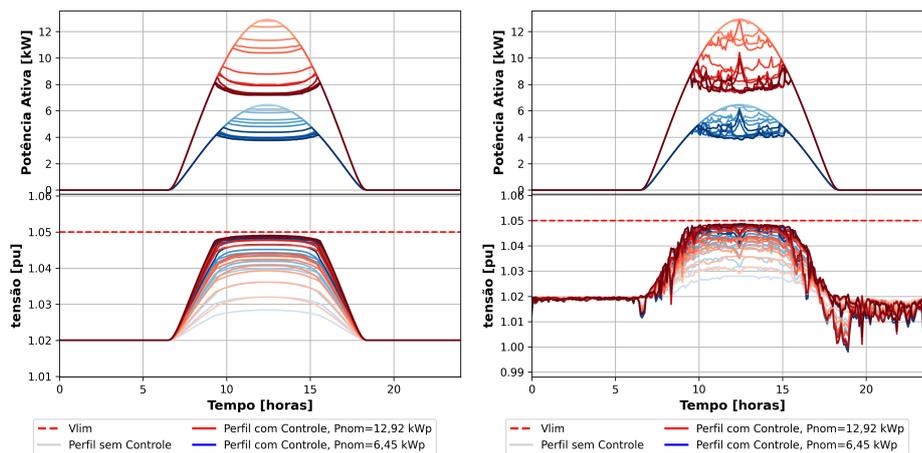
No que diz respeito aos perfis de potência ativa dos IFVs, observa-se reduções significativamente distintas entre eles. Alguns inversores apresentaram reduções acentuadas, enquanto outros não experimentaram reduções em seus perfis de potência ativa.

Figura 47 – Resultados de cenários para o método de controle **MC1** (céu nublado).



(a) CENO3. (b) CENO4.  
Fonte: Própria do Autor.

Figura 48 – Resultados de cenários para o método de controle **MC1** (céu claro).



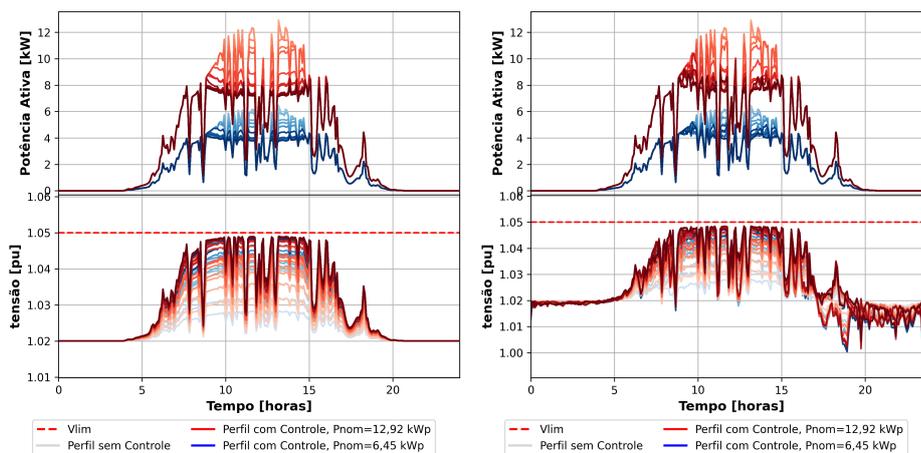
(a) CENO5. (b) CENO6.  
Fonte: Própria do Autor.

Outros resultados relevantes foram obtidos ao examinar o comportamento dinâmico do controlador local dos IFVs por meio do processo iterativo até atingir a convergência em regime permanente. Esta análise inclui a avaliação das oscilações em relação ao amortecimento e tem como objetivo avaliar a robustez do método de controle quanto à estabilidade do controlador local.

Na Figura 50, é apresentado o processo iterativo de convergência do controle local nos IFVs para o cenário **CENO1**, no passo de tempo de 12h.

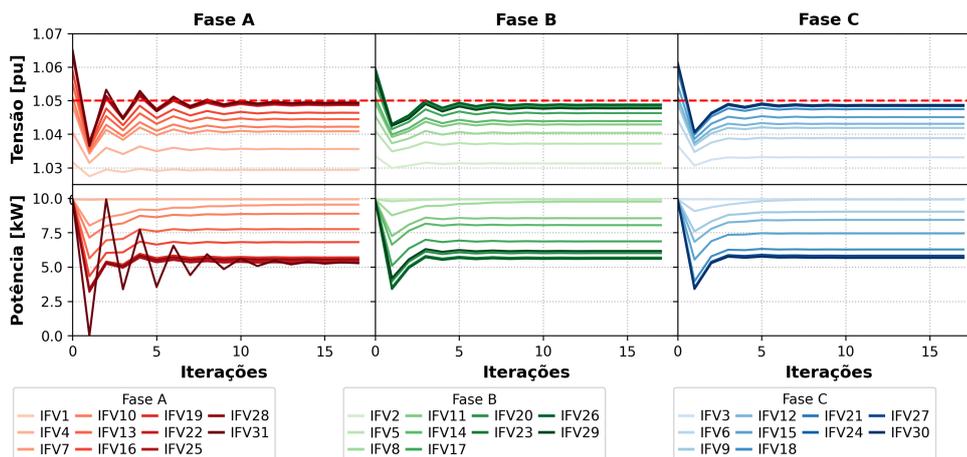
Observa-se que, para a fase A, os inversores mais distantes exibem um comportamento mais oscilatório devido às elevadas declividades de seus modelos lineares, conforme evidenciado na Figura 37. Esses inversores estão posicionados nas barras mais sensíveis em termos da relação entre tensão e potência ativa, conforme indicado na Figura 38. Ademais,

Figura 49 – Resultados de cenários para o método de controle **MC1** (céu nublado).



(a) CENO7. (b) CENO8.  
Fonte: Própria do Autor.

Figura 50 – Processo iterativo de convergência do Controle Local nos IFVs para o cenário **CENO1**, no passo de tempo de 12h.



Fonte: Própria do Autor

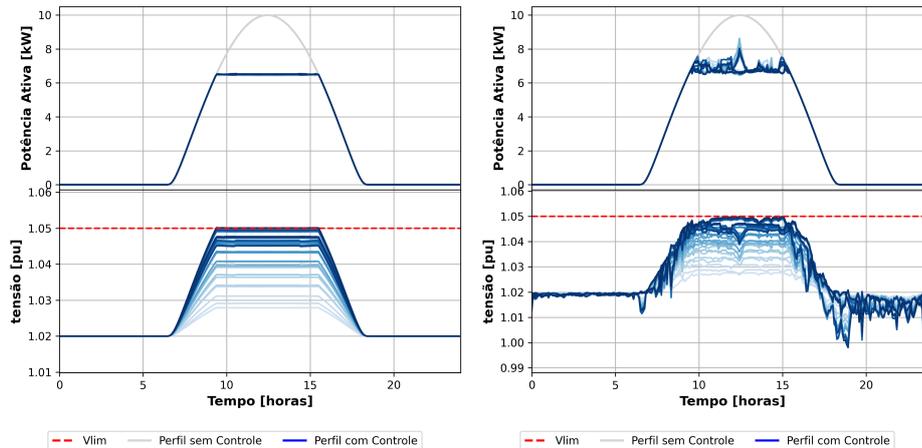
é notável que os resultados convergem em aproximadamente 20 iterações, atenuando as oscilações nas barras mais sensíveis.

Outro ponto a ser observado na Figura 50 é que os inversores mais sensíveis apresentam maiores reduções de potência dos seus respectivos inversores ao final da convergência.

No contexto do método de controle **MC2**, os resultados de todos os cenários operativos aplicados são apresentados nas Figuras 51a a 54b.

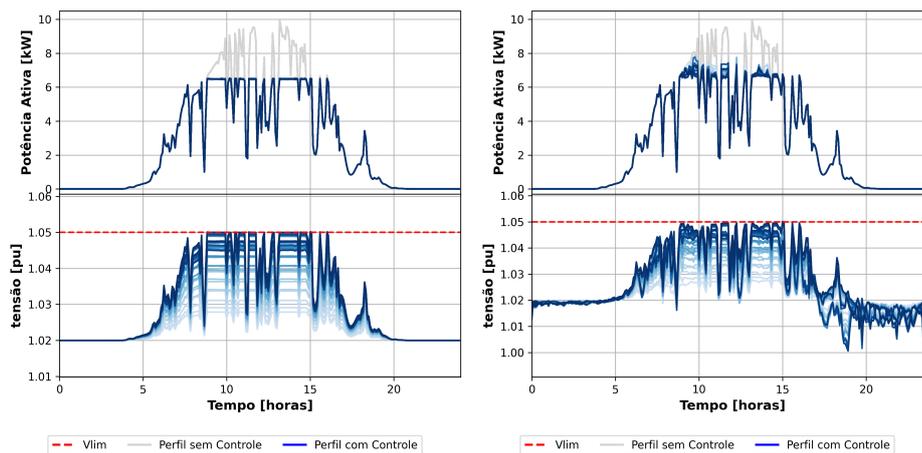
Ao analisar os perfis de tensão nos cenários operativos associados ao método de controle **MC2**, observa-se que, nos cenários em que todos os IFVs possuem a mesma potência nominal (cenários **CENO9** a **CENO12**), os níveis de tensão permanecem abaixo do limite estabelecido pela concessionária.

