

Evaluation of the Impacts of Penetration of Renewables Using OpenDSS

Gabriel C. Simões, João Antônio G. Archetti,
Leonardo W. de Oliveira, Janaina G. de Oliveira

Faculdade de Engenharia Elétrica, Universidade Federal de Juiz de Fora, MG, (e-mail: gabriel.closato@engenharia.ufjf.br, joaoarchetti@gmail.com, leonardo.willer@engenharia.ufjf.br, janinhaoli@gmail.com)

Abstract: This paper presents a study carried out using OpenDSS software for the 18 bar Cigre distribution system. The main objective is to evaluate the impacts of distributed photovoltaic generation penetration in the low voltage grid. Simulations seek to analyze the voltage variation in the system bars for different levels of photovoltaic penetration in different points of the system, in addition to real load curves in daily simulations. Results point to high voltage variations at peak times of photovoltaic generation, which shows periods of overvoltage in the system.

Resumo: Este trabalho apresenta um estudo realizado com o software OpenDSS para o sistema de distribuição Cigre 18 barras. O objetivo principal é avaliar os impactos da penetração de geração fotovoltaica de forma distribuída na rede de baixa tensão. As simulações buscam analisar a variação de tensão nas barras do sistema para diferentes níveis de penetração fotovoltaica em diferentes pontos do sistema, além de curvas de carga reais em simulações diárias. Os resultados apontam para altas variações de tensão em momentos de pico da geração fotovoltaica, o que demonstra períodos de sobretensão no sistema.

Keywords: Distributed Generation; OpenDSS; Voltage Variation; PV Penetration; Photovoltaic Solar Energy.

Palavras-chaves: Geração Distribuída; OpenDSS; Variação de Tensão; Penetração PV; Energia Solar Fotovoltaica.

1. INTRODUÇÃO

Em todo o mundo, houve significativo aumento na procura por fontes de energia que possuam um menor impacto ambiental Oliveira and Maria (2017). A geração através de fontes de energia renováveis apresentou projeção de crescimento no Brasil e a modalidade que vem sendo largamente difundida é a solar fotovoltaica Council (2017a), Council (2017b). A regulamentação do setor auxiliou no aumento dos investimentos em fontes de energia renováveis EPE (2017), desta forma, pode ser observado um amplo aumento da potência instalada de GD's no Brasil nos últimos anos. No atual contexto, a geração fotovoltaica é utilizada, em sua maioria, por consumidores residenciais em busca de economia na conta de luz Council (2017a), Rütther and Zilles (2011). Em vista disso, a maior parte das instalações de painéis fotovoltaicos no Brasil vem sendo feita na rede de Baixa Tensão (BT) Baran et al. (2012) próximo as unidades consumidoras caretizando a 'Geração Distribuída'(GD) dos Santos and Rütther (2012), Barbosa Filho and AZEVEDO (2016).

A nova perspectiva do cenário energético Nacional mostra que haverá um grande aumento do número de geradores fotovoltaicos conectados à rede, juntamente com outras fontes de energia EPE (2017). Este fato aponta que novos problemas precisarão ser confrontados, como distorções harmônicas, problemas de proteção, alterações no fator de

potência do sistema, variações de tensão nos barramentos da rede elétrica e sobrecorrente em trechos de alimentadores Mukwekwe et al. (2017), Hou (2014). A sobretensão verifica-se no momento em que a demanda local do sistema é menor que a geração fotovoltaica Mukwekwe et al. (2017), Tonkoski et al. (2012), podendo ocasionar em fluxos de potência reversos, queima e redução de vida útil de equipamentos Anzalchi et al. (2017).

