Modos de Operação da Função Volt/var em Múltiplos Inversores para Regulação de Tensão em Redes de Distribuição Secundárias

Renata Mota Martins * **Gustavo Marchesan** *
Ghendy Cardoso Junior *

* *Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica (PPGEE), Universidade Federal de Santa Maria, Santa Maria, RS, (e-mails: renata.martins@acad.ufsm.br, marchesan.gustavo@ufsm.br, ghendy@ufsm.br).*

Abstract:
Volt/var control in inverters has been implemented globally, but the adoption still presents challenges. Issues such as location, participation in the ancillary service, impacts on power quality and the operation of multiple inverters need to be better evaluated. This article analyzes the impacts on power quality of low-voltage systems with photovoltaic generation, comparing different modes of the Volt/var function with grid reconductoring and fixed power factor. The results indicate that Volt/var control can mitigate voltage problems and reduce losses, although the performance of multiple inverters can be unfair. Low-slope curves in the capacitive area can aggravate overvoltages, especially during periods of high solar generation. Reactive power priority mode can solve the problem of inverter unavailability, but can increase active power losses if the energy is not stored.

Resumo: O controle Volt/var em inversores tem sido implementado a nível mundial, mas a sua adoção ainda apresenta desafios. Questões como a localização, a participação no serviço ancilar, os impactos na qualidade da energia e a operação de múltiplos inversores precisam ser melhor avaliadas. Este artigo analisa os impactos na qualidade de energia de sistemas de baixa tensão com geração fotovoltaica, comparando diferentes modos da função Volt/var com recondutoramento da rede e fator de potência (FP) fixo. Os resultados indicam que o controle Volt/var pode mitigar problemas de tensão e reduzir perdas, embora o desempenho em múltiplos inversores possa ser desigual. Curvas pouco inclinadas na área capacitiva podem agravar as sobretensões, especialmente durante períodos de alta geração solar. O modo de prioridade de potência reativa pode resolver o problema da disponibilidade do inversor, mas pode aumentar as perdas de potência ativa se a energia não for armazenada.

Keywords: Distributed Generation; Overvoltage; Volt/var Control; Power Quality; Power Priority.

Palavras-chaves: Geração Distribuída; Controle Volt/var; Qualidade de Energia; Prioridade de Potência.

1. INTRODUÇÃO

A alta penetração de geração distribuída fotovoltaica (GDFV) vem afetando a qualidade e a confiabilidade da energia elétrica. O impacto mais comum da alta penetração de GDFV é o aumento da tensão no ponto de acoplamento comum com a rede durante as horas de pico de geração (Ali et al., 2021), (Alqahtani et al., 2020), (Chao et al., 2018). Para mitigar os problemas de sobretensão e aumentar a capacidade de hospedagem da GDFV, alternativas envolvendo a regulação da tensão através de funções de controle nos próprios inversores fotovoltaicos vêm sendo implementadas em vários locais do mundo, como na Itália, Áustria, Havaí e Califórnia, seguindo os novos padrões IEEE 1547-2018 (Zandt, 2018). Dentre essas funções, o controle Volt/var (CVV) está sendo amplamente discutido.

Estudos também estão sendo direcionados para a aplicação do controle Volt/var por inversores para a mitigação dos problemas de subtensão causados por altas demandas geralmente noturnas, operando como *Statcom* (Tharuka Lulbadda and Hemapala, 2022), (Rodrigo and Navoda, 2017). Em Wanzeler et al. (2018), os autores compararam o desempenho das funções Volt/var e Volt-Watt para diminuir as sobretensões causadas pela GDFV. Embora não tenha sido apresentada uma metodologia para o ajuste destes controles, foi possível regular a tensão para os níveis desejados. Em Procopiou and Ochoa (2019), foi apresentada uma análise variando as inclinações da curva do CVV, onde foi visto que o CVV pode causar sobre-

⋆ O presente trabalho foi realizado com apoio do Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq).

carga nos transformadores e condutores para níveis mais altos de penetração de GDFV, especialmente quando há uma alta atuação do CVV pelos inversores. Na literatura, encontram-se também vários trabalhos com algoritmos de otimização para o ajuste desta função (Lin et al., 2021), (Xu et al., 2022), (Yamane et al., 2019).