Figura 51 – Resultados de cenários para o método de controle MC2 (céu claro).



(a) CENO9. (b) CENO10.  
Fonte: Própria do Autor.

Figura 52 – Resultados de cenários para o método de controle MC2 (céu nublado).



(a) CENO11. (b) CENO12.  
Fonte: Própria do Autor.

No entanto, nos cenários em que a distribuição de potência nominal dos IFVs é heterogênea (cenários **CENO13** a **CENO16**), observa-se que os níveis de tensão ultrapassam ligeiramente o limite estabelecido pela concessionária.

Ao analisar o perfil de potência ativa dos IFVs nota-se que para os cenários **CENO9**, **CENO11**, **CENO13** e **CENO15** existe uma uniformidade nos valores de redução de potência. Esse resultado ocorre devido à proposta do algoritmo de controle, que visa assegurar a igualdade nos cortes de potência por meio do ajuste otimizado das curvas VW.

No entanto, ao avaliar os cenários **CENO10**, **CENO12**, **CENO14** e **CENO16**, nota-se que essa uniformidade dos cortes de potência se perde, apresentando uma ligeira variabilidade devido ao efeito da diversidade dos perfis de carga acopladas no mesmo PAC dos IFVs. Esse comportamento era esperado devido à arquitetura descentralizada do

Figura 53 – Resultados de cenários para o método de controle **MC2** (céu claro).

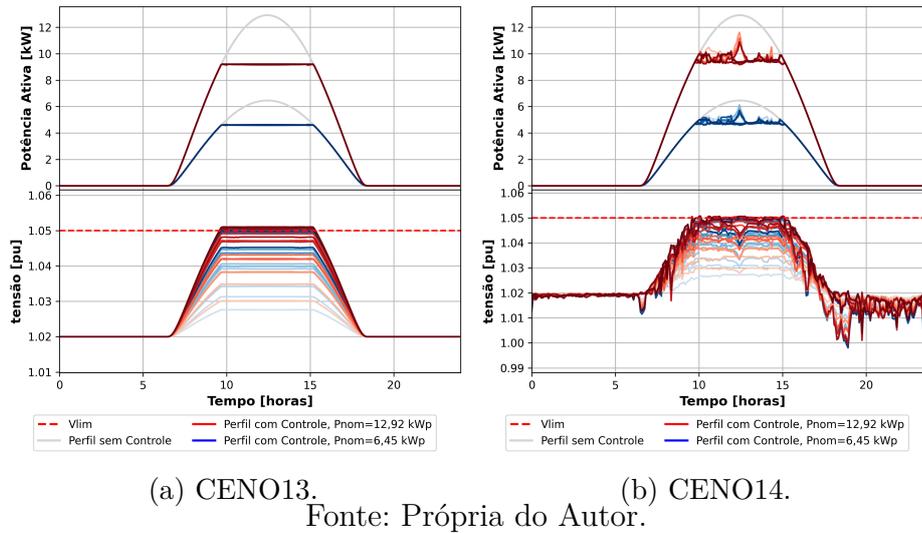
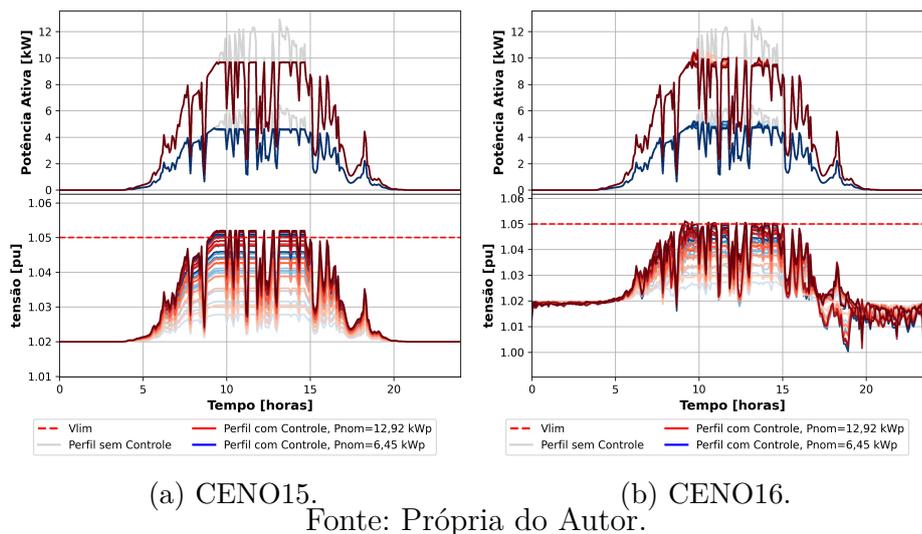


Figura 54 – Resultados de cenários para o método de controle **MC2** (céu nublado).

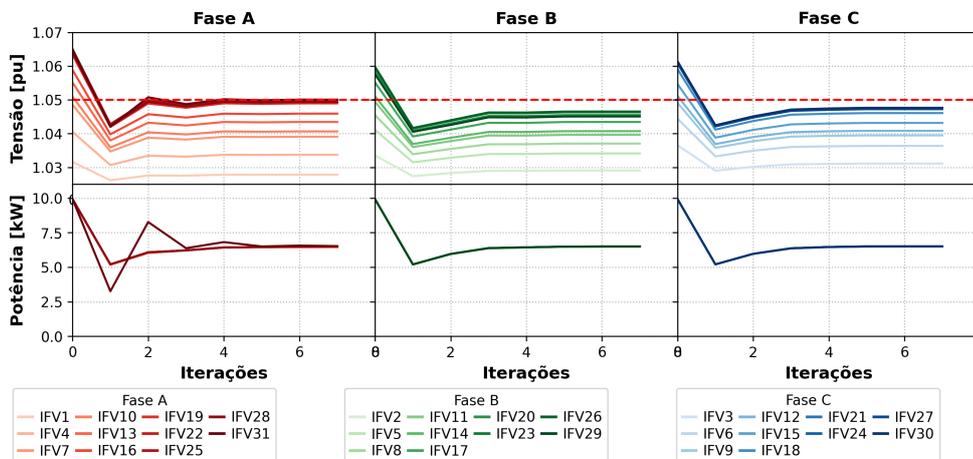


controle, que não considera o efeito das barras adjacentes no ajuste do controlador local.

Por fim, o ultimo resultado relacionado ao método **MC2** refere-se ao processo iterativo de convergência do controle local nos IFVs para o cenário **CENO09**, no passo de tempo de 12h, conforme ilustrado na Figura 55.

Semelhante ao comportamento observado na Figura 50, nota-se que, para a fase A, os inversores exibem um comportamento oscilatório, contudo, com um perfil quase idêntico entre eles, convergindo para um único valor de corte entre os IFVs, ao atingir o regime permanente. Para o restante das fases, o perfil é praticamente igual entre os IFVs, garantindo um corte isonômico entre eles. Observa-se também que o número de iterações para atingir a convergência é reduzido para 8 iterações, amortecendo as oscilações nas barras mais sensíveis. Tal fato garante maior robustez no contexto da estabilidade, quando

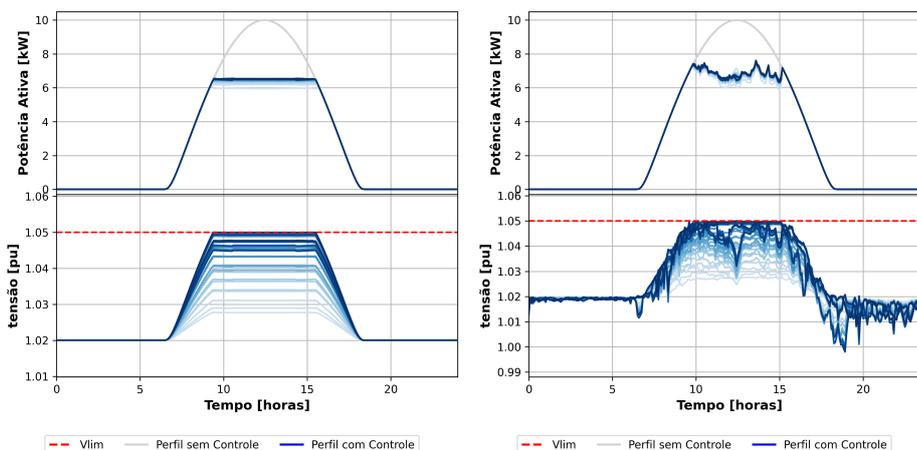
Figura 55 – Processo iterativo de convergência do Controle Local nos IFVs para o cenário CENO9, no passo de tempo de 12h.



