

Análise da inserção de geração distribuída fotovoltaica em um modelo de sistema elétrico de distribuição real utilizando o software OpenDSS

Matheus Holzbach* Samilly T. F. Ferreira Carla C. S. Carvalho** Adriana S. Resende** John F. Franco***

*Universidade Estadual Paulista “Júlio de Mesquita Filho”, Avenida Professor José Carlos Rossi, 1370, Campus 3, UNESP, Ilha Solteira-SP (e-mail: matheus.holzbach@unesp.br, fredy.franco@unesp.br).

** Universidade do Estado de Mato Grosso, Avenida Francisco de Aquino Correia, Aquarela das Artes, Sinop-MT; (e-mail: samilly.teixeira@unemat.br, carla.carol@unemat.br, adrisore@unemat.br).

Abstract: Currently, the energy matrix has undergone numerous modifications in order to meet the new demands of this scenario in constant transformation. The technological improvement has provided an important advance in the use of renewable sources for energy production that aims to guarantee the environmentally correct consumption. However, the insertion of numerous photovoltaic systems, in the form of distributed generators, presented in recent years may cause impacts on the distribution network, because this initially was not conceptualized for this context. Thus, the present study seeks to analyze the insertion of distributed photovoltaic generation in a real distribution grid located in the city of Sinop, in the state of Mato Grosso. For the modeling of the distribution electric system the OpenDSS program was chosen and the data obtained from the local utility was considered, which was organized into 178 georeferenced bars.

Resumo: Atualmente, a matriz energética tem passado por inúmeras modificações com o objetivo de atender as novas demandas deste cenário em constante transformação. O aperfeiçoamento tecnológico tem proporcionado um avanço importante na utilização de fontes renováveis para produção de energia que almeja a garantia do consumo ambientalmente correto. Entretanto, a inserção de inúmeros sistemas fotovoltaicos, na forma de geradores distribuídos, apresentado nos últimos anos poderá ocasionar impactos na rede distribuição, pois esta inicialmente não foi conceitualizada para esse contexto. Sendo assim, o presente estudo busca realizar uma análise da inserção de geração distribuída fotovoltaica em uma rede de distribuição real localizada na cidade de Sinop, no estado de Mato Grosso. Para a modelagem do sistema elétrico de distribuição foi escolhido o programa OpenDSS e considerados os dados obtidos com a concessionária de energia local, o qual foi organizado em 178 barras georreferenciadas.

Keywords: Distributed Generation; OpenDSS; Distribution Systems; Electric Power System.

Palavras-chaves: Geração Distribuída; OpenDSS; Sistemas de Distribuição; Sistema Elétrico de Potência.

1. INTRODUÇÃO

Na atualidade, o setor energético está em constante expansão e é compreendido mundialmente e majoritariamente por uma matriz energética oriunda de fontes não renováveis, tornando necessária a busca por fontes alternativas eficientes, abundantes e mais viáveis na natureza. Posto isto, devido ao crescente interesse por fontes renováveis de energia que contribuam com a sustentabilidade e ainda ofereçam retorno financeiro atrativo aos seus consumidores, a energia fotovoltaica ganhou espaço. Neste tipo de sistema, para geração de eletricidade, seu funcionamento sucede-se através da captação de raios solares por meio de células fotovoltaicas, as quais são capazes de realizar a conversão da irradiação coletada em corrente elétrica na forma contínua mediante ao denominado efeito fotovoltaico, podendo ser aproveitada pelos consumidores em corrente alternada.

Tendo sido popularizada nos últimos anos, este tipo de geração, de acordo com o relatório internacional da

Renewables Global Status Report, obteve um incremento mundial anual de 22,5% em 2019, correspondente a um acréscimo de 115 GW (REN, 2020). No Brasil, o crescimento do aproveitamento desta e de outras fontes renováveis, para geração de eletricidade, têm sido incentivadas principalmente pela regulamentação da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), que possibilitou aos consumidores cativos a produção da sua própria energia e a injeção do excedente na rede da concessionária, por meio de um sistema de compensação de créditos. A instalação destes geradores, no próprio local de consumo, foi denominada de Geração Distribuída (GD), podendo ser classificados ainda pela sua faixa de potência como microgeradores até 75 kW e de minigeradores de 75kW a 5MW.

