

Estratégia para estimação de hosting capacity em redes de baixa tensão usando OpenDSS: Inversores fotovoltaicos com serviços ancilares

Hugo R. Torquato * Thiago M. Braga ** Hélio M. A. Antunes ***
Danilo I. Brandão ****

* Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, MG, (e-mail: hugortorquato@gmail.com).

** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, MG (e-mail: thimbraga82@yahoo.com.br)

*** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo, ES, (e-mail: helio.antunes@ufes.br)

**** Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Minas Gerais, MG, (e-mail: dbrandao@ufmg.br)

Abstract: This paper evaluates the Volt-Var and Volt-Watt controls applied to a photovoltaic generator in order to raise the hosting Capacity (HC) of a distribution grid. The simulations compare the independent and joint performance of both volt-var and volt-watt controls using OpenDSS. Finally, their behavior is compared and the low voltage distribution network HC estimation tool is validated.

Resumo: Esse artigo contempla uma estratégia para avaliar os efeitos que os controles *Volt-Var* e *Volt-Watt*, aplicados a um gerador fotovoltaico, proporcionam para o aumento do *Hosting Capacity*(HC) em uma rede de distribuição. As simulações contemplam duas atuações isoladas e uma conjunta de cada estratégia por meio do *OpenDSS*. Ao final do projeto, será possível observar a contribuição que cada modo de operação promoveu na elevação do HC e validar a ferramenta de estimativa de HC para redes de distribuição de baixa tensão.

Keywords: Hosting Capacity, VoltVar, VoltWatt, OpenDSS, PVSystem, Distributed Generator.

Palavras-chaves: Hosting Capacity, VoltVar, VoltWatt, OpenDSS, Fotovoltaica, Geração Distribuída.

1. INTRODUÇÃO

A literatura recente apresenta estudos específicos para qualificar as consequências e impactos que a crescente inserção de gerações distribuídas (GDs) provocam no sistema elétrico. Mehigan et al. (2020) discorrem sobre a complexidade da reestruturação da matriz energética da Europa, para uma predominância energética oriunda de fontes renováveis, com metas de geração sustentável e redução da emissão de poluentes já para 2030 e 2050. Karimi et al. (2016) apresentam uma revisão detalhada sobre as principais consequências da inserção das unidades geradoras distribuídas, de forma a identificar a flutuação de tensão como principal variável limitante. Torquato et al. (2018) e Mohammadi and Mehraeen (2017) identificaram o desequilíbrio de tensão, sobrecarga de corrente nos elementos, excessiva atuação dos elementos reguladores, operação ilhada, fluxo reverso no alimentador e atuação indevida de elementos de proteção.

No contexto de obter os benefícios das fontes renováveis sem comprometer a operação da rede, surge o conceito *Hosting Capacity* (HC). Apresentado por Bollen et al. (2008), é definido como a máxima capacidade de geração

distribuída que pode ser inserida em uma rede de distribuição sem a violação de nenhuma variável elétrica ou necessidade de redimensionamento. Apesar de existirem outras interpretações e discussões sobre a correta definição do tema, o maior aproveitamento do conceito está associado com a capacidade de mensurar a quantidade de geração, que pode ser inserida em uma rede, por meio de um indicador, conforme abordado por Ismael et al. (2019).

A não singularidade da obtenção do HC permite que este seja calculado usando diferentes metodologias, que monitoram diversas variáveis elétricas, sendo algumas mais sensíveis. Foi mencionado por Torquato et al. (2018), Karimi et al. (2016) e Ismael et al. (2019) que a flutuação de tensão, sobrecarga na corrente pelos elementos e desequilíbrio de tensão são, respectivamente, os maiores limitantes do HC. A escolha das figuras de mérito deste trabalho foi feita com base nessas afirmações.

A temática também abrange a utilização do HC como métrica para aperfeiçoar e elevar o nível de penetração possível de geração sem comprometer a operação. Abordado por Ding et al. (2016a), o local de instalação da GD exerce significativa influência sobre o fluxo de potência da rede, por isso é um componente sensível na determinação do

HC a depender das características construtivas da mesma. Neste ponto, otimizações baseadas em técnicas heurísticas são bastante eficazes na obtenção de um resultado ótimo, de forma a possibilitar o mapeamento da sensibilidade da rede e realizar um melhor planejamento no momento da instalação das GDs. Por exemplo, no estudo de Gomes and Ferreira (2018), que fizeram um algoritmo genético que atua na potência dos geradores e em outros elementos despacháveis no sistema com objetivo de elevar o HC da rede. A limitação da otimização está relacionada à aleatoriedade dos pedidos de novas instalações. Mas, pode ser compensada pelo uso de controles locais aplicadas aos inversores, que permitem operar com diferentes configurações e sob o controle de agentes externos. Dentre elas, o controle *Volt-Var* (VV) que apresenta melhores aproveitamentos em redes com características indutivas e para os casos em que o agente limitante do HC é a sobretensão nas barras. Mas, em contrapartida, pode promover o desequilíbrio de tensão, em casos específicos, e uma elevação da capacidade térmica dos condutores, conforme abordado por Seuss et al. (2015) e Ding et al. (2016b). O controle *Volt-Watt* (VW) também favorece a elevação do HC, podendo atuar de forma conjunta ou isolada nas GDs, mas possui a ressalva de não aproveitar a máxima capacidade ativa de geração, reduzindo o retorno financeiro da operação em alguns casos, conforme abordado por Bollen and Etherden (2011) e Etherden and Bollen (2011).

O objetivo desse artigo é quantificar, em termos de HC, os benefícios que cada uma dessas técnicas de controle oferecem quando operadas de forma isoladas e conjuntas. Adotando o caso sem a presença de GDs como base de comparação para as configurações subsequentes, sendo elas: presença de GDs com fator de potência unitário; atuação somente do controle VV; atuação somente do controle VW; e atuação de ambos os controles VV e VW.