Fonte: Própria do Autor

comparado com o método MC1.

Figura 56 – Resultados de cenários para o método de controle MC3 (céu claro).



(a) CENO17.

(b) CENO18.

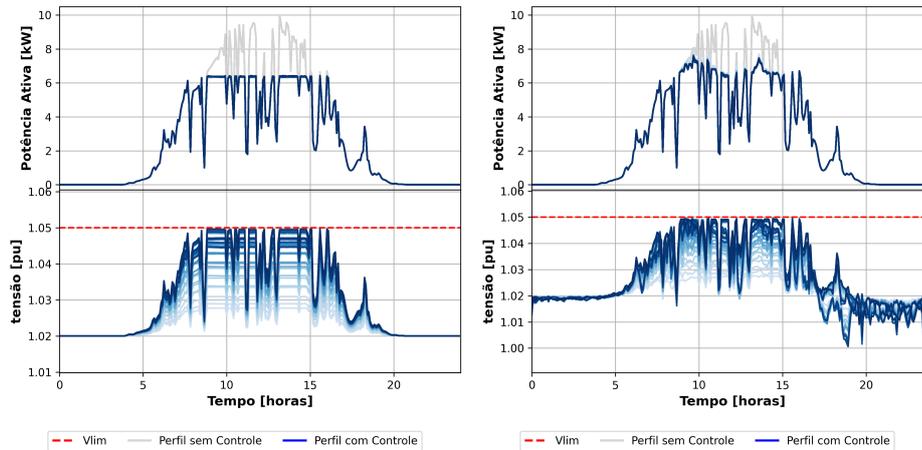
Fonte: Própria do Autor.

Os próximos cenários operativos avaliados, envolvem o método de controle MC3. Todos os resultados envolvendo tais cenários são ilustrados nas Figuras 56a a 59b.

Ao analisar os perfis de tensão, destaca-se que os níveis permanecem consistentemente abaixo do limite estabelecido pela concessionária em todos os cenários avaliados. Esse resultado evidencia a superioridade do método em comparação com as abordagens MC1 e MC2 nesse aspecto.

No contexto dos perfis de potência ativa dos IFVs, observa-se uma uniformidade nos valores de redução de potência ativa em todos os cenários avaliados. Isso ocorre devido à intenção do algoritmo de controle de promover tal comportamento, evidenciando, assim, a sua superioridade em relação aos métodos MC1 e MC2 nesse aspecto.

Figura 57 – Resultados de cenários para o método de controle **MC3** (céu nublado).

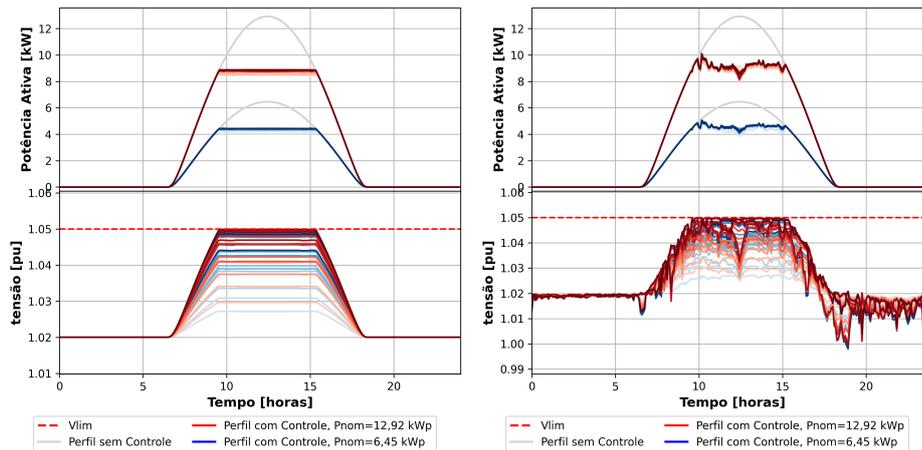


(a) CENO19.

(b) CENO20.

Fonte: Própria do Autor.

Figura 58 – Resultados de cenários para o método de controle **MC3** (céu claro).



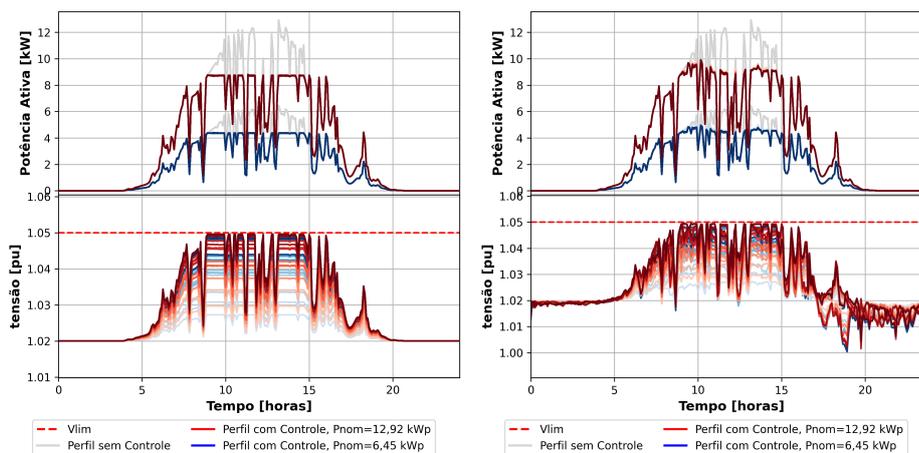
(a) CENO21.

(b) CENO22.

Fonte: Própria do Autor.

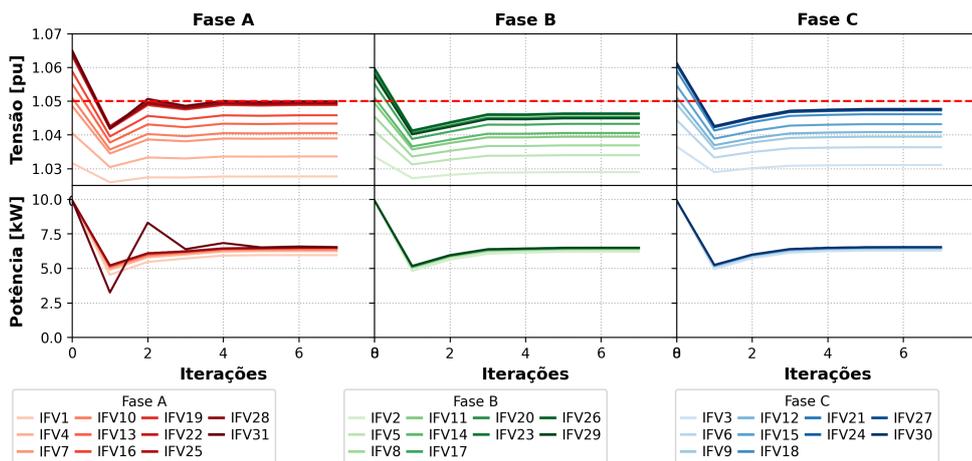
A Figura 60 apresenta o resultado referente ao processo iterativo de convergência do controle local nos IFVs para o cenário **CENO17**, no passo de tempo de 12h. Quando comparado com os resultados da Figura 55, observa-se uma notável semelhança, sendo aplicáveis os mesmos comentários anteriormente mencionados.

Figura 59 – Resultados de cenários para o método de controle **MC3** (céu nublado).



(a) CENO23. (b) CENO24.  
Fonte: Própria do Autor.

Figura 60 – Processo iterativo de convergência do Controle Local nos IFVs para o cenário **CENO17**, no passo de tempo de 12h.



Fonte: Própria do Autor

## 6.5 Resultados dos Cenários para Análise Operativa de múltiplas RDBTs

### 6.5.1 Avaliação dos Cenários Operativos

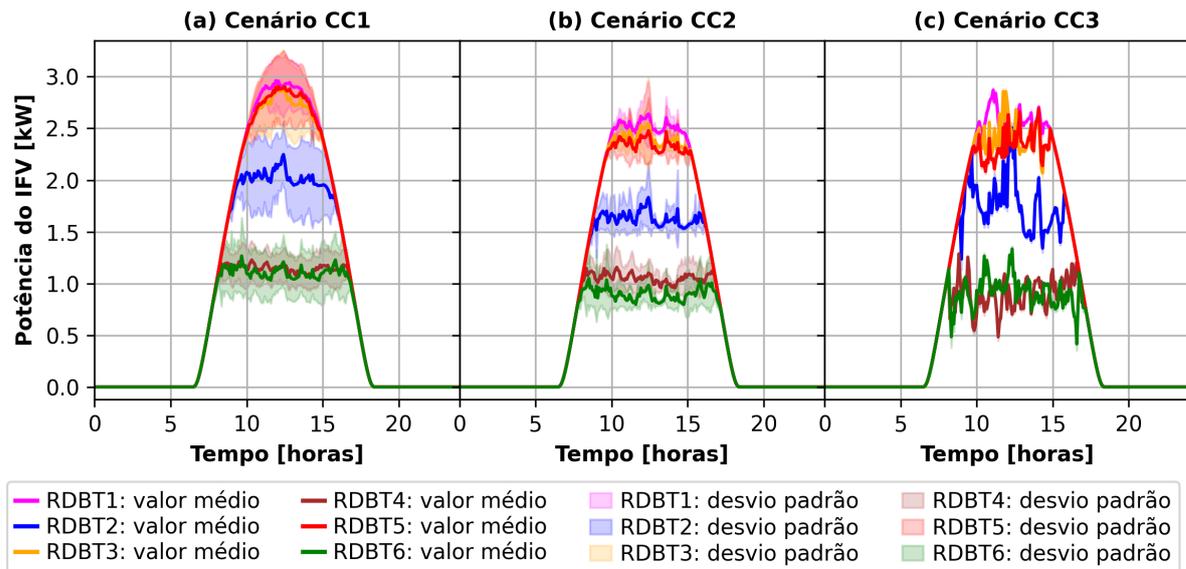
Todas as análises abaixo consideram três cenários de controle, **CC1**, **CC2**, e **CC3**, conforme descrito na Seção 5.7.