A penetração PV na rede de transmissão e distribuição são linhas de pesquisa que ainda não estão consolidadas na literatura, a julgar pelo aumento no número de trabalhos que tratam sobre o tema e conceitos ainda desconhecidos, um cenário promissor nesse segmento são esperados Chidurala (2016). Neste campo de pesquisa, o programa Open Distribution System Simulator (OpenDSS) possibilita o estudo de diferentes aspectos na rede de distribuição para situações com e sem penetração PV, dentre os quais podemos citar: tensão em regime permanente, cálculo de harmônicos, análise de faltas e cálculo de perdas EPRI (2016). Outro fator importante é a possibilidade de realizar análises de fluxo de potência instantâneos ou em um intervalo de tempo de interesse.

O presente trabalho está estruturado da seguinte forma: a seção 2 expõe a metodologia utilizada apresentando o sistema de distribuição utilizado, explicando os pontos de acoplamento PV, os modelos dinâmicos das curvas de carga e de irradiação solar utilizados. O projeto do

gerador para que tivesse o mesmo comportamento de injeção de potência que um painel fotovoltaico. A seção 3 apresenta os resultados dos perfis de tensão encontrados nas simulações. A seção 4 comenta de forma conclusiva os resultados obtidos, além de mostrar perspectivas para trabalhos futuros.

2. METODOLOGIA

O sistema de distribuição abordado é o Cigre-18 barras. O diagrama unifilar representa uma rede europeia de distribuição determinada por um transformador MT/BT, estrutura radial em baixa tensão, operando em 50 Hz, trifásica, fator de potência indutivo de 0.95 e uma demanda total de 404 kVA Cigré (2014).

A Fig. 1 mostra o sistema mencionado com suas principais características elétricas.

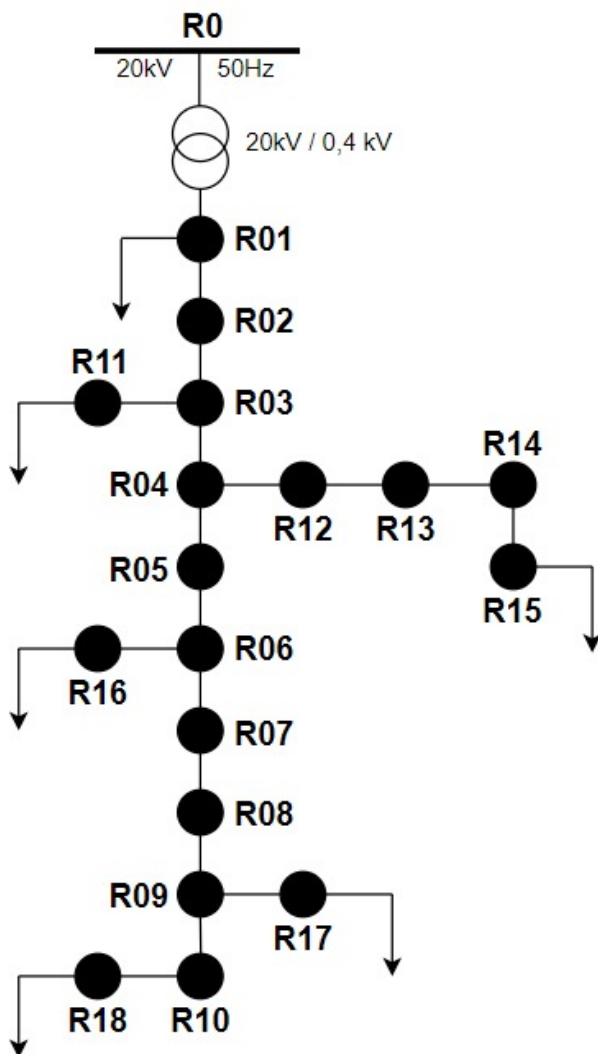


Figura 1. Diagrama Unifilar do Sistema Cigré 18 Barras.

2.1 Definição dos pontos de acoplamento PV

Com o intuito de analisar os impactos no sistema, foram realizados acoplamentos PV em diferentes quantidades de barras para cada simulação. Essa escolha baseia-se

no fato de estas barras serem trifásicas Cemig (2016) e situadas mais nos finais de alimentadores do sistema. Por conseguinte, é possível realizar uma melhor análise do perfil de tensão Yan and Saha (2012).

