

## MÉTODO VOLT-VAR EM INVERSORES FOTOVOLTAICOS – ESTUDO DE CASO

Raphaela Zolini Medeiros<sup>1,2</sup>, Patrícia Romeiro da Silva Jota<sup>1</sup>, Gabriel Carvalho Leite<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Centro Federal de Educação Tecnológica de Minas Gerais, Belo Horizonte / MG, [raphaelazmedeiros@gmail.com](mailto:raphaelazmedeiros@gmail.com)

<sup>2</sup>SolarVolt

### Resumo

Desde a publicação da Resolução Normativa nº 482/2012, o número de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída aumentou de forma exponencial no Brasil (GREENER, 2022). Esse aumento, principalmente em zonas rurais e fim de linha, nos momentos de alta geração de energia e baixa demanda, tem resultado na elevação de tensão da rede elétrica. Nesse contexto, esse trabalho visa mostrar uma forma de manter a tensão da rede dentro dos limites regulamentados, de modo a permitir que a quantidade de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída continue a aumentar. Para isso, foi realizado um Estudo de Caso, no qual o método de controle Volt-VAr foi aplicado em um inversor fotovoltaico que apresentava falhas de sobretensão. A definição dos parâmetros da curva Volt-VAr levou em consideração as normativas brasileiras NBR 16149 e o Módulo 8 do Prodist. Ao comparar o funcionamento do inversor durante um dia de sol pleno antes e após a aplicação do método, notou-se que a tensão da rede foi controlada a partir da absorção de potência reativa. Com isso, a potência ativa máxima de saída do inversor reduziu, mas, em contrapartida, ele parou de desligar frequentemente nos momentos de maior geração de energia. Concluiu-se, portanto, que o método Volt-VAr é eficaz para manter a tensão da rede dentro dos valores regulamentados. Recomenda-se avaliar a aplicação de outras curvas de controle de modo a verificar se é possível manter a tensão dentro da faixa de valores permitida, a partir da absorção de menos potência reativa, de modo a maximizar a geração de energia ativa.

**Palavras-chave.** Sistemas fotovoltaicos. Volt-VAr. Inversor fotovoltaico. Sobretensão. Normativas brasileiras.

### Introdução

Geração distribuída é o termo utilizado para definir os sistemas de geração de energia elétrica, cuja energia gerada é destinada, em sua maior parte, à alimentação de cargas locais ou próximas (DIAS, 2005). A Resolução Normativa nº 482/2012 estabeleceu as condições gerais para o acesso de micro e minigeração distribuída ao sistema brasileiro de distribuição de energia elétrica, permitindo que o consumidor gerasse sua própria energia elétrica a partir de fontes renováveis ou cogeração qualificada e fornecesse o excedente à rede de distribuição de sua localidade (ANEEL, 2012). Essa Resolução Normativa foi revisada pela Resolução Normativa nº 687/2015, a qual aumentou o incentivo à geração distribuída no Brasil (ANEEL,

2015). Atualmente, 99,9% de todas as conexões de micro e minigeração distribuída do Brasil são da fonte solar fotovoltaica, o que corresponde a 98,4% da fração de potência instalada (ANEEL/ABSOLAR, 2022).

Os sistemas fotovoltaicos de geração distribuída apresentam inúmeras vantagens, como por exemplo, redução no valor da fatura de energia elétrica do prosumidor; redução das emissões de gás carbônico; e redução das perdas de energia durante a transmissão (GANDHI *et al.*, 2020). O aumento do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede a partir do ano de publicação da REN nº 482/2012 se deu de forma exponencial, sendo que de junho de 2021 a junho de 2022, o número de sistemas fotovoltaicos de geração distribuída dobrou, passando de 522 mil para 1,132 milhão (GREENER, 2022). Conforme o Plano Decenal de Expansão de Energia 2031, a tendência é que a quantidade de sistemas instalados continue aumentando nos próximos dez anos mesmo com a publicação do Marco Legal da Geração Distribuída (MME/EPE, 2022). Apesar das vantagens, à medida que o número de sistemas fotovoltaicos instalados aumenta, os impactos no sistema elétrico tornam-se mais visíveis e severos, com o surgimento de distorções harmônicas, falhas de proteção, instabilidades de frequência e ângulo rotor e violações de tensão, tais quais, flutuação, desbalanceamento e magnitude (sub e sobretensão) (GANDHI *et al.*, 2020). Portanto, é essencial estudar medidas para mitigar esses impactos e permitir que cada vez mais sistemas fotovoltaicos possam ser conectados à rede elétrica.