Embora hajam trabalhos tratando o problema da configuração destas funções através de otimização, estabelecer um ajuste que seja ótimo ou adequado para cada inversor em um sistema real é impraticável devido à alta quantidade de inversores na rede e à intermitência dos parâmetros dos circuitos de distribuição, como a localização do inversor, demandas de carga e geração na rede (Iioka et al., 2022). Na literatura, encontram-se trabalhos que mostram alguns desafios e impactos do CVV. Contudo, há uma insuficiência no que diz respeito à operação na presença de múltiplas unidades atuando no controle, bem como aos impactos na qualidade de energia e às diferenças entre os modos de operação da função Volt/var (Wang et al., 2019). O presente trabalho tem por objetivo avaliar o comportamento da rede na presença de múltiplos inversores fotovoltaicos atuando com os modos de função Volt/var, assim como a influência na qualidade de energia. O artigo está organizado da seguinte forma: na seção 2 são apresentados os modos de operação da função Volt/var. Nas seções 3 e 4 são apresentados o sistema modelado, as simulações e os resultados. Na seção 5, apresentam-se as conclusões.

2. FUNÇÃO VOLT/VAR

A função Volt/var (VV) permite que cada inversor responda de forma variável de acordo com a tensão no ponto de conexão. Essa resposta pode ser a injeção de potência reativa quando a tensão está abaixo de um valor determinado, ou o consumo de potência reativa quando a tensão está elevada (Dugan et al., 2013), (Hoke et al., 2018), como ilustra a Figura 1. A área capacitiva da curva atua para elevar a tensão, enquanto a área indutiva diminui a tensão. O ponto (V1, Q1) representa a máxima potência reativa injetada por um inversor para um limite mínimo de tensão. O ponto (V4, Q4) determina o valor máximo de potência reativa absorvida para um limite máximo de tensão. Os pontos (V2, Q2) e (V3, Q3) delimitam a zona morta, onde a potência reativa é zero para o intervalo de tensão definido (Luo and Shi, 2020), (Schultis, 2019). Contudo, a resposta da função Volt/var está limitada pela disponibilidade de potência reativa no inversor, conforme indica 1 (Wanzeler et al., 2018).

$$|Q_{disp}| = \sqrt{(S_{nom}^2 - P_s^2)}, \tag{1}$$

onde Q_{disp} é a potência reativa disponível, S_{nom} é a potência nominal do inversor, e P_s é a potência ativa na saída do inversor.

O controle Volt/var pode ficar limitado durante períodos de máxima geração solar, devido à falta de potência reativa disponível. Isso afeta principalmente a atuação da área indutiva da curva quando o sistema está com sobretensão. Uma solução para garantir que os inversores tenham disponibilidade de potência reativa, mesmo em horários de pico de geração solar é a adoção de inversores sobredimensionados (Zandt, 2018), (Ali et al., 2021). Além disso, a função Volt/var pode ser configurada para demais modos de operação, priorizando a saída de potência ativa ou reativa.

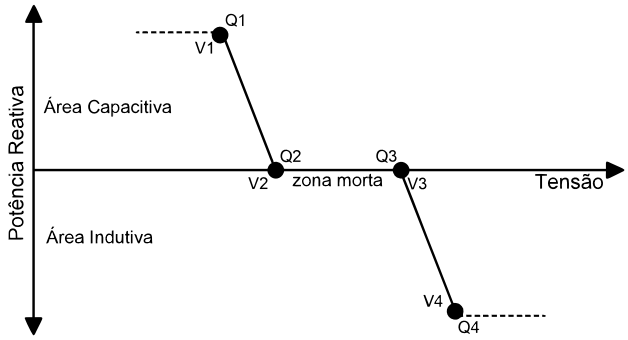

Figura 1. Função *Volt/var.*

2.1 Modos de Operação da Função Volt/var

(1) **Modo *Watt Priority***: No modo da função Volt/var *Watt Priority* (VVWP), a potência ativa tem prioridade no inversor. Assim, a capacidade do inversor de injetar ou absorver potência reativa é limitada durante os picos de geração, como ilustrado na Figura 2 (Moturi and Zillrnann, 2021). A potência ativa neste modo se comporta de acordo com 2.

$$P_s = \begin{cases} S_{nom} & se\ P_{FV} \geq S_{nom}, \\ P_{FV} & caso\ contrário, \end{cases} \tag{2}$$

onde P_{FV} é a potência ativa gerada pela unidade fotovoltaica.