A Figura 61 apresenta os perfis de série temporal da potência ativa de todos os IFVs em diferentes cenários de controle, agrupados por alimentador. Cada alimentador exibe um comportamento distinto em relação à potência ativa de seus próprios IFVs, devido a características físicas específicas, como topologia da rede, razão R/X, nível de

carga, entre outras.

Vale ressaltar que, independentemente do método de controle empregado, o alimentador 04 se destaca ao exibir as maiores quantidades de APC, atribuído à sua razão R/X mais elevada e, por conseguinte, aos perfis de tensão mais altos, enquanto o alimentador 01 apresenta um comportamento oposto.

Figura 61 – Perfis de potência ativa nos IFVs.



Fonte: Própria do Autor

No cenário **CC1**, observa-se um comportamento desigual nas APC dos IFVs, com uma notável dispersão nos perfis (região clara) em relação aos valores médios (linhas sólidas) em cada alimentador. Essa variabilidade ocorre devido à baixa coordenação ao empregar a arquitetura de controle local baseado em CVW, que lida com diferentes perfis de tensão em trechos distintos da rede.

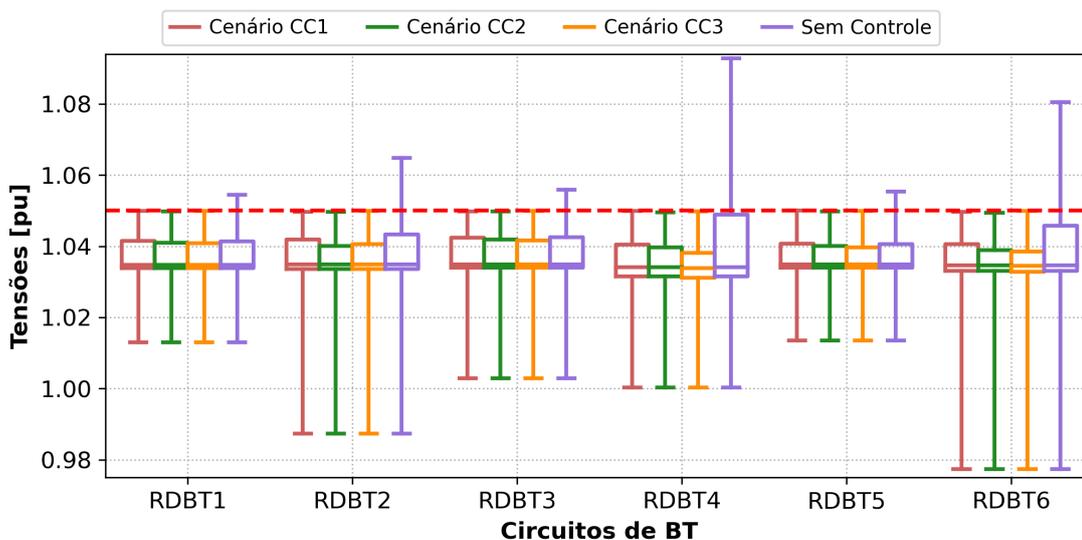
No cenário **CC2**, nota-se uma leve variação dos valores nas APC dos IFVs, indicando uma coordenação de controle relativamente fraca em um cenário real de variabilidade de carga. Nesse cenário, considera-se um fator de coincidência não unitário, refletindo condições práticas em que a carga varia ao longo do tempo.

Finalmente, para a estratégia de controle proposta, com base no cenário **CC3**, as APC dos IFVs são praticamente iguais em cada alimentador.

Além disso, os resultados indicam que todos os esquemas de controle conseguem manter as tensões dentro do limite de restrição de 1,05 pu, conforme ilustrado na Figura 62. Nessa figura, é apresentada a distribuição das tensões em todos os nós de cada alimentador, agrupados por cenário de controle.

Para avaliar o impacto da localização dos IFVs na redução de energia em cada

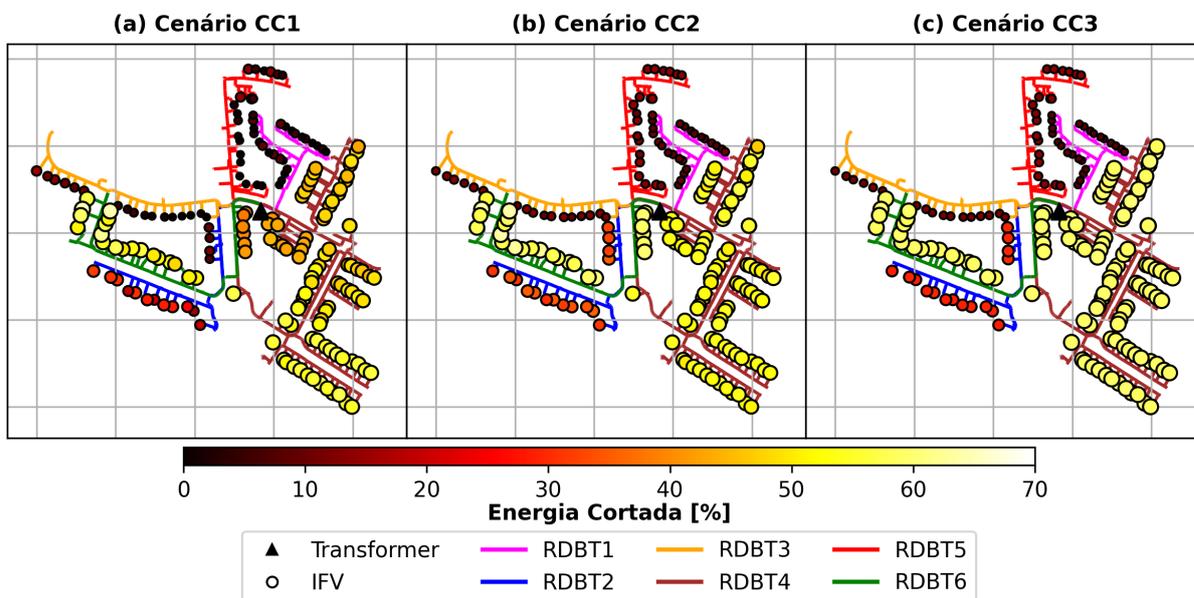
Figura 62 – Distribuição de tensões por cenário de controle.



Fonte: Própria do Autor

esquema de controle, é mostrada uma representação geográfica da energia reduzida em cada IFV na Figura 63. Os resultados foram obtidos para um período de integração de 24 horas e estão expressos em porcentagem, com base na energia gerada pelos painéis solares sem a intervenção do controle do IFV.

Figura 63 – Distribuição geográfica da energia reduzida em cada IFV.



Fonte: Própria do Autor

Conforme ilustrado na Figura 63, é importante notar que, no cenário **CC1**, o efeito localizado do CVW afeta negativamente os IFVs que estão localizados mais distantes do transformador, uma vez que eles são mais sensíveis às variações de tensão.

Nos cenários **CC2** e **CC3**, observa-se uma significativa redução do efeito localizado, com apenas uma pequena variação nas energias cortadas pelos IFVs em comparação com o cenário **CC1**. Embora a diferença seja visualmente pouco perceptível, há uma leve melhoria no desempenho da uniformidade das APC no cenário **CC3**.

Um resumo da Fig. 63 na forma de resultados numéricos é mostrado na Tabela 12. Os resultados ratificam numericamente as observações discutidas anteriormente.

Tabela 12 – Energia Total reduzida nos IFVs.