Uma das principais razões pelo qual a GD vem ganhando destaque, são as diversas facilidades que ela possibilita aos seus usuários, como acordos com instituições financeiras na compra dos equipamentos e abatimento da produção de energia nas faturas. Outras vantagens que a geração distribuída

dispõe são o menor custo na distribuição e melhor qualidade da energia produzida (RODRIGUES; FERREIRA, 2020). Além disso, o país dispõe de características favoráveis na difusão da geração fotovoltaica, pois apresenta localização auspiciosa com um regime estável de baixa nebulosidade e alta incidência de radiação solar durante quase o ano todo, sendo segundo Associação Brasileira de Energia Solar Fotovoltaica (ABSOLAR, 2020), o país que alcançou os melhores índices de crescimento, com a notável quantia de 2,1 GW instalados no ano de 2019.

Nesta perspectiva, o exponente florescimento da energia solar necessita ser avaliado, uma vez que a alta concentração de geradores na rede pode tornar-se uma complicação para o equilíbrio de todo sistema elétrico. Em vista disso, é possível deparar-se na literatura com pesquisas contendo casos que estudam os impactos da inserção da GD em situações distintas. O comportamento do sistema elétrico de distribuição é observado por Mohammadi, El-Kishyky e Abdel-Akher (2014), quando ocorre a inserção de pequenas centrais de GD, onde constatou-se uma elevação no nível de tensão nas barras do sistema, somando-se a redução das perdas no alimentador principal, como consequência do decréscimo de corrente injetada pela subestação. Todavia, caso a injeção de potência fornecida pela GD for superior a potência aproveitada pelas cargas, haverá um fluxo de corrente com orientação oposta, tendo capacidade de motivar aumentos notáveis nas perdas do sistema (MOMANI; HARB; AMOURA, 2017).

Percebe-se que o uso de pequenos GDFV pode apresentar uma solução fiável e com ótimos benefícios a rede de distribuição, contudo a inserção massiva e desordenada desses sistemas pode acarretar impactos diretos no sistema elétrico de distribuição, acarretando desafios as distribuidoras de energia elétrica no equilíbrio dos níveis de perfil de tensão, estabilidade do sistema, parâmetros de curtos-circuitos, entre outros (QUEIROZ et. al, 2020). Tais impactos, decorrem pela conceitualização das redes de distribuição serem inicialmente unidirecionais (da fonte para a carga), neste novo cenário, com a inserção de geradores ao longo da rede pode proporcionar modificações no fluxo de potência e tornar o sistema bidirecional (Vargas, 2018). Sendo assim, os setores responsáveis pelo planejamento e manutenção das redes demandam o aumento de pesquisas relacionadas a esse tema na literatura, que tratam de diferentes aspectos, como impactos no fator de potência do sistema (Paludo, 2014), ajustes necessários nos equipamentos de proteção (Mendes, 2018), ajustes na regulação de tensão (Gastelu, 2020), entre outros.

No artigo de Santos e Issa (2014), avaliou-se a adoção de uma metodologia para determinação da capacidade de hospedagem de um sistema, que designou o número de GDs capazes de serem vinculadas a rede sem afetar sua operação, mediante a análise das distorções harmônicas originadas pelos instrumentos não lineares, integrantes a estrutura. A metodologia sugerida é um cálculo para o melhor e pior cenário, feito com base na máxima distorção de tensão, impedância harmônica, corrente harmônica, e por fim, a magnitude da capacidade harmônica, sendo esta equacionada duas vezes para ambos casos (pior ou melhor) (SANTOS; ISSA, 2014).

Com base nos pressupostos acima e a eminente expectativa de crescimento de instalações destes geradores nos próximos anos, o presente trabalho objetiva a análise das possíveis alterações que a atual inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos (GDFV) podem ocasionar em um caso particular de sistema elétrico de distribuição real. Dessa forma, com o entendimento real de suas alterações é possível buscar formas de atenuar seus impactos negativos e aproveitar os benefícios que a GD oferece ao desenvolvimento do setor elétrico.