2.2 Modelo de Cargas, Temperatura e Irradiação Solar

As cargas do sistema Cigre- 18 barras são equilibradas. No documento utilizado para modelar o sistema não é especificado a conexão e o modelo ZIP da carga, porém, foi adotado para modelo padrão do sistema que as cargas estão conectadas em Y e são modeladas como sendo de potência constante. Os valores das cargas também foram variados no tempo utilizando modelos residenciais baseando-se em seus valores originais Francisquini (2006).

Os modelos de carga dos perfis residenciais estão evidenciados na Fig. 2 juntamente com a curva de irradiação em p.u. Deve-se destacar os horários de máximo e mínimo da curva de irradiação já que nesses momentos acontecem as sobretensões mais críticas do sistema.

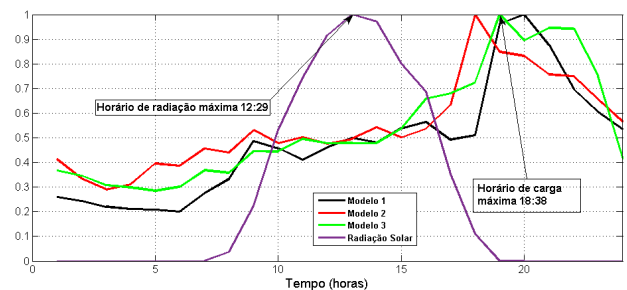


Figura 2. Modelos de Cargas e Curva de Irradiação Solar.

A avaliação dos impactos da penetração PV na tensão do sistema ocorre no período em que há irradiação solar Tonkoski et al. (2012). A quantidade de potência injetada pelos painéis é mensurado através da curva de irradiação, ou seja, o nível de penetração PV varia diretamente com os valores dessa curva.

A Figura 3 mostra a curva de temperatura utilizada no trabalho.

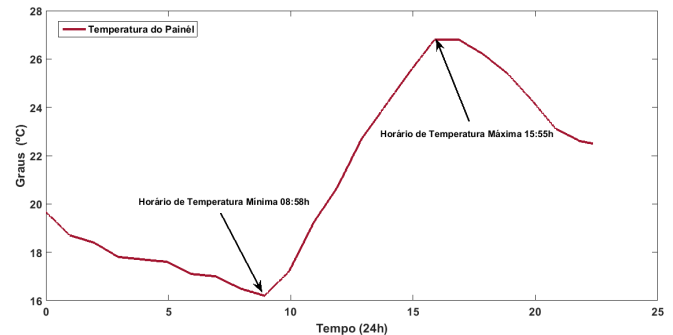


Figura 3. Curva de Temperatura Utilizada.

O comportamento da temperatura ambiente na Figura 3, onde os painéis fotovoltaicos estão expostos, foi retirado do site do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) referência INMET (2018), em um dia típico de inverno com céu limpo na cidade de Juiz de Fora - MG. Este comportamento replica a característica do dia que foi obtido a curva de irradiação solar.

2.3 Caracterização do gerador

O OpenDSS utiliza o painel fotovoltaico e o inversor no seu modelo matemático com um Norton equivalente representando a injeção de potência EPRI (2011).

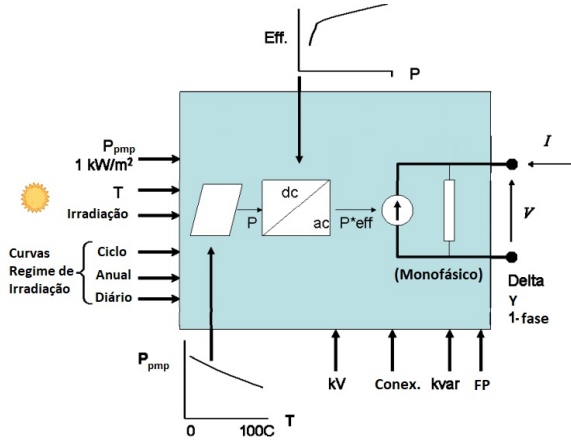


Figura 4. Diagrama do Modelo Fotovoltaico no OpenDSS.