As violações de tensão, principalmente a sobretensão, são um dos principais limitadores ao aumento do número de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, o qual ocorre, em períodos de alta geração de energia e baixa demanda (GANDHI *et al.*, 2020), principalmente, em instalações localizadas em zonas rurais ou em fim de linha (HOKE *et al.*, 2013). A fim de permitir a regulação local de tensão a partir do uso de um conjunto de funções embarcadas nos inversores fotovoltaicos modernos, como Volt-Watt e Volt-VAr, várias normas internacionais, como IEEE 1547, e nacionais, como AS/NZS 4777.2 (vigente na Austrália e Nova Zelândia), foram revisadas nos últimos anos, bem como algumas leis locais de estados americanos como Califórnia e Havaí. O método de controle Volt-Watt é capaz de responder às condições de sobretensão reduzindo a potência ativa máxima na saída do inversor, enquanto o método Volt-VAr regula a tensão no ponto de conexão, injetando ou absorvendo potência reativa durante as condições de subtensão e sobretensão, respectivamente (CHATHURANGI *et al.*, 2021). Portanto, nesse artigo será apresentado um Estudo de Caso para demonstrar como o método Volt-VAr pode ser utilizado para manter a tensão na rede

elétrica em conformidade com as normativas vigentes no Brasil, de modo a não comprometer a qualidade da energia elétrica local.

### **Normas Brasileiras**

No Brasil, algumas normas e procedimentos definem os limites máximos e mínimos de tensão na rede, como a NBR 16149 (ABNT, 2013) e o Módulo 8 do Prodist (ANEEL, 2021). Conforme a Tabela 2 da NBR 16149, a tensão no ponto de conexão deve ser superior a 0,8 pu e inferior a 1,1 pu. Quando houver anormalidade de tensão na saída do inversor, este deverá atuar cessando o fornecimento de energia à rede caso a tensão fique por mais de 0,4 s abaixo do valor permitido ou por mais de 0,2 s acima do valor permitido (ABNT, 2013). Apesar da tensão permitida pela NBR 16149 variar de 0,8 a 1,1 pu, no Módulo 8 do Prodist, que trata da qualidade da energia elétrica, a tensão de atendimento é classificada como adequada, na maioria dos casos, na faixa de 0,95 a 1,05 pu (ANEEL, 2021).

Outro aspecto importante tratado pela NBR 16149 é que, conforme o item 4.7.3, os sistemas fotovoltaicos com potência nominal maior que 6kW podem operar com duas possibilidades:

(I) Fator de Potência igual a 1 ajustado em fábrica, com tolerância de trabalhar na faixa de 0,98 indutivo até 0,98 capacitivo (o inversor deve apresentar, como opcional, a possibilidade de operar com Fator de Potência ajustável de 0,9 indutivo até 0,9 capacitivo).

(II) Controle de potência reativa, no qual o valor máximo de injeção de potência reativa é 0,4358 pu e o valor mínimo de absorção de potência reativa é -0,4358 pu.

De acordo com Trindade *et al.* (2016), os inversores fotovoltaicos são tipicamente dimensionados para fornecer apenas energia ativa (ou seja, funcionar com fator de potência unitário). No entanto, devido ao aumento expressivo nos níveis de penetração fotovoltaica, tem-se aumentado o incentivo para que os inversores forneçam energia ativa e reativa para controlar a tensão da rede em tempo real. Para isso, o método Volt-VAr pode ser utilizado (CHATHURANGI *et al.*, 2021).

### **Estudo de Caso**

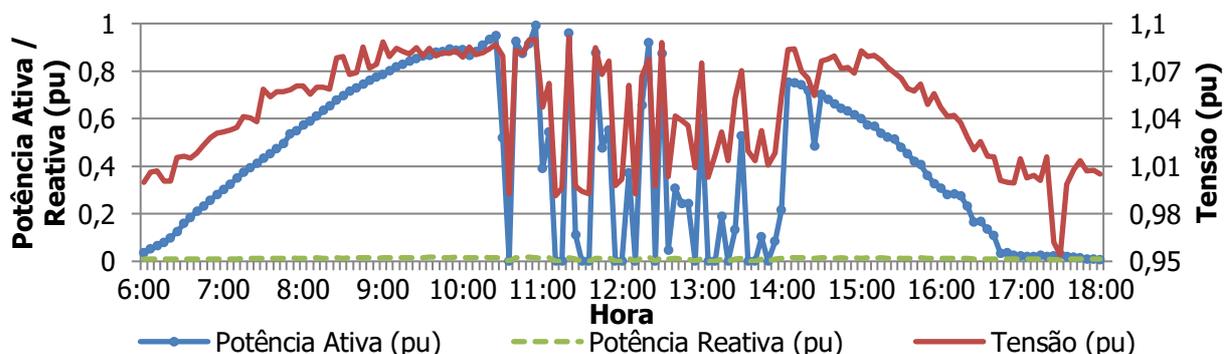
Foi realizado um Estudo de Caso no qual o método de controle Volt-VAr foi aplicado em um inversor fotovoltaico que apresentava falhas de sobretensão (isto é, a tensão ultrapassava 1,1 pu). O método Volt-VAr instrui a injeção de energia reativa nos momentos de subtensão e a absorção de energia reativa nos momentos de sobretensão. Assim, se a