2. METODOLOGIA

2.1 Softwares Usados

A estrutura desenvolvida para a obtenção do (HC) é baseada em uma estrutura de 3 níveis que aproveita o que cada *software* oferece de melhor. O *Open Distriutuin System Simulator* (OpenDSS) foi desenvolvido pelo *Electric Power Research Institute (EPRI)* e é responsável pelo cálculo do fluxo de potência da rede. Já o *Python* foi a linguagem utilizada para integrar todas as etapas do processo, e o *Standard Query Language (SQL)* que é responsável por armazenar todas as medições coletadas em um banco relacional desacoplado da simulação principal.

2.2 Figuras de Mérito

Foram adotados os limites de operação especificados pelo Módulo 8 do Procedimento de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) Brazilian Elec. Reg. Agency (Set.2020). O documento estabelece que para sistemas com tensão nominal de operação inferior a 1kV, o nível de tensão é considerado adequado caso mantido entre o intervalo e 0,92pu e 1,05pu. Caso opere entre 0,86pu e 0,92pu ou 1,05pu e 1,06pu já é considerado como fornecimento precário e qualquer valor que extrapole esses limites é conceituada como operação crítica. Já no

caso do desequilíbrio de tensão, também para tensões de operação inferior a 1kV, o PRODIST estabelece que a rede de distribuição deve operar com uma variação da amplitude de tensão entre as fases inferior a 3% e a obtenção desse método deve ser feito conforme usando (1).

$$FD\% = \frac{V_2}{V_1} \times 100 \quad (1)$$

Onde FD representa o fator de desequilíbrio de tensão; V_2 , a magnitude da tensão eficaz de sequência negativa; e, V_1 , a magnitude da tensão eficaz de sequência positiva.

O presente trabalho adotou o nível de tensão, sobrecorrente e o desequilíbrio de tensão como figuras de mérito para determinar se a rede está em conformidade ou se existe alguma violação. A escolha é sustentada pelos limites mencionados no Módulo 8 do PRODIST e a recorrência, presente na literatura, destas variáveis como pontos sensíveis na identificação do HC. Em detalhe, foi considerado que uma violação ocorre quando:

- Violação de Tensão: Medições de tensão que esteja em níveis considerados precários, inferiores a 0.92pu ou superiores a 1,05pu.
- Sobrecorrente: Fluxo de corrente superior a capacidade nominal máxima do elemento durante um período superior a 5% da simulação diária.
- Desequilíbrio de Tensão: Medições, por meio da equação (1), com magnitude superior a 3% durante um período superior a 5% da simulação diária.

2.3 Estruturas de Controle dos Inversores

Os controles *Volt-Var* (VV) e *Volt-Watt* (VW) atuam diretamente nas potências reativa e ativa geradas, respectivamente, de forma a dar suporte à manutenção do nível de tensão dentro dos limites estabelecidos. A tensão, neste caso, é usada como referencial para determinar os valores de potência a serem gerados. Apesar das estratégias promoverem melhorias no perfil elétrico da rede, ambos causam preocupações quanto ao retorno financeiro do investimento, o VV ao priorizar o reativo no momento em que a potência demandada é superior a capacidade máxima da unidade e o VW por efetivamente reduzir a potência ativa injetada.

O VV é comumente utilizado com a priorização da parcela ativa e alocação do remanescente para a reativa, desde que não exceda os limites de operação da unidade. Em contra partida, o VW vai causar esse impacto financeiro, podendo ser maior ou menor, a depender do modelo de atuação. Bollen and Etherden (2011) concluem que a operação isolada dos inversores, *soft curtailment*, promove uma redução menor da potência ativa, quando comparada com uma atuação conjunta que reduz a injeção em todas as unidades ao mesmo tempo, chamada de *hard curtailment*.

Em termos de projeto, esse artigo contempla a disposição *soft curtailment*. Cada unidade identifica a própria tensão de referência (V_{reg}), que é a média entre as tensões de fases do elemento, e aplica o resultado nas funções de controle. A Figura 1 apresenta as curvas adotadas, sendo o controle VV representado pelo eixo y na esquerda, o VW pelo eixo

y na direita e o eixo x como a tensão de referência em pu. As possíveis configurações que podem ser obtidas são:

- $V_{reg} < V1$: Injeta capacidade máxima de potência ativa e reativa.
- $V1 < V_{reg}$
- $V2 < V_{reg} < V4$: Injeta capacidade máxima de potência ativa e nenhuma reativa.
- $V4 < V_{reg} < V5$: Injeta capacidade máxima de potência ativa e consome uma fração de potência reativa.
- $V5 < V_{reg} < V6$: Injeta uma fração da capacidade máxima de potência ativa e consome o máximo de potência reativa.
- $V_{reg} > V6$: Injeta 85% da capacidade máxima de potência ativa e consome o máximo de potência reativa.

2.4 Descrição da Ferramenta

O fluxograma da Figura 2 apresenta em detalhes todas as etapas do processo de obtenção do HC. Tem início com a identificação dos componentes e estrutura da rede base implementada e definida no *OpenDSS*. É nessa etapa que é contabilizado a quantidade de barras, quais são plausíveis de receber unidades geradoras, definição do modelo de simulação diária e as respectivas curvas de consumo das cargas durante a simulação diária. A obtenção do HC para múltiplos casos é feita por meio da segregação por camadas, sendo a verificação por violações a mais interna, seguida pela verificação das diferentes atuações de controle desejadas e, por fim, o procedimento se repete para o número de casos definido. O esforço computacional é significativo, mas em contrapartida é possível gerar um banco de dados com as medições detalhadas, de todos os elementos da rede, em todos os intervalos temporais analisados e, o mais importante, desacoplado da simulação principal. Isso possibilita que os dados sejam tratados e processados de acordo com a necessidade de cada análise, sem a necessidade de compilar toda a lógica novamente.