Ao utilizar o modelo da Fig. 4 é necessário informar o ponto de máxima potência nominal para uma irradiância de 1 kW/m^2 a uma temperatura base T para qual o Ponto de Máxima Potência (PMP) é definido. O modelo assume que o sistema sempre irá operar no PMP.

A irradiância base é utilizada como um valor de referência para a curva de irradiância em modelos dinâmicos e usualmente esse valor é representado pela irradiância máxima que este painel está submetido.

No que se refere às curvas do modelo fotovoltaico para representar o comportamento dinâmico dos mesmos temos que entregar as curvas de P_{pmp} X T , irradiância e temperatura. A equação (1) abaixo expressa a potência em CC (Corrente Contínua) de saída do painel.

$$P_{DC}(t) = P_{pmp} \times irradiad \times irradiad(t) \times PTCurve(Temp(t)) \quad (1)$$

O inversor é definido por diferentes parâmetros e entre os mais relevantes estão: potência nominal aparente, tensão AC nominal do inversor, quantidade de fases, conexão do sistema e o fator de potência de operação. A potência de saída do inversor, apresentada equação(2), depende da sua curva de eficiência, sendo que no presente estudo foi adotado um valor constante igual a 0.85.

$$P_{AC}(t) = P_{DC} \times EffCurve(P_{DC}) \quad (2)$$

Para o presente trabalho, foi utilizado o modelo de gerador fornecido pelo OpenDSS para representar a injeção de potência nas barras de carga. Os geradores foram modelados de acordo com as equações apresentadas para o modelo PVSystem.

O primeiro passo foi substituir a equação (1) na (2), logo temos:

$$P_{AC}(t) = 0.85 \times P_{pmp} \times irradiad \times irradiad(t) \times PTCurve(Temp(t)) \quad (3)$$

O segundo passo foi achar o ponto de máxima potência. Considerando o PMP constante para determinada penetração este ponto pode ser definido fazendo o caminho inverso da equação (3). Calcula-se então que a máxima potência injetada ocorrerá quando a multiplicação de $irrad$, $irrad(t)$ e $PTCurve(Temp(t))$ for a maior possível.

Logo, para este instante, basta substituir a injeção desejada e os dados já mencionados para acharmos o ponto de máxima potência e com isso, calcular a potência injetada para todos os outros horários.

2.4 Organização das simulações

As simulações executadas neste trabalho foram divididas em quatro partes, descritas adiante:

- Caso base: A primeira simulação representa o sistema sem nenhuma penetração PV operando de acordo com os modelos de cargas já mostrados;
- Caso 2: Neste segundo caso foram escolhidos seis pontos de acoplamento: as barras 'R1' (saída da subestação), 'R11' (menos carregada do sistema), além das barras 'R15', 'R16', 'R17' e 'R18' (mais a jusante do sistema com diferentes níveis de carregamento). Considerou-se também uma penetração PV de 50% da demanda total do sistema, ou seja, 202 kW. Esse valor foi distribuído de forma igualitária entre as barras;
- Caso 3: O caso 3 considera acoplamento PV com potência dividida igualmente para três inversores que estão localizados nas barras 'R16', 'R17' e 'R18'. Essas barras foram escolhidas pois mais a jusantes do sistema. O gerador PV injetará uma potência ativa de pico no valor de 66.67 kW;
- Caso 4: O quarto caso visa simular o caso mais crítico, pois haverá penetração PV de 50% da demanda total do sistema em apenas uma barra. A barra escolhida foi a 'R18' pois é a que se localiza mais distante da subestação, logo apresentará uma grande mudança de comportamento na tensão de seus terminais após a injeção de potência.

3. RESULTADOS

No caso base não teremos nenhuma geração fotovoltaica. O comportamento dinâmico do sistema é de enorme importância visto que mostra como a rede se comporta em condições de cargas distintas. A Fig. 5 mostra o comportamento geral da barra conectada no lado de BT do transformador da subestação.