<b>RDBT:</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>Cenário CC1</b>						
<b>Min [%]</b>	0.00	7.88	0.00	40.63	0.00	38.27
<b>Max [%]</b>	9.34	31.83	15.31	57.72	14.80	65.08
<b>Total [%]</b>	3.13	21.76	5.23	49.90	4.37	51.40
<b>Cenário CC2</b>						
<b>Min [%]</b>	6.89	30.22	9.15	46.66	10.05	56.44
<b>Max [%]</b>	10.82	35.67	13.54	56.81	15.17	63.71
<b>Total [%]</b>	9.30	33.21	12.02	53.36	13.29	59.55
<b>Cenário CC3</b>						
<b>Min [%]</b>	7.96	28.47	11.12	58.38	12.90	57.86
<b>Max [%]</b>	8.76	29.90	12.22	60.08	13.72	59.48
<b>Total [%]</b>	8.39	29.01	11.59	59.22	13.27	59.06

Fonte: Própria do Autor

Na Tabela 13 são apresentadas as perdas ativas totais no alimentador em estudo. Esses valores são distribuídos pelos cenários operacionais e agrupados por estratégia de controle.

Nota-se nas Tabelas 12 e 13 que as menores perdas ocorrem nos cenários com os maiores cortes de energia dos painéis solares. Portanto, o controle proposto apresenta as menores perdas em relação às outras abordagens, pois apresenta maiores quantidades de cortes de energia dos painéis solares.

### 6.5.2 Avaliação das métricas de justiça do corte de potência nos IFVs.

Os resultados das métricas de avaliação da justiça da APC nos IFVs, para os esquemas de controle investigados, são ilustrados na Figura 64. Esses resultados visam quantificar o quanto os esquemas investigados são justos a partir de diferentes perspectivas.

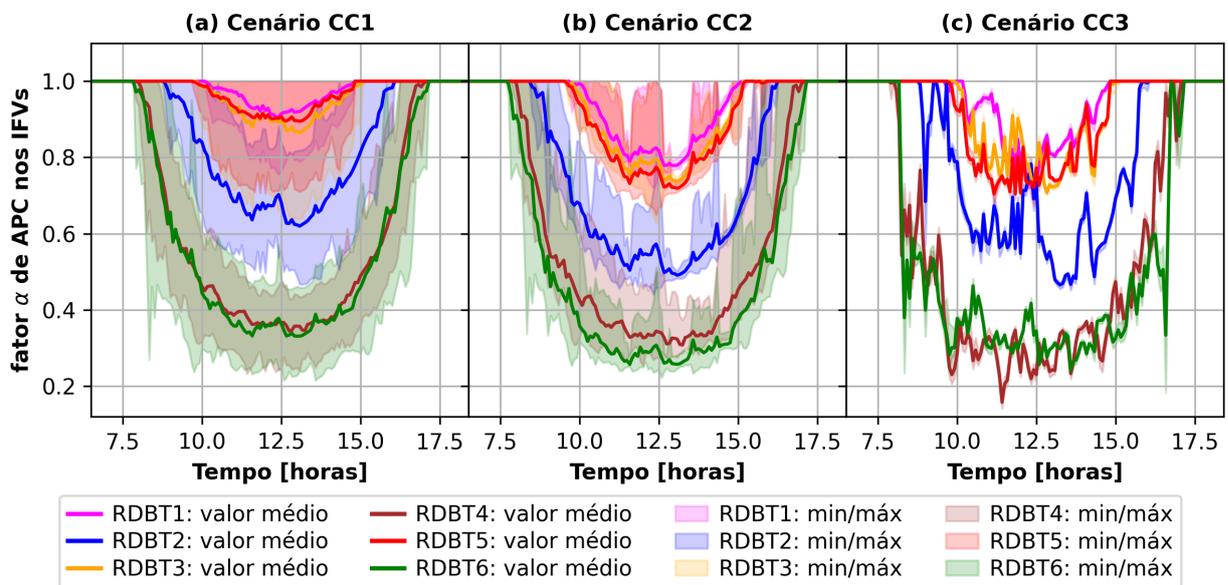
A Figura 64 mostra o gráfico das métricas  $\alpha_i^{corte}$  para todas as residências em cada passo de tempo  $t$  (devido aos pontos de ajuste calculados pelo esquema de corte adotado).

Tabela 13 – Perdas totais de Energia do Circuito.

RDBT:	1	2	3	4	5	6
<b>Sem Controle</b>						
Perdas [kWh]	4.88	4.72	3.93	38.21	3.97	10.52
<b>Cenário CC1</b>						
Perdas [kWh]	4.40	2.57	3.38	7.95	3.41	2.18
<b>Cenário CC2</b>						
Perdas [kWh]	3.82	2.03	2.93	7.42	2.82	1.82
<b>Cenário CC3</b>						
Perdas [kWh]	3.96	2.31	3.00	6.72	2.87	2.13

Fonte: Própria do Autor

Figura 64 – Perfis dos fatores  $\alpha$  de APC por cenário.



Fonte: Própria do Autor

Com o objetivo de comparar a grau de justiça da APC dos IFVs entre diferentes esquemas de controle, os resultados obtidos a partir de  $\alpha_i^{corte}$  foram usados para calcular o  $\mathbf{JFI}_\alpha$  (de cada métrica) para cada passo de tempo, utilizando-se a equação (5.2). Os valores médios de  $\mathbf{JFI}_\alpha$  são mostrados na Tabela 14 para os períodos em que o corte da geração fotovoltaica é necessário. Na Tabela 14, os valores mais altos (ou seja, os mais justos) em termos de captação de energia fotovoltaica e exportação de energia também são destacados em negrito.

Ao comparar os resultados da Figura 64 e da Tabela 14, nota-se que o controle no cenário **CC3** obteve o melhor desempenho para o índice de justiça baseado em  $\mathbf{JFI}_\alpha$ , uma vez que o método foi projetado para reduzir a potência da geração fotovoltaica nos IFVs

Tabela 14 – Índice  $JFI_\alpha$  das métrica  $\alpha$  para todos os IFVs.

<b>RDBT:</b>	<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>6</b>
<b>(a) Cenário CC1</b>						
<b><math>JFI_\alpha</math></b>	0.9983	0.9865	0.9958	0.9865	0.9963	0.9678
<b>(b) Cenário CC2</b>						
<b><math>JFI_\alpha</math></b>	0.9991	0.9955	0.9983	0.9892	0.9982	0.9810
<b>(c) Cenário CC3</b>						
<b><math>JFI_\alpha</math></b>	<b>1.0000</b>	0.9998	0.9999	0.9992	<b>1.0000</b>	0.9985

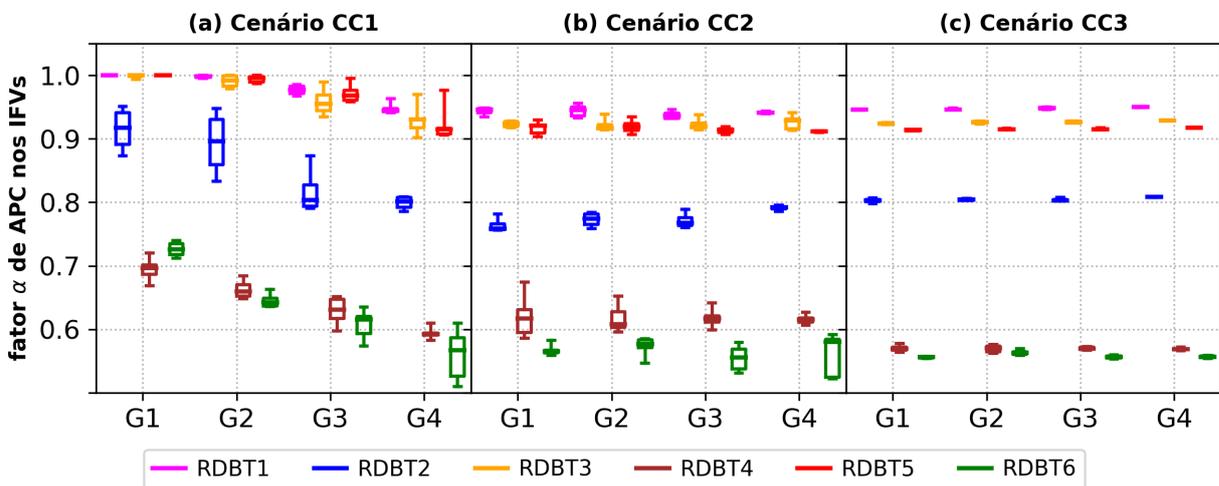
Fonte: Própria do Autor

proporcionalmente ao seus respectivos MPPT.

Com era de se esperar, cenário **CC3** apresentou o pior desempenho na avaliação de justiça das APC dos IFVs, ou seja, maiores dispersões nos valores de  $\alpha_i^{corte}$  (vide Figura 64) e menores índices de justiça baseados em  $JFI_\alpha$  (vide Tabela 14).

A Figura 65 mostra os valores médios dos fatores  $\alpha$  para cada domicílio apresentados na forma de *boxplots*, com o objetivo de mostrar a penalização por localização de cada esquemas de controle.

Figura 65 – *Boxplot* dos valores médios dos fatores  $\alpha$  para os prossumidores em quatro grupos distintos.