A primeira condição do diagrama está relacionada com a quantidade de estudos de casos a serem avaliados, ou seja, quantas configurações diferentes das unidades geradoras vão ser testadas. Importante mencionar que foi adotada

uma taxa de penetração de 20% das barras, arredondada para cima quando resultado não exato. Após definidas, as localizações são incorporadas no código da rede e enviada novamente ao *OpenDSS* para obtenção do fluxo de potência resultante.

Importante mencionar que cada inversor é responsável por sua respectiva unidade geradora, sendo o valor médio da tensão entre as fases usado nos controles VV e VW. Após o cálculo do fluxo de potência da nova configuração, é feita uma verificação das figuras de mérito para saber se ocorreu alguma medição fora dos limites desejados de operação. Caso não ocorra, o incremento na potência é feito de forma uniforme entre as unidades, de maneira que todas recebem uma potência equivalente a 1,5% da potência nominal do transformador de entrada da rede. Esse incremento é dividido igualmente entre as fases e a próxima iteração começa com o cálculo do fluxo de potência com o novo referencial. Caso ocorra, variáveis elétricas de todos os elementos vão ser processadas e enviadas ao banco de dados. Enquanto isso, o referencial da simulação é incrementado e a nova simulação é avaliada.

Ao aferir todas as atuações de controle desejadas, novos locais de inserção são sorteados de forma aleatória e a lógica se repetem até que a totalidade do número de casos, previamente determinado, seja avaliado. Aferida todas as configurações, uma série de processos são aplicados aos dados coletados de forma a organizar, tratar e preparar a estrutura do banco de dados para ser utilizada posteriormente. O cálculo do HC é um exemplo destes processos, a potência ativa de cada gerador é somada em cada intervalo de simulação e, após identificado, o pico de geração é dividido pela potência nominal do transformador de entrada, conforme (2).

$$HC(\%) = \frac{\sum_i^{Num.GDs} KW_{max_i}}{Pot_{NomTrafo}} \quad (2)$$

3. RESULTADOS

3.1 Descrição do Estudo de Caso

O estudo de caso deste trabalho contempla um sistema de distribuição localizada em Américo Brasiliense no estado de São Paulo, com diagrama unifilar apresentado na Figura A.1. O transformador do ponto de acoplamento da rede opera com tensão primária de 11.4kV e secundária de 220V com uma potência nominal de 45kVA. As 26 cargas estão espalhadas dentre as 41 barras do sistema e cada uma possui um perfil específico com fator de potência fixado em 0,85 indutivo e posições fixas. Três diferentes condutores foram utilizados para definir as linhas de distribuição, cada qual com seu respectivo limite de operação definido. Demais variáveis do sistema podem ser encontradas no apêndice A: Dados do transformador de entrada da rede na Tabela A.1; Dados das linhas da rede na Tabela A.2 e Dados das cargas da rede na Tabela A.3. Em termos de HC, Torquato et al. (2018) identificou que o valor médio deste estudo de caso é de 38,2% com um desvio padrão de 17,6%, sendo observada uma concentração de resultados maior entre a faixa de 20% à 40%, sem considerar a atuação de nenhum controle nos inversores.

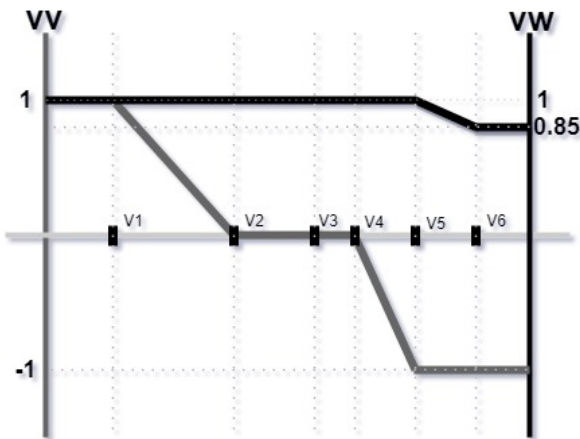


Figura 1. Funções de controle: (a) Volt-Var; (b) Volt-Watt

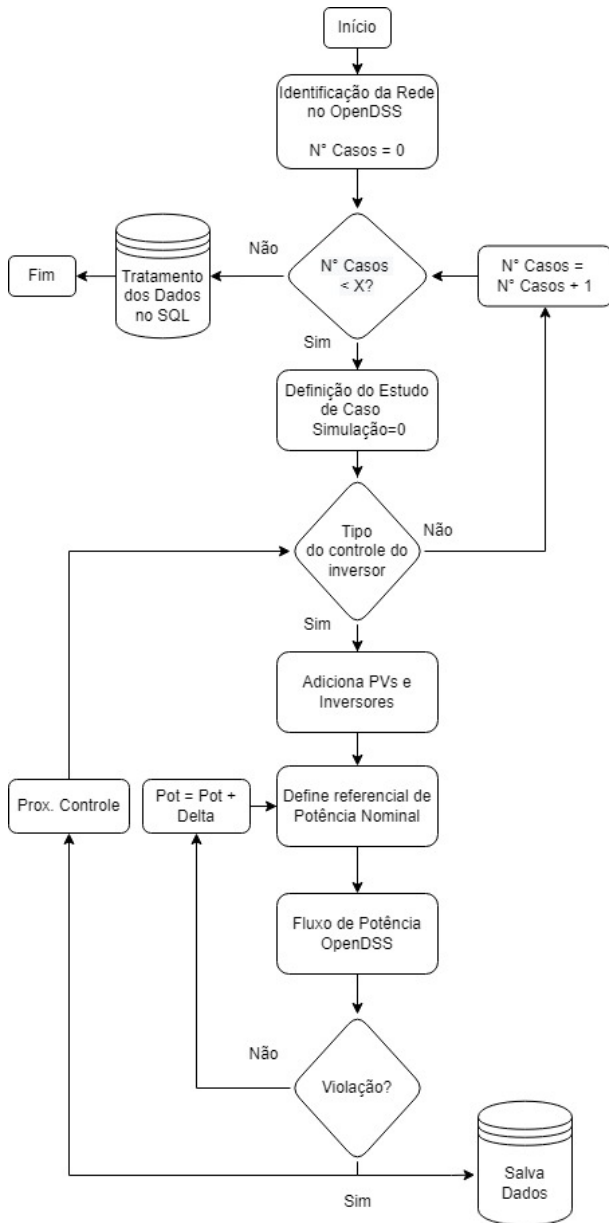


Figura 2. Fluxograma simplificado da simulação proposta.