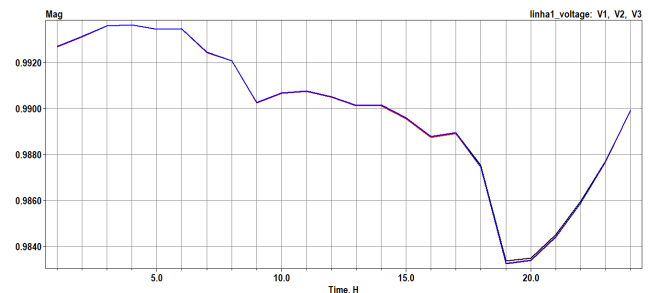


Figura 5. Curva de Tensão na Barra R1.

A Fig. 6 mostra a potência ativa e reativa de cada fase que saem do transformador abaixador localizado na subestação.

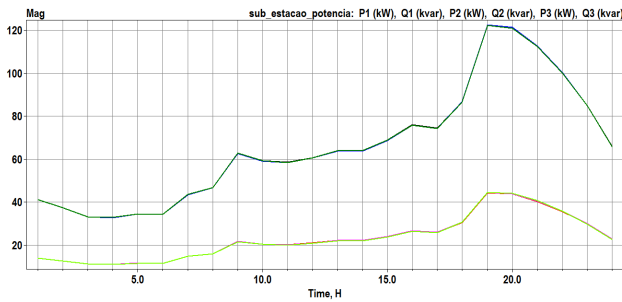


Figura 6. Potência Ativa e Reativa na Subestação.

Comparando o comportamento das figuras acima percebemos que nos horários que o sistema demanda mais potência, é que ocorre um afundamento de tensão e vice-versa. Pois valores de tensão variam de acordo com a carga do sistema, sendo que eles aumentam para cargas reduzidas e diminuem para cargas mais expressivas Musse et al. (2017).

3.1 Comparação entre os casos

Os resultados desta seção servirão de base para analisar os impactos da penetração fotovoltaica nas barras de acoplamento e os gráficos correspondem a cada caso na ordem encontrada na subseção 2.4. As barras que serão analisadas serão: 'R17' e 'R18'. Essas barras foram escolhidas por mostrarem um grande impacto no seu comportamento quando os painéis foram introduzidos.

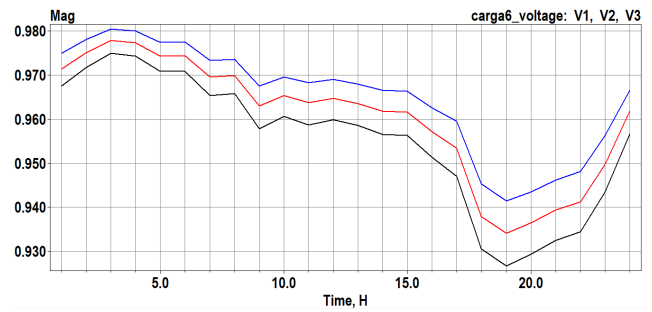
A primeira barra a ser analisada será a 'R18' e as comparações estão mostradas na Fig. 7.

Observando o caso base, podemos concluir que a tensão possui algumas variações durante o dia de acordo com o carregamento do sistema. No período de 0h às 6h a tensão apresenta um valor alto devido a baixa carga. O período de carga média, de 7h às 17h, as tensões sofrem uma queda. Após esse horário a curva de carga aumenta tendo o seu pico em 19 horas que é o horário com o menor valor de tensão. Os máximos valores de tensão são próximos ao horário de maior irradiação solar reforçando o fato de que os picos de tensão ocorrem no instante de maior penetração PV.