(2) **Modo *Var Priority***: No modo da função Volt/var *Var Priority* (VVVP), a saída de potência reativa é priorizada, limitando a potência ativa conforme 3. Neste modo de operação, o inversor dá prioridade à absorção ou injeção de potência reativa, reduzindo a potência ativa, como demonstrado na Figura 2. Durante o pico de geração, a saída de potência ativa é reduzida para aumentar a capacidade de absorção de potência reativa (Zandt, 2018), (Andreas and Procopiou, 2020), (Moturi and Zillrnann, 2021). A potência reativa neste modo se comporta de acordo com 4.

$$P_s = \sqrt{(S_{nom}^2 - Q^2)}. \tag{3}$$

$$|Q_{disp}| = \begin{cases} S_{nom} & se\ |Q| \geq S_{nom}, \\ Q & caso\ contrário. \end{cases} \tag{4}$$

onde Q é a potência reativa necessária na curva Volt/var para o controle da tensão.

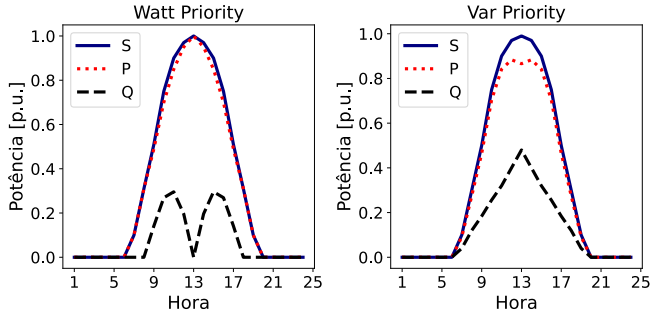

Figura 2. Modos de prioridade da função Volt/var.

3. SISTEMA

A Figura 3 apresenta uma rede secundária com tensão nominal de 380 V. A rede possui seis trechos de 40 metros de cabo quadruplex de 35 mm^2, conectada a um barramento do sistema IEEE de 33 barras, através de um transformador de 75 kVA. Os dados dos condutores estão detalhados na Tabela 1. O sistema possui 70 kW de carga instalada, distribuída como cargas de 10 kW com fator de potência de 0,92 em cada ponto, e 140 kW de geração fotovoltaica total, com 20 kW para cada unidade de carga. A geração fotovoltaica foi dimensionada para suprir 100% da energia consumida, conforme as curvas ilustradas na Figura 4. A curva de demanda foi dimensionada para sobrecarregar o transformador em no máximo 20% no horário de pico (Energisa, 2018).

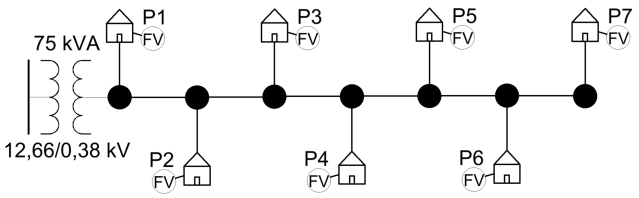

Figura 3. Diagrama do sistema teste.

Tabela 1. Dados dos condutores.

Seção [mm^2]	R [Ω/km]	X [Ω/km]	R/X
35	0,868	0,0995	8,7236
70	0,443	0,0948	4,6729

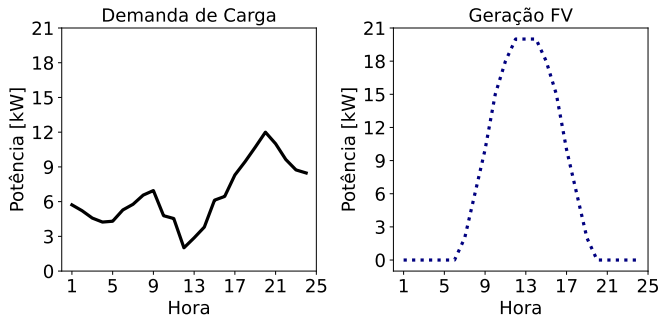

Figura 4. Curva de geração e consumo individual.

4. SIMULAÇÕES E RESULTADOS

As simulações foram realizadas no modo *quasi-static time series* utilizando o *OpenDSS*. Em todos os casos, os inversores foram sobredimensionados em 10%. A Figura 5 mostra as tensões em todos os pontos do sistema sem regulação, evidenciando sobretensões acima do limite de 5% e subtensões abaixo do limite de 8%. As características de cada método de regulação de tensão serão apresentadas a seguir.