O próprio *OpenDSS* possui modelos de geradores fotovoltaicos, *PVSystem*, e inversores, *InvControl*, que se integram em prol de simular uma variável de geração real. O modelo necessita de algumas variáveis de entrada, como o local de instalação, a referência de potência nominal máxima, a tensão base de operação, a curva de eficiência, a curva de potência por temperatura, a curva de irradiação, a curva de temperatura e a curva de geração. Como resultado, o modelo fornece a potência de saída do elemento que, quando em funcionamento, é verificada pelo *InvControl* para saber se está de acordo com a estratégia de controle vigente. Caso afirmativo, é calculado o fluxo de potência para o intervalo de tempo e a simulação vai para o próximo instante. Caso contrário, as curvas VV e VW fornecem novas referências de potência ao modelo que, após processamento, verifica o resultado até convergir ao ponto de operação desejado. Em termos de simulações, foram definidas 5 diferentes modelos de simulações que são aplicadas para cada configuração, sendo eles:

- (1) Sem PV;
- (2) Com PV sem controle;
- (3) Com PV e controle *Volt-Var*;
- (4) Com PV e controle *Volt-Watt*;
- (5) Com PV e controles *Volt-Var* e *Volt-Watt*;

3.2 Estimativa do Valor de Hosting Capacity

A metodologia de cálculo foi utilizada para simular 50 diferentes casos, cada qual responsável por validar uma disposição diferente dos 6 geradores pela rede. As 5 simulações mencionadas foram aplicadas para cada um desses casos e uma visualização mais detalhada de cada um deles pode ser vista na Tabela A.4, que contém o número do caso teste, a respectiva barra em que cada unidade foi instalada e o HC(%) por simulação. Esta possui apenas 20, das 50, configurações avaliadas mas é suficiente para poder exemplificar o modelo de resposta obtido.

A análise macro dos resultados pode ser verificada na Tabela A.4, esta apresenta os valores médios de HC para cada simulação dos 50 casos. O HC aumentou com a atuação dos controles, sendo a interação com o controle VV mais efetiva no gerenciamento do nível de tensão, embora proporcione um maior fluxo reativo na rede. O HC passou de 31,52%, caso base sem a atuação de nenhum controle, para 47,45% e 34,05%, com a atuação do controle VV e VW respectivamente. Entretanto, o maior montante de energia pode ser inserido com a atuação conjunta dos controles, já que o HC médio foi para 49,21%. A terceira coluna da tabela apresenta o respectivo desvio padrão para cada simulação, este se manteve estável dentro da faixa de 10% à 12% e é aceitável dado a quantidade de variáveis do modelo, como por exemplo a aleatoriedade da alocação em cada caso.

Tabela 1. *Hosting Capacity* médio para cada simulação.

Simulação	<i>Hosting Capacity</i>	Desvio Padrão
Sem controle	31,52%	11,91%
Controle VV	47,45%	10,58%
Controles VW	34,05%	12,26%
Controles VV e VW	49,21%	10,30%

3.3 Validação do controle Volt-Var e Volt-Watt

A atuação dos controles pode ser visualizada na Figura 3. Esta apresenta o comportamento obtido para um dos geradores, quando submetido a condição de HC na simulação (5). A tensão de referência da barra monitorada, V_{reg} , é aplicada nas funções de controle, Figura 1, e o resultante define os valores de potência a serem inseridos neste determinado instante. Para facilitar a visualização, a Figura 3 possui as informações de atuação do controle e não da efetiva potência de saída do inversor.

É importante mencionar que os limites estabelecidos para o controle são apresentados pelas linhas pontilhadas: Limite VW = 1,03pu; Limite Superior VV = 1,01pu; e Limite Inferior VV = 0,99pu. O eixo Y, de ambos os lados, podem assumir 2 valores: |1| mostra que o referencial obtido foi efetivamente gerado pela unidade; e |0,2| em que o referencial de geração não pode ser efetivamente gerado

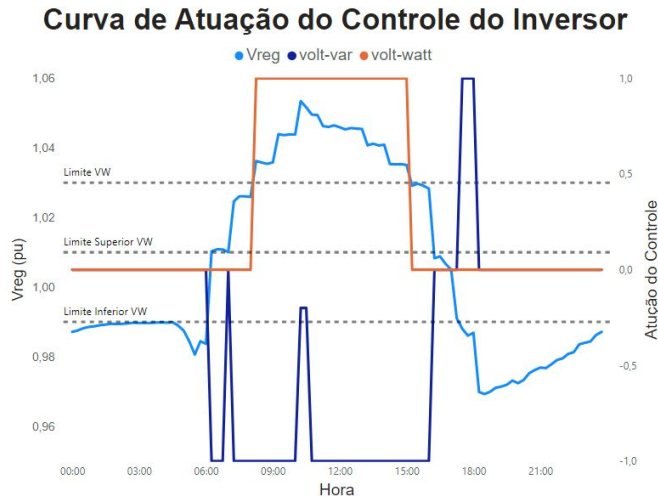


Figura 3. Atuação do controle *VoltVar* e *VoltWatt* frente a tensão de referência de uma geração fotovoltaica.

por extrapolar a capacidade nominal máxima de potência da unidade.