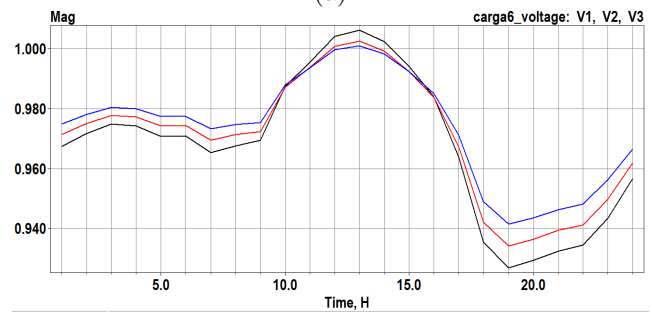
A injeção de potência pela geração PV ocorre no período entre 7h e 19h. Podemos perceber que ocorreu uma grande variação e aumento na tensão conforme geração PV aumentou. As barras mais críticas do sistema são as que recebem acoplamento PV pois tem a maior variação de tensão e por isso foram analisadas. No caso 4, o mais crítico de todos, a tensão chega a ultrapassar 1.065 p.u, por volta de 13h.

Na Fig. 8, ao analisar o fluxo na linha que chega nessa barra para o caso 4, podemos entender melhor o porque desse comportamento.

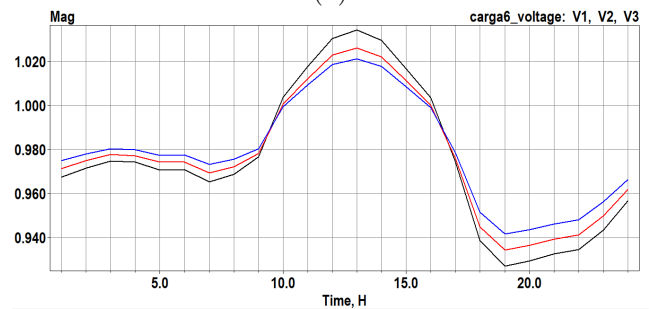
Na linha conectada a barra 'R18', há um fluxo reverso fluindo da carga para a subestação. Esse fluxo coincide com o horário que a geração está maior do que o consumo da carga ocasionando aumento de tensão e grandes variações na mesma.



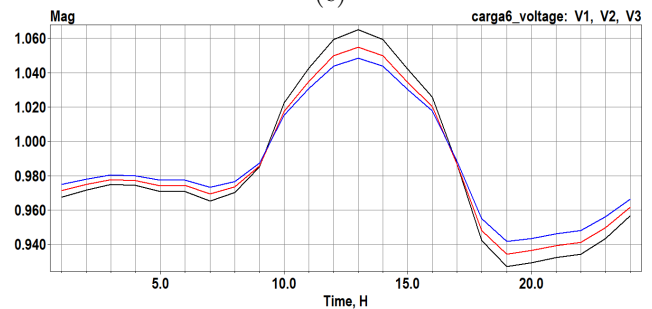
(a)



(b)



(c)



(d)

Figura 7. Curvas de Tensão na Barra R18. (a) Caso Base. (b) Caso 2. (c) Caso 3. (d) Caso 4.

Os valores da magnitude da potência ativa apresentada na Figura 8, é negativo devido ao sentido da corrente que está sendo injetado. Isso ocorre devido a configuração de "default" do OpenDSS.

A Fig. 9 mostra o comportamento da barra 'R17' para o caso base e o caso 4.

Podemos analisar através da figura 9 que para o caso 4 a barra R17 não atinge os níveis de tensão da barra R18. No entanto, devido a sua proximidade com a mesma, ocorreu um significativo aumento na tensão em seus terminais.