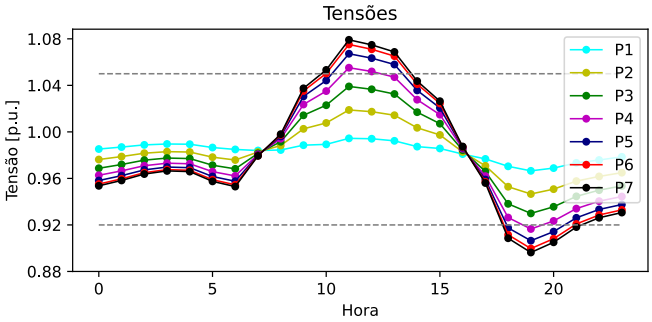

Figura 5. Tensões nos pontos da rede secundária.

(1) **Recondutoramento**: Todos os trechos da rede secundária foram recondutorados para o quadruplex 70 mm^2. Neste caso, não foram aplicados controles aos inversores.

(2) **FP fixo**: Em todos os inversores, o FP foi mantido em 0,95 indutivo com prioridade de potência ativa.

(3) **Função Volt/var**: Foram aplicadas duas curvas nos inversores: uma muito inclinada (MI) e outra pouco inclinada (PI) na área capacitiva, conforme ilustrado na Figura 6. De acordo com Mota Martins et al. (2024), a inclinação da curva pode ser ajustada conforme o FP das cargas do sistema. Em sistemas com FP indutivo, uma curva pouco inclinada na área capacitiva pode ser benéfica para reduzir as perdas e aumentar a participação de demais inversores no controle de tensão. Na área indutiva, recomenda-se uma curva muito inclinada, pois isso limita a absorção de potência reativa pelos inversores e mitiga os impactos negativos do CVV na rede. Assim, para ambos os modos de operação da função (VVWP e VVVP), foram modeladas curvas nos dois extremos na área capacitiva para uma melhor visualização dos impactos. Os pontos V1,Q1 e V4,Q4 foram ajustados conforme a indicação de baixa tensão adequada do PRODIST módulo 8 (ANEEL, 2020).

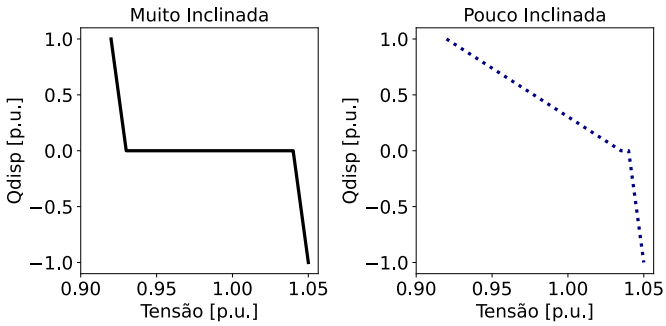

Figura 6. Curvas Volt/var.

4.1 Resultados

As Figuras 7 e 8 mostram, respectivamente, a saída de potência dos inversores para os casos simulados e o comportamento das tensões. Foi apresentada apenas a saída de potência ativa (P) para os modos de prioridade de potência reativa, pois nos demais modos a potência ativa se comporta conforme já representado na Figura 4. O comportamento das potências foi separado pela atuação das curvas muito inclinadas (MI) e pouco inclinadas (PI). A potência reativa (Q) foi apresentada para os modos de FP fixo, VVWP com curvas MI e PI, e VVVP com curvas MI e PI.

4.2 Potência nos Inversores

No modo VVVP, a geração de potência ativa é cortada para disponibilizar potência reativa. Contudo, a curva PI ocasiona maiores cortes de potência ativa do que a MI, pois mesmo quando a tensão está acima de 1 p.u., a curva PI está configurada para injeção de potência reativa. Em consequência, a tensão é elevada, agravando a sobretensão nos horários de maior geração (Figura 8 d). Neste modo, a potência reativa se comporta de maneira semelhante ao VVWP para as curvas MI. Isto ocorre porque, com curvas muito inclinadas (MI), a atuação fica restringida devido à zona morta abranger um grande intervalo de tensão. No entanto, no modo VVVP com curva MI, a atuação do controle Volt/Var é mais intensa do que no modo VVWP com curva MI na área indutiva, porque no modo VVVP o inversor tem a saída de potência ativa reduzida, o que permite uma maior regulação da tensão, como pode ser visto na Figura 7 (c, e) e Figura 8 (c, e).