tensão do ponto de acoplamento está abaixo do limite estabelecido, o inversor atua na região capacitiva, injetando potência reativa e, se a tensão está acima do valor estabelecido, a atuação do inversor se dá na região indutiva, absorvendo potência reativa. Por outro lado, quando a tensão está dentro dos limites operativos pré-estabelecidos, região da curva descrita como zona morta, nenhuma ação de controle é tomada pelo inversor, que atua com fator de potência unitário. A definição dos parâmetros da curva Volt-VAr levou em consideração as normativas brasileiras apresentadas na seção anterior. Os dados estudados foram extraídos da plataforma de monitoramento do inversor, na qual os dados são coletados e armazenados diariamente, a cada cinco minutos.

### Resultados e Discussão

Foi realizado um Estudo de Caso para avaliar o comportamento da tensão e da potência ao longo de um dia em um inversor fotovoltaico trifásico de 50 kW, localizado em uma região com alta penetração fotovoltaica e baixa carga instalada, antes e após a aplicação do método Volt-VAr. Na Figura 1 são apresentados os dados antes da aplicação do método Volt-VAr em um dia de sol pleno. Nota-se que quanto maior a potência ativa injetada pelo inversor, maior a tensão da rede. Visando garantir o cumprimento das normas brasileiras, quando a tensão nos terminais do inversor atinge o limite máximo permitido (1,1 pu), este se desconecta da rede elétrica, zerando a potência ativa injetada na rede. Como consequência, a tensão da rede reduz, permitindo que o inversor se conecte novamente. Este efeito se repete várias vezes durante o período de maior irradiação solar (neste dia entre 10:25h a 13:50h), causando um grande número de desligamentos e religamentos sucessivos do gerador fotovoltaico na rede elétrica. Observa-se que, na operação indicada, o fator de potência era unitário e, conseqüentemente, a energia reativa era igual à zero.

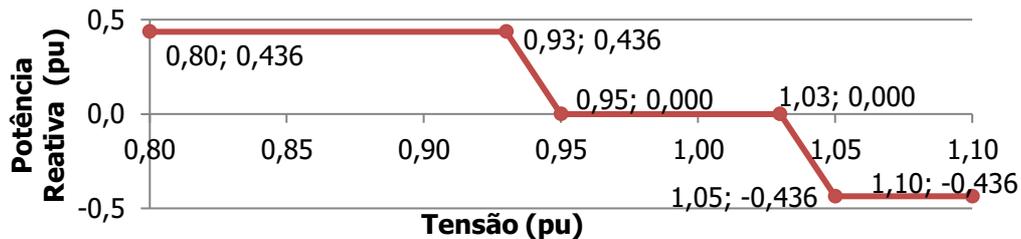
Figura 1. Tensão e Potência Ativa / Reativa X Tempo sem o método Volt-VAr



Fonte: Autor, 2022

Neste Estudo de Caso, a tensão elevada causava prejuízo ao funcionamento dos equipamentos mais sensíveis do local, como no-breaks. Portanto, levando-se em consideração os parâmetros da NBR 16149 e do Prodist, a função Volt-VAr mostrada na Figura 2 foi aplicada no inversor fotovoltaico em estudo para o controle de tensão da rede.

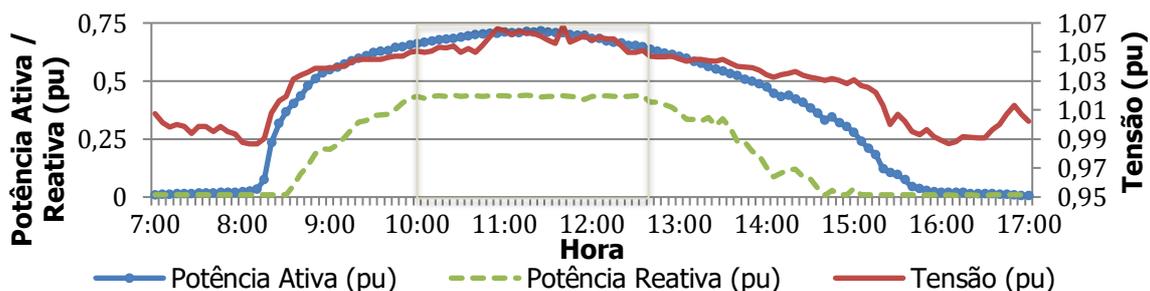
Figura 2. Curva Volt-VAr (Estudo de Caso)