A observação de barras 'R17' e 'R18' do sistema demonstra que as barras mais impactadas são as de final de linha

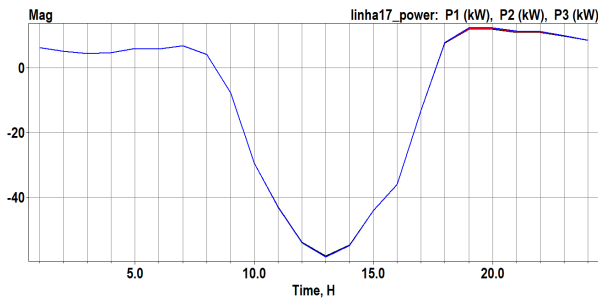
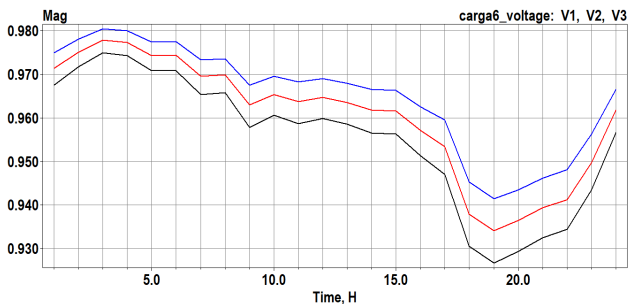
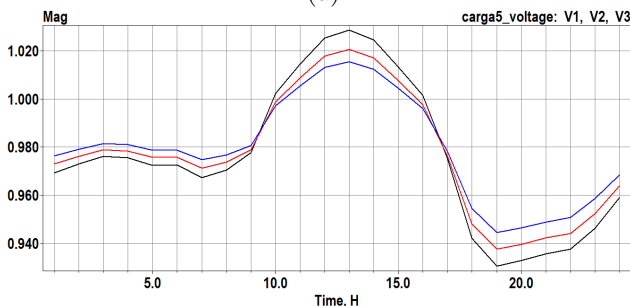


Figura 8. Fluxo de Potência da Linha 17 - Caso 4.



(a)



(b)

Figura 9. Curvas de Tensão na Barra R17. (a) Caso Base. (b) Caso 4.

dado que, independente do caso, a barra 'R18' apresentou maiores variações de tensão que a barra 'R17'. Outro fator importante para ser destacado é o fato de que a penetração PV impacta de forma mais branda o sistema quando dividida entre mais barras, ou seja, no sistema estudado de acordo com a modelagem implementada, apenas usinas solares com penetração acima de 50% da demanda do sistema tem um impacto considerável e acarretam reais problemas a rede. Apesar, das diferenças entre o sistema Europeu e o Brasileiro, as características de fluxo reverso podem ser enaltecidas e guardadas as devidas proporções de níveis de tensão para operação de cada sistema, a rede nacional, terá as mesmas características de impacto.

4. CONCLUSÃO

O principal objetivo deste trabalho foi analisar o comportamento da tensão nas barras de sistemas de distribuição perante diversos níveis de penetração fotovoltaica. O sistema de baixa tensão Cigré-18 barras foi modelado no software OpenDSS e as simulações mostraram que a penetração PV afeta de forma expressiva o perfil de tensão da rede elétrica. A geração fotovoltaica superior a carga local mostrou-se um fator de extrema importância já que

nesses pontos de acoplamento o fluxo é bidirecional de acordo com o horário, provocando aumento de tensão no ponto de conexão da geração PV. Outro impacto direto do fluxo reverso é o aumento da variação de tensão, podendo acometer a qualidade de energia entregue ao consumidor e reduzir a vida útil de equipamentos. O estudo ratifica a ocorrência de maiores sobretensões em barras de acoplamento e eletricamente próximas, mostrando que esses pontos devem ter uma análise mais detalhada. Além disso, o impacto de grandes usinas solares instaladas no sistema, acarretam problemas de operação e trazem necessidades de controle para o correto funcionamento de suas grandezas elétricas. Os trabalhos futuros que podem ser desenvolvidos são: melhorar o código base através do uso de capacitores nas barras, e assim aproximar o perfil de tensão Europeu ao Brasileiro. Utilizar reguladores de tensão para controle em situações de sobretensão, implementar outras formas de geração distribuída na rede de distribuição para estudar a interação entre elas, empregar armazenadores de energia próximo aos locais de geração distribuída e desenvolver algoritmos para controle de inversores inteligentes, com propostas como o Volt-Var e Volt-Watt.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem a Fapemig, CNPq, CAPES, Finep, Inerge e o Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica - PPEE por apoiar este projeto.