A Figura 3 é ideal para observar todos os possíveis comportamentos mencionados. Antes das 06:15h, a barra apresentava um nível de tensão inferior ao limite estabelecido pela curva VV, mas o controle não atuou pelo fato de a geração ainda não estar em operação. Às 06:30h, o controle VV começa a atuar, dado que a tensão de referência está marginalmente superior ao limite. Às 07:00h, o nível de tensão de referência esteve levemente inferior ao limite de atuação e o controle interrompeu sua atuação momentaneamente. Às 8:15h, a tensão excedeu o limite estabelecido pelo VW e o mesmo entrou em atuação reduzindo a potência ativa injetada. O maior pico de tensão medida foi obtido às 10:15h, fazendo com que a potência reativa requerida pelo controle VV excedesse a capacidade máxima da unidade e, por isso, o fluxo foi limitado para garantir a prioridade de potência ativa. Por fim, às 18:00h, o gerador cessa seu funcionamento e também o controle VV, mesmo com tensão inferior ao limite.

3.4 Caracterização das violações

Apesar de possibilitar uma elevação na quantidade de potência ativa que pode ser inserida na rede, é fundamental notar que o perfil das violações também foi alterado. A Tabela 2 faz um comparativo entre o número de violações por figura de mérito, coletadas durante todas as 50 simulações feitas. O perfil, que era majoritariamente violação de sobretensão, passou a conter violações de sobrecorrente e desequilíbrio de tensão. Importante mencionar que não foi verificado subtensão em nenhum resultado e que mais de uma violação pode ocorrer ao mesmo tempo, o que explica o total de registros maior do que o número de casos nas simulações 3 e 5.

A elevação das ocorrências de desequilíbrio de tensão tem grande relação com a disposição e a elevação da potência de operação das GDs, principalmente quando instaladas em barramentos monofásicos ou bifásicos. No caso da sobrecorrente, a atuação do controle VV está diretamente relacionada por elevar o fluxo de reativo da rede. Um

comportamento semelhante foi observado em Seuss et al. (2015) e os dados aqui apresentados também reafirmam que o controle VV é melhor aproveitado aos barramentos que possuem a tensão como agente limitante, o ganho pode não ser tão expressivo caso aplicado a locais sensíveis a variação de sobrecarga dos condutores.

Outro ponto importante que pode ser observado, na Tabela A.4, é que o HC médio foi elevado com a atuação do controle VV em conjunto com o VW, mesmo para os pontos sensíveis a corrente. Apesar de ainda alterar o perfil das violações, o aproveitamento da rede é melhor no quesito inserção de potência ativa. Essa comparação pode ser observada por meio da medição da potência injetada pelos geradores sendo a Figura 4 um exemplo que o HC passou de 47,45%, com o controle VV, para 49,21%, com a operação conjunta. Tal comportamento está relacionado com a atuação isolada dos controles, que possibilita a redução de potência de acordo com a necessidade de cada geração. No caso escolhido para expor esse fato, a unidade *pv_2* sofreu redução de 15% na potência ativa, 3.2kW para 2.7kW, por estar em condição crítica de operação em comparação com as demais e a atuação do controle foi apresentada na Figura 3, exatamente para esse gerador. Essa redução pontual mitigou a violação de tensão limitante e possibilitou a injeção de mais potência por meio das demais GDs espalhadas pela rede.

Tabela 2. Figuras de mérito violadas.

Simulação	Sobretensão	Desequilíbrio	Sobrecorrente
2	50	0	0
3	40	1	11
4	50	0	0
5	35	3	18

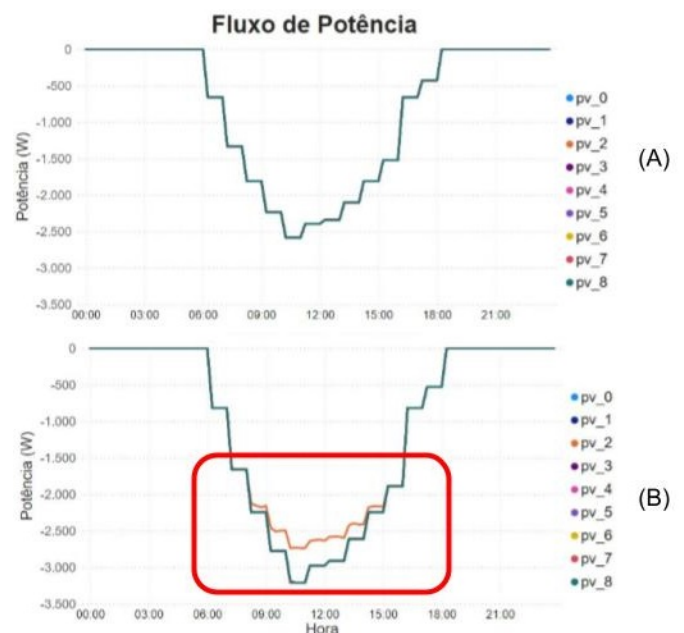


Figura 4. Potência ativa injetada pelos geradores: (a) Rede com PV e atuação do controle VV. (b) Rede com PV e atuação dos controles VV e VW

4. CONCLUSÃO

Esse artigo contemplou a implementação de uma ferramenta para avaliar os efeitos que os controles *Volt-Var* e *Volt-Watt*, aplicados a um gerador fotovoltaico, proporcionam para o aumento do *Hosting Capacity*. O valor médio foi obtido de acordo com o já conhecido para o estudo de caso, HC de 38% com desvio padrão de 17,6%. O resultado calculado pela ferramenta, na condição fator de potência unitário, foi de 31,52% com desvio padrão de 11,91%.