Fonte: Própria do Autor

De maneira análoga aos resultados apresentados por [26], as residências com IFVs foram categorizadas em quatro grupos (G1, G2, G3 e G4) com base na sua proximidade ao início do alimentador RDBT, como ilustrado na Figura 66. Por exemplo, o grupo G1 inclui residências localizadas nos primeiros 25% do circuito em termos de distância, enquanto o grupo G4 engloba residências situadas nos últimos 25% do alimentador em relação à distância até o ponto de partida da RDBT.

Figura 66 – Ilustração dos agrupamentos dos IFVs.



Fonte: Própria do Autor

Ao analisar os resultados apresentados na Figura 65, observa-se que o cenário **CC1** foi notavelmente influenciado pela localização dos IFVs. Isso se evidencia nas medianas dos grupos, que mostram uma tendência decrescente do ponto menos afastado em G1 até o ponto mais afastado em G4, acompanhada de uma maior dispersão nos grupos mais distantes. Em contrapartida, o cenário **CC3** parece ser menos sensível à localização dos IFVs, já que suas medianas permanecem praticamente constantes em todos os grupos, com dispersões insignificantes.

É fundamental destacar que os resultados exibidos na Figura 65 podem estar correlacionados com os dados apresentados na Tabela 14. À medida que a dispersão nos *boxplots* aumenta, é notável que os valores de  $\mathbf{JFI}_\alpha$  tendem a diminuir. Por outro lado, quando a dispersão é menor e as medianas se aproximam, os valores de  $\mathbf{JFI}_\alpha$  tendem a se aproximar de 1.

## 6.6 Discussão dos Resultados

Este capítulo expôs a discussão sobre os resultados diante de diversos cenários operacionais, seguindo a metodologia proposta nesta tese. Todos esses cenários foram investigados sob o emprego de três estratégias de controle. Essa análise contribuiu significativamente para o entendimento do desempenho do sistema sob diferentes condições operacionais.

No grupo de cenários que envolvem análises de convergência do CVW, os resultados evidenciam o desafio das oscilações de tensão causadas por controles baseados em curvas *droop* em IFVs. Além disso, confirmou-se através das simulações o critério de estabilidade do CVW, que está vinculado à declividade da curva VW. Na literatura, poucos trabalhos, tais como em [36, 37, 34, 38], apontaram o fenômeno das oscilações de tensões. Ademais, desses trabalhos comprovar via simulação o critério de estabilidade do CVW.

No grupo de cenários relacionados ao ajuste de curvas VW, observou-se um resultado satisfatório para o modelo de ajuste das respectivas curvas. Esses ajustes cumprem os objetivos de coordenar as APC de maneira justa, assegurando simultaneamente a estabilidade do controlador.

Os cenários operativos para uma única rede teste exibiram uma resposta eficaz em ambas as abordagens propostas para mitigar a sobretensão da rede. No entanto, em alguns cenários, a abordagem descentralizada apresenta desempenho inferior em comparação com a abordagem centralizada. No contexto de um APC justo, ambas as abordagens atendem ao objetivo em todos os cenários.

Por fim, nos cenários operativos envolvendo múltiplas RDBTs, os resultados são satisfatórios para ambas as propostas de controle nos cenários **CC2** e **CC3**. Esses resultados reafirmam a escalabilidade do sistema, destacando a eficácia das estratégias em um contexto mais amplo.

---

## Conclusões e Trabalhos Futuros

Neste capítulo, apresentam-se as conclusões decorrentes do estudo dedicado a duas estratégias de controle de tensão, destinadas a superar desafios associados às restrições de tensão e térmicas em RDBT. Tais desafios surgiram em decorrência do aumento expressivo da penetração de  $\mu$ GFV.

Inicialmente, no capítulo introdutório, contextualizou-se de maneira concisa a presença da  $\mu$ GFV no cenário brasileiro e global, estendendo a discussão para as implicações decorrentes de seu notável crescimento, especialmente no contexto dos problemas associados ao fluxo reverso, como sobretensão e sobrecarga térmica nos ativos das RDBTs.

Explorou-se as diversas abordagens encontradas na literatura para enfrentar os desafios de sobretensão e sobrecarga térmica nas redes elétricas, por meio da adoção de estratégias variadas. Essa análise conduziu à consideração de soluções, como o emprego de CVW em IFVs. Conforme indicado pela literatura, essa abordagem tem se mostrado eficaz no contexto específico de RDBT, especialmente ao lidar com problemas de tensão decorrentes da elevada relação R/X dos condutores da rede.

Contudo, a discussão revelou um problema decorrente da implementação dessa estratégia de controle, indicando que durante a atuação do CVW na rede, ocorre um corte desigual (injusto) de potência ativa entre os IFVs, penalizando alguns clientes localizados mais distantes do alimentador principal.

Outra questão recorrente identificada refere-se ao fenômeno das oscilações de tensões e potência, assim como ao problema de convergência na dinâmica do CVW, resultantes das interações entre os CVW e com a rede. Portanto, problemas de instabilidade dos controladores podem surgir quando os parâmetros destes não são ajustados adequadamente de acordo com as condições física e operativa da rede.

Ambas as problemáticas previamente apontadas ressaltam a relevância da proposta apresentada nesta tese de doutorado.

Para mitigar os problemas mencionados, foram apresentadas duas metodologias de

controle de tensão com equidade (justiça) no corte de geração fotovoltaica para RDBTs. A primeira abordagem fundamenta-se em um controle local, em que os parâmetros dos CVW são coordenados por meio de uma nova metodologia de ajuste de curvas Volt-Watt, assegurando a justiça nos cortes de potência ativa entre os IFVs. A segunda metodologia baseia-se em um controle centralizado baseado em regras, em que os parâmetros dos CVW são coordenados em tempo real por uma nova abordagem de ajuste de curvas Volt-Watt, fazendo uso de matriz de sensibilidade de tensão para compensar o efeito localizado do corte de potência pelas estratégias convencionais de CVW.

No capítulo dedicado às metodologias, foram apresentadas as ferramentas computacionais utilizadas neste estudo. Além disso, buscou-se caracterizar todos os aspectos técnicos e parâmetros físicos das redes de teste adotadas no estudo de caso. Ensaio de sensibilidade foram conduzidos para obter o modelo linearizado da rede, necessário para a aplicação dos algoritmos de controle propostos. As estratégias de controle desenvolvidas foram implementadas em um conjunto de RDBTs e avaliadas quanto à efetividade e equidade dos cortes de potência, utilizando métricas específicas. Cenários operativos foram gerados e detalhados para possibilitar uma análise abrangente do desempenho das respectivas estratégias de controle.

Por fim, os resultados foram expostos e discutidos em um capítulo exclusivo, abordando aspectos operacionais da rede diante de diversos cenários, seguindo a metodologia proposta no capítulo prévio. Todos esses cenários foram investigados sob o emprego de três estratégias de controle.

Dos estudos conduzidos para cada grupo de cenários, os resultados nas análises de convergência do CVW apontaram para o problema das oscilações de tensão induzidas por controles baseados em curvas *droop* em IFVs. Este resultado atende, portanto, a um dos objetivos específicos. Nos ensaios de sensibilidade envolvendo diferentes declividades de curvas VW, observou-se um aumento nas oscilações e no número de iterações necessárias para atingir a convergência à medida que a declividade das curvas era aumentada.

Outro ponto a ser destacado é que em um dos cenários ocorreu um comportamento instável, manifestando-se em oscilações sustentadas de tensões e na potência de saída do inversor, quando a inclinação da curva VW é superior à declividade base. Essa declividade base, conforme apontado no texto teórico relativo a tal critério, representa a máxima inclinação que garante a estabilidade.

Esse aspecto destaca a importância de incorporar esse critério em projetos relacionados ao controle de tensão em RDBTs. Conclui-se, portanto, que para assegurar um desempenho eficaz do controlador proposto, é vital possuir conhecimento dos parâmetros físicos da rede, bem como compreender seu comportamento na forma de um modelo linearizado. Isso possibilita a extração de critérios de estabilidade a partir desses parâmetros, garantindo uma maior robustez no referido controlador.

Em outro conjunto de cenários, foram realizados estudos de validação do modelo proposto para o ajuste de curvas VW. Os resultados indicaram a eficácia satisfatória desse modelo em desempenhar o duplo papel de coordenar a APC de maneira justa, ao mesmo tempo em que assegura a estabilidade do controlador. Esses modelos mostraram-se aptos a serem incorporados nos algoritmos de controle propostos, atendendo portanto, um dos objetivos específicos da tese.

É relevante ressaltar que em um dos modelos de ajuste de curvas VW propostos, onde o ajuste é realizado dinamicamente a cada passo de tempo de simulação, o APC atua de maneira otimizada. Isso garante uma eficiência aprimorada nas injeções de potência na rede por meio dos IFVs, destacando uma das contribuições significativas desta tese.

Posteriormente, foram conduzidos estudos em uma única rede de teste, abrangendo um conjunto de cenários operativos. O propósito desses cenários é avaliar a robustez dos métodos propostos sob diferentes condições operacionais da rede, ao mesmo tempo em que se compara a efetividade desses métodos com o método convencional de CVW.