REFERÊNCIAS

- Anzalchi, A., Sundararajan, A., Moghadasi, A., and Sarwat, A. (2017). Power quality and voltage profile analyses of high penetration grid-tied photovoltaics: A case study. In *2017 IEEE Industry Applications Society Annual Meeting*, 1–8. IEEE.
- Baran, M.E., Hooshyar, H., Shen, Z., and Huang, A. (2012). Accommodating high pv penetration on distribution feeders. *IEEE Transactions on smart grid*, 3(2), 1039–1046.
- Barbosa Filho, W.P. and AZEVEDO, A.C.S.d. (2016). Geração distribuída: vantagens e desvantagens. *Acesso em*, 97.
- Cemig (2016). Nd5.31-requisitos para conexão de acessantes produtores de energia elétrica ao sistema de distribuição da cemig d – média tensão .
- Chidurala, A. (2016). High penetration of pv systems in low voltage distribution networks: Investigation of power quality challenges and mitigation.
- Cigré (2014). Benchmark systems for network integration of renewable and distributed energy resources. Disponível em: <https://e-cigre.org/publication/575-benchmark-systems-for-network-integration-of-renewable-and-distributed-energy-resources>. Acesso em: 26 Dezembro 2019.
- Council, W.E. (2017a). World energy resources 2016.
- Council, W.E. (2017b). World energy scenarios 2017 | latin america & the caribbean energy scenarios. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/PDE202027.pdf>. Acesso em: 25 de Junho 2019.
- dos Santos, Í.P. and Rütther, R. (2012). The potential of building-integrated (bipv) and building-applied photo-

- voltaics (bapv) in single-family, urban residences at low latitudes in brazil. *Energy and Buildings*, 50, 290–297.
- EPE (2017). Plano decenal de expansão de energia 2027. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/sites-pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/PublicacoesArquivos/publicacao-332/PDE202027.pdf>. Acesso em: 25 de Junho 2019.
- EPRI (2011). Opendss pvsystem element model.
- EPRI (2016). Open distribution system simulator (opendss). program sourceforge.net. Disponível em: <https://sourceforge.net/p/electricdss/news/2016/07/portuguese-version-of-opendss-primer-posted/>. Acesso em: 12 dez. 2019.
- Francisquini, A.A. (2006). Estimação de curvas de carga em pontos de consumo e em transformadores de distribuição.
- Hou, Y. (2014). Impact on voltage rise of photovoltaic generation in swedish urban areas with high pv population.
- INMET (2018). Dados em estações convencionais. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/portal/index.php?r=estacoes/estacoesConvencionais..> Acesso em: 17 de Junho 2018.
- Mukwekwe, L., Venugopal, C., and Davidson, I.E. (2017). A review of the impacts and mitigation strategies of high pv penetration in low voltage networks. In *2017 IEEE PES PowerAfrica*, 274–279. IEEE.
- Musse, B.F., Silva, N.L., Silva, D.C., de Oliveira, L.W., and de Oliveira, J.G. (2017). Controller-hardware-in-the-loop simulation of a distribution system with pv penetration using rtds and dspace. In *2017 Brazilian Power Electronics Conference (COBEP)*, 1–6. IEEE.
- Oliveira, L.W. and Maria, T.C.J. (2017). Planning of renewable generation in distribution systems considering daily operating periods. *IEEE Latin America Transactions*, 15(5), 901–907.
- Rüther, R. and Zilles, R. (2011). Making the case for grid-connected photovoltaics in brazil. *Energy policy*, 39(3), 1027–1030.
- Tonkoski, R., Turcotte, D., and El-Fouly, T.H. (2012). Impact of high pv penetration on voltage profiles in residential neighborhoods. *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 3(3), 518–527.
- Yan, R. and Saha, T.K. (2012). Investigation of voltage stability for residential customers due to high photovoltaic penetrations. *IEEE transactions on power systems*, 27(2), 651–662.