No modo VVWP, a potência reativa fica limitada nos horários de maior geração solar, pois os inversores têm apenas 9,16 kvar de potência disponível. A curva MI restringe a atuação do controle aos horários com maiores desvios de tensão, devido à definição da sua zona morta. Por outro lado, a curva PI permite que os inversores injetem mais potência reativa, causando o comportamento apresentado na Figura 7 (d, f), o que agrava as sobretensões (Figura 8 d, f).

A Tabela 2 apresenta a saída total de energia ativa e reativa em cada inversor para o modo FP fixo, e os modos *Watt Priority* (WP) e *Var Priority* (VP) com curvas PI e MI. No modo de operação com prioridade de potência reativa e restrição de controle usando curvas MI, os inversores localizados mais ao final do circuito são mais impactados pelo corte de energia ativa. Por outro lado, o uso de curvas PI afeta também outros inversores, o que pode resultar em cortes desnecessários. As curvas PI aumentam a proporção de atuação dos inversores, enquanto as curvas MI restringem essa atuação aos inversores mais próximos do fim da rede.

No modo FP fixo, embora possa ocorrer transgressão do limite superior de tensão, não há corte de energia ativa, e todos os inversores atuam de maneira proporcional. Um fator de potência menor pode ser configurado, mas isso pode aumentar as perdas. Além disso, este modo depende da disponibilidade no inversor, que caso não tenha disponibilidade de potência, pode-se utilizar o modo de prioridade de potência reativa.

Tabela 2. Saída de energia nos inversores.

Saída de energia ativa [kWh]					
	FP Fixo	WP MI	WP PI	VP MI	VP PI
P1	158	158	158	158	136,5
P2	158	158	158	158	141,7
P3	158	158	158	158	145,4
P4	158	158	158	158	148,2
P5	158	158	158	158	150,2
P6	158	158	158	153,7	151,4
P7	158	158	158	141,4	152
Total	1106	1106	1106	1085,2	1025,5
Saída de energia reativa [kvarh]					
	FP Fixo	WP MI	WP PI	VP MI	VP PI
P1	51,9	0	337,1	0	388,7
P2	51,9	0	339,4	0	388,2
P3	51,9	0	341,1	0	387,5
P4	51,9	0,3	342,3	0,1	386,7
P5	51,9	23,7	343,2	4,5	386,1
P6	51,9	68,1	343,8	75,2	385,6
P7	51,9	99	344	124,3	385,4
Total	363,5	191,1	2390,8	204,2	2708,2

4.3 Impactos nas Perdas de Energia Ativa

A Tabela 3 apresenta as perdas de energia para cada caso analisado. O recondutoramento da rede apresenta as menores perdas e mitiga os problemas de desvio de tensão. No entanto, essa solução pode não ser viável em algumas redes e pode exigir obras adicionais. O modo VVVP com MI resulta em menores perdas em comparação com os demais modos de controle nos inversores, pois neste modo há corte de potência ativa, o que reduz o fluxo reverso e, consequentemente, as perdas. No entanto, a curva PI no modo VVVP causa uma atuação desnecessária em vários horários, aumentando o fluxo de potência e as perdas.

A inserção de um FP fixo nos inversores aumenta as perdas, pois além de absorver potência reativa, força a atuação dos inversores em horários em que a tensão não está acima do limite, resultando em atuação redundante. Nas redes secundárias, restringir a atuação do controle com curvas MI não gera aumentos significativos nas perdas, como observado no modo VVWP MI, que apresentou um crescimento de apenas 3%. No entanto, essa abordagem pode resultar em uma atuação desigual, já que apenas os inversores mais distantes da fonte atuam no controle.

Tabela 3. Perdas totais.

Perdas de energia ativa [kWh]				
Caso	Rede	Inversor	Total	Ganho %
Base (35 mm^2)	59,8	0	59,8	0
Cabo 70 mm^2	33,9	0	33,9	57
FP Fixo	73,2	0	73,2	-22
VVWP MI	61,6	0	61,6	-3
VVWP PI	132,4	0	132,4	-121
VVVP MI	59,8	20,8	80,6	-35
VVVP PI	142,4	80,5	222,9	-273

5. CONCLUSÃO

Neste trabalho, foi analisado o comportamento da rede secundária de energia para os modos de operação da função Volt/var, bem como o impacto da inclinação da curva no controle com múltiplos inversores. Em sistemas com grande inserção de GDFV, os pontos mais próximos do