Os resultados apontaram uma resposta eficaz nas duas abordagens propostas, ao mitigar a sobretensão da rede. No entanto, para alguns cenários, a abordagem descentralizada apresentou um desempenho inferior, quando comparado com a abordagem centralizada. No contexto do APC justo, ambos atenderam o objetivo em todos os cenários.

Os últimos cenários operativos avaliados foram realizados em múltiplas RDBTs. O propósito desses cenários é ampliar as análises ao replicar os testes em redes com distintas topologias e parâmetros físicos. O foco desses estudos é avaliar a escalabilidade dos métodos propostos ao serem aplicados em diferentes redes.

Os resultados obtidos na análise dos cenários operacionais indicaram um desempenho positivo para ambas as propostas de controle, representadas pelos cenários **CC2** e **CC3**, quando aplicadas em todas as redes de teste avaliadas. Isso confirma a escalabilidade do sistema.

Um segundo objetivo adicional consiste em avaliar a equidade das APC, utilizando o índice de justiça de Jain, representado por JFI, como métrica para quantificar essa equidade.

No contexto da avaliação da equidade das APC, observou-se uma forte correlação entre a métrica JFI e o método de controle **MC3**, que demonstrou um desempenho superior. Essa tendência é atribuída à abordagem do método, projetado para reduzir proporcionalmente a potência da geração fotovoltaica nos IFVs de acordo com seus respectivos MPPT. No entanto, ao aplicar a métrica ao método **MC1**, foi identificada uma divergência significativa, resultando em um desempenho inferior. O método **MC2** foi classificado como intermediário, apresentando uma ligeira dispersão nos valores, embora ainda mantivesse uma correlação robusta com a métrica JFI.

Por fim, conclui-se que, os resultados confirmaram a efetividade dos dois controles propostos ao mitigar problemas de tensão, atuando de maneira justa ao exportar igualmente o excedente de energia para a rede. Além disso, as penalidades da dependência local dos IFVs foram eliminadas em comparação ao CVW convencional proposto no método **MC1**.

## 7.1 Trabalhos Futuros

Os resultados alcançados nesta tese abrem caminho para propostas de trabalhos futuros, destacando-se::

- **Inclusão de Modelo Trifásico 4 Fios da Rede:** Isso implica considerar o condutor neutro na modelagem linearizada da rede. Além disso, essa inclusão deverá ser refletida na modelagem do controlador, permitindo a avaliação dos efeitos das tensões de neutro no processo de controle;
- **Inclusão de Novas Conexões de  $\mu$ GFV:** Embora a modelagem proposta no trabalho esteja focalizada exclusivamente em  $\mu$ GFV monofásicos integrados em uma rede trifásica, o modelo linearizado da rede adotado contempla tanto conexões delta quanto estrela para as cargas e outros elementos shunt na rede. No entanto, esses componentes não foram incorporados ao modelo correspondente neste estudo. Com base nessa premissa, torna-se viável a modelagem de  $\mu$ GFV bifásicos conectados em delta e a integração desses elementos ao controlador apropriado. Essa expansão não apenas aprimora a análise, mas também aproxima a aplicabilidade do cenário à realidade, contribuindo para uma representação mais abrangente e precisa do sistema;
- **Ensaio e Testes com Redes Reais Brasileiras:** Caso seja possível implementar as etapas anteriormente mencionadas, seria viável conduzir testes em cenários mais realistas, utilizando a modelagem de RDBTs brasileiras disponibilizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio da Base de Dados Geográfica da Distribuidora (BDGD). Essa iniciativa permitiria avaliar o desempenho do sistema em contextos operacionais mais próximos das condições reais do Brasil, contribuindo para uma validação mais abrangente e aplicada da metodologia proposta.

---

## Referências

- 1 UNEP. *Paris Agreement*: United nations environment programme. 12/12/2015. Disponível em: <<https://wedocs.unep.org/20.500.11822/20830>>.
- 2 IRENA. *World energy transitions outlook 2023: 1.5°C pathway*. [S.l.]: International Renewable Energy Agency Abu Dhabi, 2023.
- 3 REN21. *Renewables Global Status Report 2023*. 2023. Disponível em: <[https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/global\\_overview](https://www.ren21.net/gsr-2023/modules/global_overview)>.
- 4 EPE. *Painel de Dados de Micro e Minigeração Distribuída*: Empresa de pesquisa energética – epe (brasil). 2023. Disponível em: <<https://dashboard.epe.gov.br/apps/pdgd/>>.
- 5 ANEEL. *Base de dados das tarifas das distribuidoras de energia elétrica*: Agência nacional de energia elétrica – aneel (brasil). 2023. Disponível em: <<https://dadosabertos.aneel.gov.br/dataset/tarifas-distribuidoras-energia-eletrica>>.
- 6 ANEEL. *Registro de Micro e Minigeração Distribuída*. 2021. Acessado em 11/03/2021. Disponível em: <<http://www2.aneel.gov.br/scg/gd/>>.
- 7 MME, E. *Plano Decenal de Expansão de Energia 2032*. Brasília, DF, 2022.
- 8 SUN, H. et al. Review of challenges and research opportunities for voltage control in smart grids. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, 2019.
- 9 NAVARRO-ESPINOSA, A.; OCHOA, L. F. Increasing the pv hosting capacity of lv networks: Oltc-fitted transformers vs. reinforcements. In: *2015 IEEE Power Energy Society Innovative Smart Grid Technologies Conference (ISGT)*. [S.l.: s.n.], 2015. p. 1–5.
- 10 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, 2018.
- 11 NASSIF, A.; LONG, X. Mitigating overvoltage scenarios caused by large penetration of distributed energy resources. In: *2016 IEEE Electrical Power and Energy Conference (EPEC)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.

- 12 ATHAWALE, R.; FELDER, F. A. Electric utility death spiral: Revisited in the context of tariff design. *The Electricity Journal*, v. 35, n. 1, p. 107062, 2022. ISSN 1040-6190. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S1040619021001536>>.
- 13 IEEE. Ieee standard requirements for tap changers. *IEEE Std C57.131-2012*, p. 1–73, 2012.
- 14 LONG, C.; OCHOA, L. F. Voltage control of pv-rich lv networks: Oltc-fitted transformer and capacitor banks. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 31, n. 5, p. 4016–4025, 2016.
- 15 KU, T.-T. et al. Coordination of transformer on-load tap changer and pv smart inverters for voltage control of distribution feeders. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 55, n. 1, p. 256–264, 2019.
- 16 KABIR, M. N. et al. Coordinated control of grid-connected photovoltaic reactive power and battery energy storage systems to improve the voltage profile of a residential distribution feeder. *IEEE Transactions on industrial Informatics*, IEEE, v. 10, n. 2, p. 967–977, 2014.
- 17 RANAWEERA, I.; MIDTGÅRD, O.-M.; KORPÅS, M. Distributed control scheme for residential battery energy storage units coupled with pv systems. *Renewable Energy*, Elsevier, v. 113, p. 1099–1110, 2017. ISSN 0960-1481. Disponível em: <<https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148117305888>>.
- 18 COMMISSION, C. E. et al. Rule 21 smart inverter working group technical reference materials. *California Energy Commission*, 2014.
- 19 1547, I. S. Ieee standard for interconnection and interoperability of distributed energy resources with associated electric power systems interfaces. *IEEE Std 1547-2018 (Revision of IEEE Std 1547-2003)*, p. 1–138, 2018.
- 20 AGENCY, I. E. *Energy Technology Perspectives 2023*. [s.n.], 2023. 464 p. Disponível em: <<https://www.oecd-ilibrary.org/content/publication/7c6b23db-en>>.
- 21 PROCOPIOU, A. T.; OCHOA, L. F. On the limitations of volt-var control in pv-rich residential lv networks: A uk case study. In: *2019 IEEE Milan PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.
- 22 ANEEL. *Resolução Normativa N<sup>o</sup> 1.059, de 07 de Janeiro de 2023*. 2023.
- 23 ALYAMI, S. et al. Adaptive real power capping method for fair overvoltage regulation of distribution networks with high penetration of pv systems. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 5, n. 6, p. 2729–2738, 2014.
- 24 TONKOSKI, R.; LOPES, L. A.; EL-FOULY, T. H. Droop-based active power curtailment for overvoltage prevention in grid connected pv inverters. In: IEEE. *2010 IEEE international symposium on industrial electronics*. [S.l.], 2010. p. 2388–2393.
- 25 KASHANI, M. G.; MOBARREZ, M.; BHATTACHARYA, S. Smart inverter volt-watt control design in high pv-penetrated distribution systems. *IEEE Transactions on Industry Applications*, v. 55, n. 2, p. 1147–1156, 2019.