Fonte: Autor, 2022

Na Figura 3 é apresentado o comportamento da tensão da rede e das potências ativa e reativa do inversor, ao longo de um dia de sol pleno, após a aplicação da curva Volt-VAr mostrada na Figura 2. Nota-se que, com a aplicação desse método de controle, o inversor para de se desconectar da rede, pois, com a absorção de potência reativa, a tensão se mantém abaixo de 1,1 pu. No caso de sobretensão, o controle Volt-VAr é acionado pelo inversor sempre que a tensão da rede ultrapassa 1,03 pu. Nota-se, ainda, que a potência reativa atinge seu valor máximo (0,436 pu), quando a tensão ultrapassa 1,05 pu (área demarcada na Figura 3). Nesse período em que a potência reativa satura, a potência ativa ainda varia 10%, enquanto a tensão varia 1,7%. No entanto, apesar da tensão da rede ter sido controlada, a potência ativa máxima de saída do inversor reduz para, aproximadamente, 0,7 pu. Isso porque, como o inversor é limitado em potência aparente total  $S$ , que é a soma fasorial entre as potências ativa e reativa, a absorção de potência reativa faz com que a potência ativa reduza.

Figura 3. Tensão e Potência Ativa / Reativa X tempo com o método Volt-VAr



Fonte: Autor, 2022

## **Conclusões**

Este trabalho apresentou um Estudo de Caso, no qual foi comparado o funcionamento de um inversor fotovoltaico que apresentava falhas de sobretensão antes e após a aplicação do método Volt-VAr, considerando-se as normativas brasileiras. Os resultados do Estudo de Caso indicaram que o método Volt-VAr é uma maneira eficaz de minimizar as variações de tensão da rede elétrica e evitar o desligamento dos inversores fotovoltaicos nos momentos de maior geração de energia. Em estudos futuros deve-se avaliar a aplicação de outras curvas de controle de modo a verificar se é possível manter a tensão controlada a partir da absorção de menos potência reativa, de modo a maximizar a geração de energia ativa. Além disso, deve-se avaliar se cada estação do ano deve ter uma curva de controle particular.

## **Agradecimentos**

Agradeço à SolarVolt por disponibilizar os dados necessários para a realização do Estudo de Caso.

## **Referências Bibliográficas**

- ABNT (2013), **NBR 16149: Sistemas fotovoltaicos (FV) – características da interface com a rede elétrica de distribuição**, 1ª edição.
- ANEEL / ABSOLAR (2022), **Infográfico Geração Distribuída**, *Energia Solar Fotovoltaica no Brasil*, nº 47.
- ANEEL (2012), Resolução normativa N°482, de 17/04/2012.
- ANEEL (2015), Resolução normativa N°687, de 24/11/2015.
- ANEEL (2021), **Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST)**, Módulo 8 – Qualidade do Fornecimento de Energia Elétrica.
- CHATHURANGI, D. *et al* (2021). **Comparative Evaluation of Solar PV Hosting Capacity Enhancement Using Volt-VAr and Volt-Watt Control Strategies**, *Renewable Energy*, v. 177.
- DIAS, M. V. X. (2005), **Geração distribuída no Brasil: oportunidades e barreiras**. Dissertação (Mestrado em Engenharia de Energia) - UNIFEI. Itajubá, p. 17 e 18.

GANDHI, O. *et al.* (2020). **Review of power system impacts at high PV penetration Part I: Factors limiting PV penetration**, *Solar Energy*, v. 210.

GREENER (2022), *Estudo Estratégico Geração Distribuída*. Disponível em: greener.com.br

Hoke, A. *et al.* (2013). **Steady-state analysis of maximum photovoltaic penetration levels on typical distribution feeders**. *IEEE Transactions Sustainable Energy*, v.4.

MME/EPE (2022). **Plano Decenal de Expansão de Energia 2031**. Brasília, p. 71.

TRINDADE, F. C. L. *et al.* (2017). **Mitigation of Fast Voltage Variations During Cloud Transients in Distribution Systems with PV Solar Farms**, *IEEE Transactions on Power Delivery*, v.32.