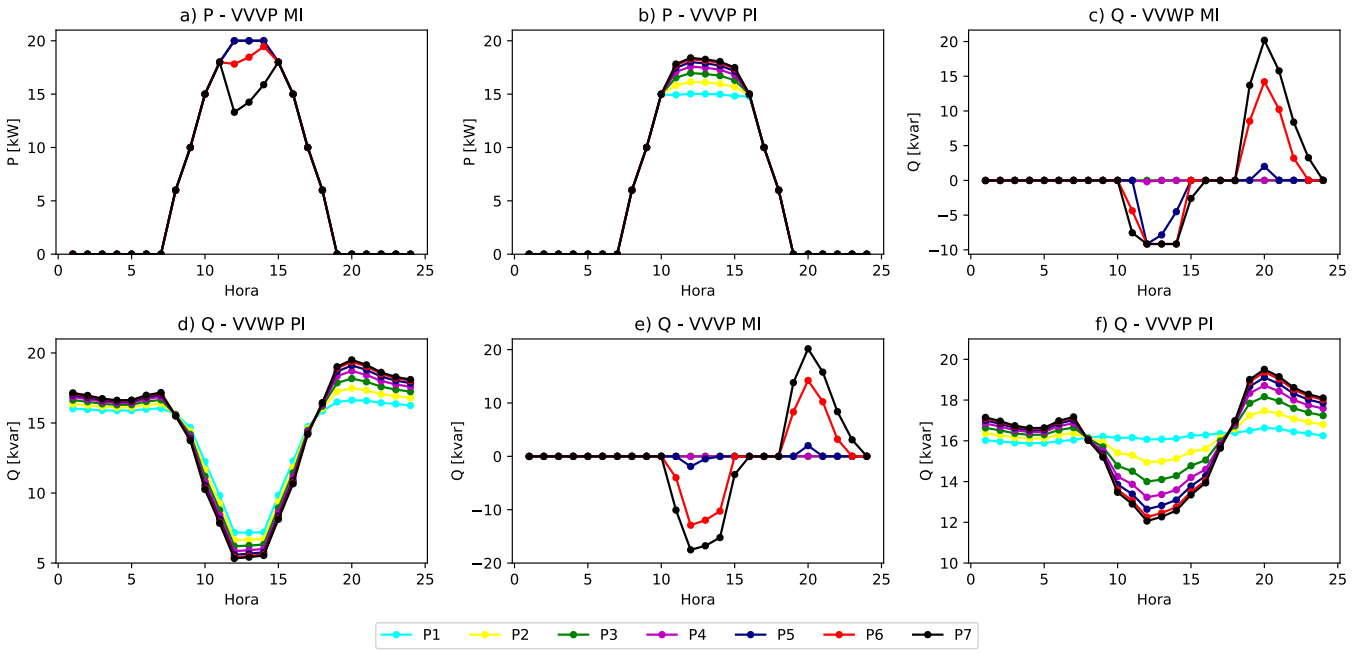

Figura 7. Saída de potência nos inversores.