- 26 LIU, M. Z. et al. On the fairness of pv curtailment schemes in residential distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 11, n. 5, p. 4502–4512, 2020.
- 27 HAQUE, A. N. M. M.; XIONG, M.; NGUYEN, P. H. Consensus algorithm for fair power curtailment of pv systems in lv networks. In: *2019 IEEE PES GTD Grand International Conference and Exposition Asia (GTD Asia)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 813–818.
- 28 LUSIS, P. et al. Reducing the unfairness of coordinated inverter dispatch in pv-rich distribution networks. In: *2019 IEEE Milan PowerTech*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–6.
- 29 GERDROODBARI, Y. Z.; RAZZAGHI, R.; SHAHNIA, F. Decentralized control strategy to improve fairness in active power curtailment of pv inverters in low-voltage distribution networks. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 12, n. 4, p. 2282–2292, 2021.
- 30 DEWANGAN, C. L. et al. A fair incentive scheme for participation of smart inverters in voltage control. *IEEE Transactions on Industrial Informatics*, v. 18, n. 1, p. 656–665, 2022.
- 31 XIN, H. et al. A self-organizing strategy for power flow control of photovoltaic generators in a distribution network. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 26, n. 3, p. 1462–1473, 2011.
- 32 LATIF, A.; GAWLIK, W.; PALENSKY, P. Quantification and mitigation of unfairness in active power curtailment of rooftop photovoltaic systems using sensitivity based coordinated control. *energies*, Multidisciplinary Digital Publishing Institute, v. 9, n. 6, p. 436, 2016.
- 33 CEYLAN, O.; PAUDYAL, S.; PISICA, I. Nodal sensitivity-based smart inverter control for voltage regulation in distribution feeder. *IEEE Journal of Photovoltaics*, IEEE, v. 11, n. 4, p. 1105–1113, 2021.
- 34 DUWADI, K. et al. Numerical oscillation prevention for pv inverter controllers in quasi-steady-state simulators. In: *2019 IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–5.
- 35 SINGHAL, A. et al. Real-time local volt-var control under external disturbances with high pv penetration. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 4, p. 3849–3859, 2019.
- 36 JAHANGIRI, P.; ALIPRANTIS, D. C. Distributed volt-var control by pv inverters. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 28, n. 3, p. 3429–3439, 2013.
- 37 NAGARAJAN, A. et al. Improving advanced inverter control convergence in distribution power flow. In: *2016 North American Power Symposium (NAPS)*. [S.l.: s.n.], 2016. p. 1–5.
- 38 SCHOENE, J. et al. Investigation of oscillations caused by voltage control from smart pv on a secondary system. In: *2017 IEEE Power & Energy Society General Meeting*. [S.l.: s.n.], 2017. p. 1–5.
- 39 FARIVAR, M.; CHEN, L.; LOW, S. Equilibrium and dynamics of local voltage control in distribution systems. In: *52nd IEEE Conference on Decision and Control*. [S.l.: s.n.], 2013. p. 4329–4334.

- 40 BRASLAVSKY, J. H.; COLLINS, L. D.; WARD, J. K. Voltage stability in a grid-connected inverter with automatic volt-watt and volt-var functions. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 10, n. 1, p. 84–94, 2019.
- 41 WANG, W. et al. Oscillation mechanism and setting guideline for inverter volt-var control. In: *2020 47th IEEE Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2020. p. 2032–2039.
- 42 WANG, W. et al. Stability analysis and volt-watt control setting guideline for distributed energy resources. In: *2022 IEEE 49th Photovoltaics Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2022. p. 1013–1018.
- 43 TONKOSKI, R.; LOPES, L. A. C.; EL-FOULY, T. H. M. Coordinated active power curtailment of grid connected pv inverters for overvoltage prevention. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, v. 2, n. 2, p. 139–147, April 2011. ISSN 1949-3037.
- 44 KRYONIDIS, G. C. et al. A coordinated droop control strategy for overvoltage mitigation in active distribution networks. *IEEE Transactions on Smart Grid*, v. 9, n. 5, p. 5260–5270, 2018.
- 45 KERSTING, W. *Distribution system modeling and analysis*. Boca Raton: Taylor & Francis, 2012. ISBN 9781439856222.
- 46 MAHMUD, M. A. et al. Voltage control of distribution networks with distributed generation using reactive power compensation. In: *IECON 2011 - 37th Annual Conference of the IEEE Industrial Electronics Society*. [S.l.: s.n.], 2011. p. 985–990.
- 47 RADATZ, P. R. R. d. F. *Impacto de funções inteligentes de inversores de sistemas fotovoltaicos na operação de redes de distribuição de energia elétrica*. Dissertação (Mestrado) — Escola Politécnica da Universidade de São Paulo, 2020.
- 48 BERNSTEIN, A. et al. Load flow in multiphase distribution networks: Existence, uniqueness, non-singularity and linear models. *IEEE Transactions on Power Systems*, IEEE, v. 33, n. 6, p. 5832–5843, 2018.
- 49 OPENDSS. *Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*. 2021. Online; accessed 23-August-2019. Disponível em: <<http://electricdss.sourceforge.net/>>.
- 50 PYTHON. Python Software Foundation, 2021. Disponível em: <<https://www.python.org/>>.
- 51 AZZOLINI, J. A.; RENO, M. J.; LAVE, M. Visualization methods for quasi-static time-series (qsts) simulations with high pv penetration. In: *2019 IEEE 46th Photovoltaic Specialists Conference (PVSC)*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 0892–0899.
- 52 OCHOA, L. F. *Team Nando - Public Repositories*. 2023. Disponível em: <[https://github.com/Team-Nando/Tutorial-DERHostingCapacity-2-TimeSeries\\_LV/blob/main/Tutorial-DERHC-2.ipynb](https://github.com/Team-Nando/Tutorial-DERHostingCapacity-2-TimeSeries_LV/blob/main/Tutorial-DERHC-2.ipynb)>.
- 53 ESPINOSA, A. N.; OCHOA, L. F. Low voltage networks models and low carbon technology profiles. *ENWL LV Network Solutions Dissemination Document*, 2015.

---

## Artigos Publicados

A seguir, as publicações realizadas no período de doutoramento são apresentadas:

### A.1 Artigos Diretamente Relacionados

1. LOPES, A. C.; SOUZA, V. C.; VIEIRA, J. P. A.; SILVA, L. E. S.; OLIVEIRA, W. D., "Uma Estratégia de Controle de Tensão Baseada em Sensibilidade para Redução Igualitária das Injeções de Potência Ativa de Geradores FV em Redes de Distribuição de BT". *In: XXVI Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica (SNPTEE)*, 2022, Rio de Janeiro - RJ, Mai. 2022.
2. LOPES, A. C.; VIEIRA, J. P. A.; SILVA, L. E. S.; ALVES, C. S.; MONTEIRO, F. A. M., "Avaliação de Desempenho de Tecnologias Emergentes para Controle de Tensão em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Microgeração Fotovoltaica". *In: XXIII Congresso Brasileiro de Automática (CBA)*, 2020, Santa Maria - RS, Nov. 2020.
3. LOPES, A. da C. *et al.* Avaliação de desempenho de tecnologias emergentes para controle de tensão em redes de distribuição com elevada penetração de microgeração fotovoltaica. *Brazilian Journal of Development*, v. 7, n. 1, p. 11163–11178, 2021.
4. SILVA, L. E. S.; VIEIRA, J. P. A.; ALVES, C. S.; LOPES, A. C., "Probabilistic Analysis based on Steady-state Voltage Level Compliance Indicators for LV Distribution Networks with High PV and EV Penetration". *In: 2020 IEEE PES Transmission & Distribution Conference and Exhibition - Latin America (T&D LA)*, 2020, pp. 1-6, doi: 10.1109/TDLA47668.2020.9326191.
5. SILVA, L. E. S. e et al. Probabilistic operational costs assessment of combined PV–PEV connections in LV distribution networks. *Electric Power Systems Research*,

Elsevier BV, v. 214, p. 108906, jan. 2023. Disponível em:  
<<https://doi.org/10.1016/j.epsr.2022.108906>>.

## A.2 Outros Artigos

1. SOUZA, V. C. de et al. Estratégias de controle de potência reativa para plantas de minigeração fotovoltaicas em redes de distribuição. In: *XXV SNPTEE – Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica*. [s.n.], 2019. p. 1–11. Disponível em: <<http://www.bvr.com.br/snp tee/xxvsnp tee/trabalhos/GES/3558.php>>
2. MARINHO, M. N. F. et al. Performance assessment of a test feeder with single-phase voltage regulators and pv solar plant considering different irradiation scenarios. In: *XIII Latin-American Congress on Electricity Generation and Transmission — CLAGTEE*. [S.l.: s.n.], 2019. p. 1–7.
3. MARINHO, M. N. F. et al. Impacto de sistemas fv no desempenho de um alimentador com reguladores de tensão. *Fotovolt*, v. 8, n. 50, p. 88–99, 2022. ISSN 2447-1615. Disponível em: <[https://issuu.com/aranda\\_editora/docs/fotovolt\\_agosto\\_2022](https://issuu.com/aranda_editora/docs/fotovolt_agosto_2022)>.