O estudo de caso avaliou a rede com 41 nós, frente 50 combinações diferentes dos 6 geradores simulados. Em comparação com a condição base de HC, a atuação dos controles, de maneira isolada, promoveu um incremento médio de 50,53% ao utilizar o VV e 8,02% ao usar o VW de maneira independentes, tendo uma redução máxima de 15% na inserção na potência ativa. A operação conjunta, por outro lado, proporcionou um incremento de 56,12% do HC frente ao mesmo caso base. Essa melhor performance tem relação com a atuação local de cada inversor, que atua de acordo com a necessidade do barramento em que está conectado.

O caso de estudo apresentado detalhou a atuação dos controles no gerador, de acordo com a tensão de referência, e a redução de 15% potência ativa da unidade possibilitou a elevação global do HC da rede. Este caso é apenas um exemplo que ocorreu em uma barra de uma simulação, para uma determinada configuração de geradores, mas a estratégia é aplicada de forma generalizada e resulta na elevação do HC apresentada na Tabela A.4.

REFERÊNCIAS

- Bollen, M. and Etherden, N. (2011). Overload and overvoltage in low-voltage and medium-voltage networks due to renewable energy — some illustrative case studies. In *2011 2nd IEEE PES International Conference and Exhibition on Innovative Smart Grid Technologies*, 1–8. doi:10.1109/ISGTEurope.2011.6162645.
- Bollen, M., Yang, Y., and Hassan, F. (2008). Integration of distributed generation in the power system - a power quality approach. In *2008 13th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, 1–8. doi:10.1109/ICHQP.2008.4668746.
- Brazilian Elec. Reg. Agency (Set.2020). Electrical energy distribution procedures in the national electrical system, module 8: Power quality. URL <http://www.aneel.gov.br/>.
- Ding, F., Mather, B., Ainsworth, N., Gotseff, P., and Baker, K. (2016a). Locational sensitivity investigation on pv hosting capacity and fast track pv screening. In *2016 IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition (T D)*, 1–5. doi:10.1109/TDC.2016.7519878.
- Ding, F., Mather, B., and Gotseff, P. (2016b). Technologies to increase pv hosting capacity in distribution feeders. In *2016 IEEE Power and Energy Society General Meeting (PESGM)*, 1–5. doi:10.1109/PESGM.2016.7741575.
- Etherden, N. and Bollen, M.H. (2011). Increasing the hosting capacity of distribution networks by curtailment of renewable energy resources. In *2011 IEEE Trondheim PowerTech*, 1–7. doi:10.1109/PTC.2011.6019292.
- Gomes, C.A.M. and Ferreira, H.P. (2018). Hosting capacity evaluation of distributed generation systems with genetic algorithm. In *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, 1–6. doi:10.1109/SBSE.2018.8395567.
- Ismael, S.M., Abdel Aleem, S.H., Abdelaziz, A.Y., and Zobaa, A.F. (2019). State-of-the-art of hosting capacity in modern power systems with distributed generation. *Renewable Energy*, 130, 1002–1020. doi: <https://doi.org/10.1016/j.renene.2018.07.008>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0960148118307936>.
- Karimi, M., Mokhlis, H., Naidu, K., Uddin, S., and Bakar, A. (2016). Photovoltaic penetration issues and impacts in distribution network – a review. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 53, 594–605. doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2015.08.042>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S136403211500903X>.
- Mehigan, L., Al Kez, D., Collins, S., Foley, A., Ó'Gallachóir, B., and Deane, P. (2020). Renewables in the european power system and the impact on system rotational inertia. *Energy*, 203, 117776. doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117776>. URL <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0360544220308835>.
- Mohammadi, P. and Mehraeen, S. (2017). Challenges of pv integration in low-voltage secondary networks. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 32(1), 525–535. doi: 10.1109/TPWRD.2016.2556692.
- Seuss, J., Reno, M.J., Broderick, R.J., and Grijalva, S. (2015). Improving distribution network pv hosting capacity via smart inverter reactive power support. In *2015 IEEE Power Energy Society General Meeting*, 1–5. doi:10.1109/PESGM.2015.7286523.
- Torquato, R., Salles, D., Oriente Pereira, C., Meira, P.C.M., and Freitas, W. (2018). A comprehensive assessment of pv hosting capacity on low-voltage distribution systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, 33(2), 1002–1012. doi:10.1109/TPWRD.2018.2798707.

Apêndice A. DADOS DO ESTUDO DE CASO

Este apêndice contém os dados da rede escolhida para o estudo de caso apresentado. A Tabela A.1 expõe as informações do transformador de entrada da rede, a Tabela A.2 contempla as principais informações dos condutores e suas respectivas capacidades máximas de operação, a Tabela A.3 tangencia as informações das cargas dispostas pela rede, e a Tabela A.4 lista 20 dos 50 casos simulados e seus respectivos valores de HC por simulação.

Tabela A.1. Dados do transformador de entrada da rede.

Variável	Terminal	Valor
Barra	1	xfmr_pri
	2	xfmr_sec
Conexão	1	Delta
	2	Wye
kVA	1	45.0
	2	45.0
kV	1	11.9
	2	0.22
%R	1	0.776666667
	2	0.776666667

Tabela A.2. Dados das linhas na rede.