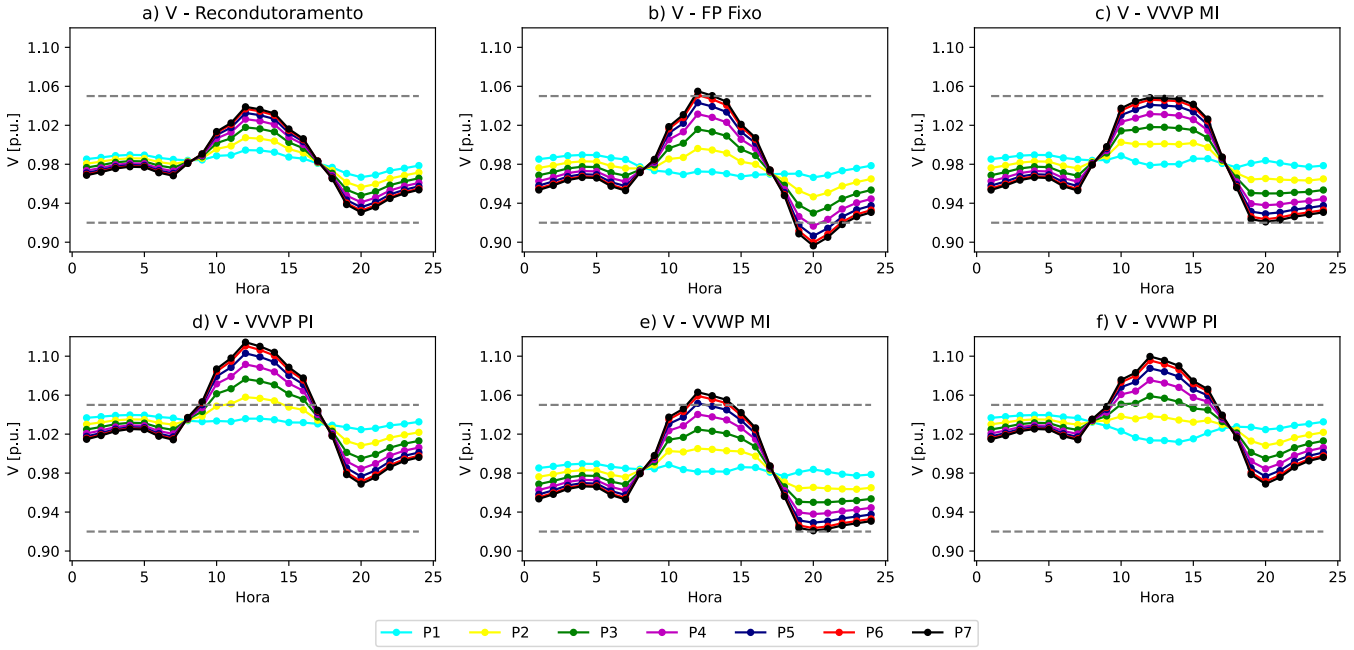

Figura 8. Tensões nos pontos da rede secundária.

fim da rede sofrem maior sobretensão devido ao fluxo reverso. Nestes pontos, os inversores tendem a ter uma maior atuação no controle de tensão, resultando em maior injeção ou absorção de potência reativa, enquanto nos pontos com menor variação de tensão (locais próximos à fonte), os inversores atuam menos. Esse efeito pode ser atenuado pela utilização de curvas pouco inclinadas na área capacitiva. Contudo, a utilização dessas curvas pode ocasionar injeção de potência reativa mesmo nos horários de maior geração solar, agravando ainda mais a sobretensão em outros pontos. A curva pouco inclinada aplicada neste estudo não é indicada em um sistema real devido aos seus impactos na qualidade de energia e na atuação dos inversores, mas essa análise demonstra como os sistemas podem se comportar na presença de tais curvas. Ademais, o modo de prioridade de potência reativa pode ser uma solução para a falta de disponibilidade de potência no inversor para o controle, mas pode resultar em maiores perdas de potência ativa, especialmente se essa energia não for armazenada. Na rede secundária, onde a relação X/R é menor, o controle Volt/var tem um efeito reduzido na variação da tensão. Consequentemente, é necessário um nível de potência reativa proporcionalmente mais elevado. Já na média tensão, os efeitos negativos

podem ser menores, permitindo que o controle Volt/var proporcione maiores benefícios à qualidade de energia.

6. AGRADECIMENTOS

Ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq), e a Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES).

REFERÊNCIAS

Ali, A., Mahmoud, K., Raisz, D., and Lehtonen, M. (2021). Probabilistic approach for hosting high pv penetration in distribution systems via optimal oversized inverter with watt-var functions. *IEEE Systems Journal*, 15(1), 684–693. doi:10.1109/JSYST.2020.2982467.

Alqahtani, N., Ganesan, S., Zohdy, M., and Olawoyin, R. (2020). Overvoltage mitigation in distributed networks connected to dg systems. In *2020 International Conference on Computing and Information Technology (ICCIT-1441)*, 1–6. doi:10.1109/ICCIT-144147971.2020.9213729.

Andreas, D. and Procopiou, T. (2020). Advanced planning of pv-rich distribution networks deliverable 4: Non-traditional solutions title: Advanced planning of pv-rich distribution networks-deliverable 4: Non-traditional solutions.

ANEEL (2020). Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional - módulo 8 - qualidade da energia elétrica. `https://www2.aneel.gov.br/cedoc/aren2020888_prodist_modulo_8_v11.pdf`. Accessed: Jun. 1, 2024.

Chao, L., Yongting, C., and Xunjun, Z. (2018). Analysis and solution of voltage overvoltage problem in grid connection of distributed photovoltaic system. In *2018 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, 1114–1117. doi:10.1109/CICED.2018.8592177.