Linha	Comprimento (kW)	Barra1	Barra2	Cur.(A)
abcn_l01-sec	0.0150330000	sec	001	95
cn_l02-ramal	0.0058630000	sec	013	157
abcn_l03-sec	0.0306860000	sec	006	95
abcn_l04-sec	0.0178930000	001	014	95
abcn_l05-sec	0.0145570000	001	002	95
abcn_l06-sec	0.0194170000	001	003	95
an_l07-ramal	0.0044300000	002	015	59
bcn_l08-ramal	0.0064790000	002	016	59
abcn_l09-sec	0.0376970000	002	004	95
abcn_l10-sec	0.0249980000	003	005	95
abcn_l11-ramal	0.0053670000	003	017	59
an_l12-ramal	0.0066410000	004	018	59
bcn_l13-ramal	0.0067360000	004	019	59
abcn_l14-ramal	0.0049940000	005	020	59
acn_l15-ramal	0.0067130000	005	021	59
bn_l16-ramal	0.0050040000	006	022	59
abcn_l17-sec	0.0193170000	006	007	95
bcn_l18-ramal	0.0081240000	006	023	59
abcn_l19-sec	0.0276630000	007	008	95
abcn_l20-sec	0.0125300000	007	009	95
abcn_l21-sec	0.0131520000	007	010	95
bcn_l22-ramal	0.0049940000	008	024	59
abcn_l23-sec	0.0367000000	008	011	95
bn_l24-ramal	0.0050040000	008	025	59
abn_l25-ramal	0.0052170000	009	026	59
cn_l26-ramal	0.0068780000	009	027	59
abcn_l27-sec	0.0366820000	009	012	95
an_l28-ramal	0.0052210000	009	028	59
cn_l29-ramal	0.0052240000	009	029	59
an_l30-ramal	0.0050040000	010	030	59
cn_l31-ramal	0.0117740000	011	031	59
cn_l32-ramal	0.0107800000	011	032	59
an_l33-ramal	0.0075170000	011	033	59
acn_l34-ramal	0.0067040000	011	034	59
an_l35-ramal	0.0102660000	012	035	59
bn_l36-ramal	0.0100220000	012	036	59
cn_l37-ramal	0.0109890000	012	037	59
bn_l38-ramal	0.0052270000	012	038	59
an_l39-ramal	0.0095660000	012	039	59

Tabela A.3. Dados das cargas na rede.

Carga	Fases	Barra	Tensão	Pot(kW)
c01	1	030	0.127	0.21
c02	1	025	0.127	0.24
c03	1	031	0.127	0.26
c04	1	032	0.127	0.32
c05	1	033	0.127	0.17
c06	1	029	0.127	0.13
c07	1	015	0.127	0.16
c08	1	038	0.127	0.11
c09	1	037	0.127	0.23
c10	1	028	0.127	0.26
c11	1	026	0.127	0.08
c12	1	027	0.127	0.05
c13	1	035	0.127	0.23
c14	1	018	0.127	0.21
c15	1	019	0.127	0.14
c16	1	039	0.127	0.27
c17	2	016	0.22	0.13
c18	1	024	0.127	0.30
c19	3	017	0.22	2.59
c20	2	034	0.22	0.32
c21	3	020	0.22	0.16
c22	1	022	0.127	0.08
c23	1	026	0.127	0.02
c24	1	019	0.127	0.00
c25	1	024	0.127	0.21
c26	2	021	0.22	0.37
c27	2	023	0.22	0.00

Tabela A.4. *Hosting Capacity* coletado para 20 casos

Caso	Disposição	Sim.	HC(%)
1	$pv_0 = 028 \quad pv_1 = 024$	2	23,97
	$pv_2 = 023 \quad pv_3 = 035$	3	52,45
	$pv_4 = 033 \quad pv_5 = 038$	4	28,3
		5	51,80
2	$pv_0 = 033 \quad pv_1 = 021$	2	21,87
	$pv_2 = 027 \quad pv_3 = 039$	3	34,97
	$pv_4 = 024 \quad pv_5 = 015$	4	24,43
		5	39,80
3	$pv_0 = 039 \quad pv_1 = 022$	2	30,25
	$pv_2 = 033 \quad pv_3 = 020$	3	59,83
	$pv_4 = 024 \quad pv_5 = 021$	4	34,93
		5	59,68
4	$pv_0 = 022 \quad pv_1 = 019$	2	40,73
	$pv_2 = 024 \quad pv_3 = 030$	3	41,52
	$pv_4 = 032 \quad pv_5 = 023$	4	41,79
		5	41,68
5	$pv_0 = 030 \quad pv_1 = 019$	2	28,16
	$pv_2 = 034 \quad pv_3 = 031$	3	39,56
	$pv_4 = 020 \quad pv_5 = 021$	4	31,48
		5	46,50
6	$pv_0 = 026 \quad pv_1 = 023$	2	55,39
	$pv_2 = 026 \quad pv_3 = 027$	3	56,12
	$pv_4 = 030 \quad pv_5 = 016$	4	55,39
		5	56,12
7	$pv_0 = 022 \quad pv_1 = 015$	2	34,44
	$pv_2 = 020 \quad pv_3 = 024$	3	41,41
	$pv_4 = 023 \quad pv_5 = 019$	4	35,72
		5	45,83
8	$pv_0 = 026 \quad pv_1 = 035$	2	21,87
	$pv_2 = 034 \quad pv_3 = 032$	3	39,79
	$pv_4 = 018 \quad pv_5 = 021$	4	22,98
		5	42,17
9	$pv_0 = 016 \quad pv_1 = 033$	2	47,01
	$pv_2 = 037 \quad pv_3 = 017$	3	58,85
	$pv_4 = 019 \quad pv_5 = 039$	4	48,70
		5	58,51
10	$pv_0 = 023 \quad pv_1 = 035$	2	23,97
	$pv_2 = 020 \quad pv_3 = 019$	3	40,05
	$pv_4 = 015 \quad pv_5 = 033$	4	26,46
		5	39,07
11	$pv_0 = 038 \quad pv_1 = 037$	2	49,11
	$pv_2 = 033 \quad pv_3 = 017$	3	57,27
	$pv_4 = 026 \quad pv_5 = 024$	4	54,42
		5	57,24
12	$pv_0 = 035 \quad pv_1 = 019$	2	44,92
	$pv_2 = 023 \quad pv_3 = 019$	3	58,00
	$pv_4 = 029 \quad pv_5 = 030$	4	50,08
		5	57,88
13	$pv_0 = 037 \quad pv_1 = 025$	2	32,35
	$pv_2 = 017 \quad pv_3 = 034$	3	45,32
	$pv_4 = 019 \quad pv_5 = 024$	4	34,67
		5	49,94
14	$pv_0 = 026 \quad pv_1 = 019$	2	17,68
	$pv_2 = 024 \quad pv_3 = 022$	3	28,02
	$pv_4 = 017 \quad pv_5 = 038$	4	18,84
		5	32,88
15	$pv_0 = 031 \quad pv_1 = 026$	2	19,78
	$pv_2 = 024 \quad pv_3 = 037$	3	36,94
	$pv_4 = 029 \quad pv_5 = 039$	4	20,58
		5	36,55
16	$pv_0 = 030 \quad pv_1 = 019$	2	44,92
	$pv_2 = 037 \quad pv_3 = 035$	3	58,84
	$pv_4 = 019 \quad pv_5 = 017$	4	48,97
		5	58,43
17	$pv_0 = 028 \quad pv_1 = 024$	2	51,20
	$pv_2 = 021 \quad pv_3 = 032$	3	57,09
	$pv_4 = 020 \quad pv_5 = 038$	4	54,48
		5	57,12
18	$pv_0 = 019 \quad pv_1 = 020$	2	15,59
	$pv_2 = 032 \quad pv_3 = 027$	3	27,81
	$pv_4 = 023 \quad pv_5 = 029$	4	16,42
		5	26,88
19	$pv_0 = 024 \quad pv_1 = 027$	2	38,63
	$pv_2 = 037 \quad pv_3 = 018$	3	58,52
	$pv_4 = 039 \quad pv_5 = 038$	4	47,05
		5	58,60
20	$pv_0 = 021 \quad pv_1 = 017$	2	17,68
	$pv_2 = 024 \quad pv_3 = 035$	3	34,43
	$pv_4 = 030 \quad pv_5 = 033$	4	20,31
		5	33,36

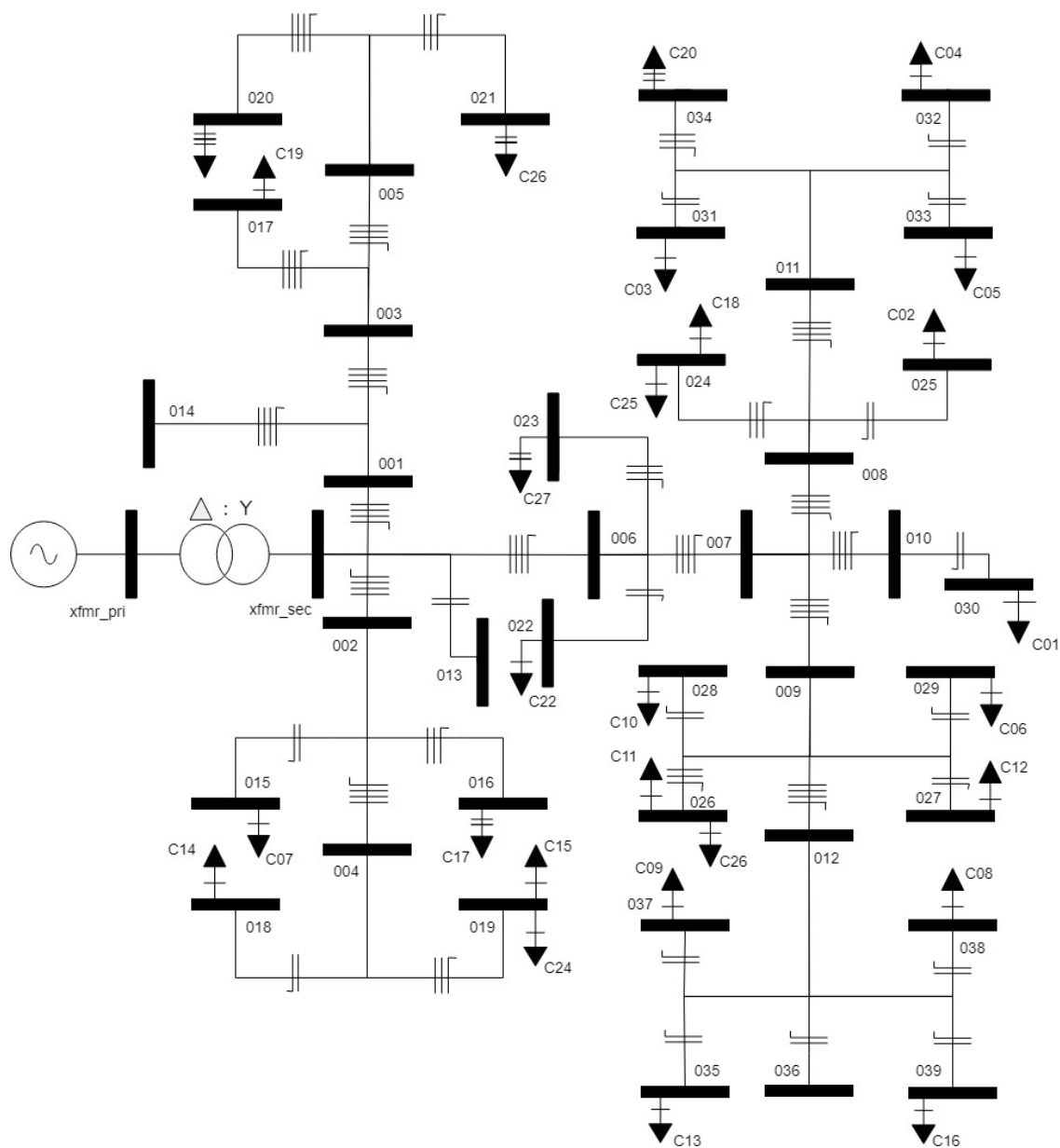


Figura A.1. Diagrama Unifilar do Caso de Estudo - Rede de distribuição Américo Brasiliense no estado de São Paulo