Dugan, R., Sunderman, W., and Seal, B. (2013). Advanced inverter controls for distributed resources. In *22nd International Conference and Exhibition on Electricity Distribution (CIRED 2013)*, 1–4. doi:10.1049/cp.2013.1126.

Energisa (2018). Ndu - 006. critérios básicos para elaboração de projetos de redes de distribuição aéreas urbanas. *Norma de distribuição Unificada*.

Hoke, A., Giraldez, J., Palmintier, B., Ifuku, E., Asano, M., Ueda, R., and Symko-Davies, M. (2018). Setting the smart solar standard: Collaborations between hawaiian electric and the national renewable energy laboratory. *IEEE Power and Energy Magazine*, 16(6), 18–29.

Iioka, D., Kusano, K., Matsuura, T., Hamada, H., and Miyazaki, T. (2022). Appropriate volt-var curve settings for pv inverters based on distribution network characteristics using match rate of operating point. *Energies*, 15(4). doi:10.3390/en15041375. URL `https://www.mdpi.com/1996-1073/15/4/1375`.

Lin, W.C., Huang, W.T., Yao, K.C., Hsieh, C.W., Tsai, C.T., and Ma, C.C. (2021). Optimal settings of volt-var control of pv smart inverter in active distribution networks using gravitational search algorithm. In *2021 IEEE International Future Energy Electronics Conference (IFEEC)*, 1–7. doi:10.1109/IFEEC53238.2021.9661941.

Luo, K. and Shi, W. (2020). Comparison of voltage control by inverters for improving the pv penetration in low voltage networks. *IEEE Access*, 8, 161488–161497. doi:10.1109/ACCESS.2020.3021079.

Mota Martins, R., Machado Alves, Z., Marchesan, G., and Cardoso Junior, G. (2024). Reactive compensation in distribution systems and volt/var control analysis: Mutual performance of inverters and curve slope effects. *Electric Power Systems Research*, 236, 110848. doi:https://doi.org/10.1016/j.epsr.2024.110848. URL `https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S037877962400734X`.

Moturi, N. and Zillrnann, M. (2021). Investigating the performance of inverter control modes in high solar pv penetration scenarios. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. doi:10.1109/ISGTASIA49270.2021.9715564.

Procopiou, A.T. and Ochoa, L.F. (2019). On the limitations of volt-var control in pv-rich residential lv networks: A uk case study. In *2019 IEEE Milan PowerTech*, 1–6. IEEE.

Rodrigo, A. and Navoda, K. (2017). Using solar pv inverters at night for voltage stabilization: a case study. *SLEMA Journal*, 20(1-2).

Schultis, D.L. (2019). Comparison of local volt/var control strategies for pv hosting capacity enhancement of low voltage feeders. *Energies*, 12(8). doi:10.3390/en12081560. URL `https://www.mdpi.com/1996-1073/12/8/1560`.

Tharuka Lulbadda, K. and Hemapala, U. (2022). Use of solar PV inverters during night-time for voltage regulation and stability of the utility grid. *Clean Energy*, 6(4), 646–658. doi:10.1093/ce/zkac042. URL `https://doi.org/10.1093/ce/zkac042`.

Wang, L., Yan, R., and Saha, T.K. (2019). Voltage regulation challenges with unbalanced pv integration in low voltage distribution systems and the corresponding solution. *Applied Energy*, 256, 113927. doi:https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.113927. URL `https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0306261919316149`.

Wanzeler, T.M., Vieira, J.P., Radatz, P., Souza, V.C., and Pinheiro, D.C. (2018). Assessing the performance of smart inverter volt-watt and volt-var functions in distribution systems with high pv penetration. 1–6. Institute of Electrical and Electronics Engineers Inc. doi:10.1109/SBSE.2018.8395686.

Xu, R., Zhang, C., Xu, Y., Dong, Z., and Zhang, R. (2022). Multi-objective hierarchically-coordinated volt/var control for active distribution networks with droop-controlled pv inverters. *IEEE Transactions on Smart Grid*, 13(2), 998–1011. doi:10.1109/TSG.2021.3126761.

Yamane, K., Orihara, D., Iioka, D., Aoto, Y., Hashimoto, J., and Goda, T. (2019). Determination method of volt-var and volt-watt curve for smart inverters applying optimization of active/reactive power allocation for each inverter. *Electrical Engineering in Japan*, 209(1-2), 10–19.

Zandt, D.V. (2018). *Mitigation Methods to Increase Feeder Hosting Capacity - Technical Update, December 2018*. Eletric Power Research Institute.