2. CONSIDERAÇÕES INICIAIS E METODOLOGIA

A seguir, são apresentadas algumas considerações sobre a problemática e a metodologia abordadas para a realização deste estudo.

2.1 Motivação e Descrição da Problemática

O objeto de estudo desta pesquisa é uma rede de distribuição urbana que atende os consumidores de um condomínio residencial fechado de alto padrão, que compreende cerca de 415 residências, localizado na cidade de Sinop na região médio-norte do estado de Mato Grosso. A escolha desta rede, em específico, se deve ao elevado número de instalações de geradores distribuídos fotovoltaicos pelos seus consumidores, onde o seu crescimento pode ser observado por ano de conexão no gráfico de barras na Fig. 1 de acordo com os dados do sistema de registro de geração distribuída da ANEEL (2022).

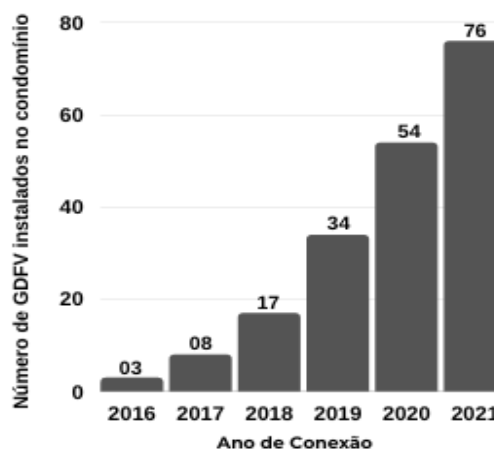


Fig. 1 Número de geradores distribuídos fotovoltaicos instalados no condomínio fechado por ano de conexão.

Além disso, nos últimos tempos, alguns consumidores conectados a esta rede têm apresentado problemas de oscilação nos níveis de tensão, resultando em danificação de aparelhos eletrônicos.

Consoante a isso, neste trabalho propõe a análise das interferências que a atual penetração de geradores distribuídos pode proporcionar a este sistema de distribuição. Para isso, foram construídos dois cenários de análise:

- Cenário 1: Modelo do sistema elétrico sem a presença de geradores distribuídos;

- Cenário 2: Modelo do sistema elétrico com a presença e operação dos 76 geradores distribuídos.

2.2 O Software OpenDSS

O OpenDSS é um *software* utilizado na simulação de sistemas elétricos de potência, desenvolvido pela *Electric Power Research Institute* (EPRI) e distribuído sob licença de código aberto. Este software é muito utilizado por concessionárias, empresas do ramo e pesquisadores, pois possui inúmeras ferramentas gratuitas e permite o cálculo do fluxo de potência, simulações de faltas, análises de harmônicas, entre outras funções. Além de não possuir limitação do tamanho máximo do sistema simulado e não requerer compra de pacotes adicionais.

Este programa pode ser implementado em duas versões, a primeira é *Component Object Model* (COM) sob a forma de um programa executável baseado em linhas de comando, onde é possível que o usuário realize a descrição de circuitos, a solução e a visualização de resultados. Já a segunda compreende um servidor implementado a partir de uma *Dynamic Link Library* (DLL) que pode ser controlado por uma variedade de outros softwares existentes, dado que o OpenDSS detém comunicação com linguagens de programação como Python e C++, e de ferramentas da *MS Office*.

Neste estudo optou-se pela modelagem e implementação da primeira forma, visto que a grande maioria dos dados já estavam tabulados em planilhas eletrônicas, o que facilitou a construção do código de controle do programa.

2.3 Verificação dos níveis de tensão local

Com o objetivo de averiguar o comportamento e a variação do nível de tensão da rede de distribuição ao longo do dia, foi utilizado um analisador e multimedidor de energia elétrica polifásico portátil do tipo TRUE RMS para medições até 200 amperes, modelo DMI P200 da marca ISSO Digital, instalado próximo a medição de um consumidor, localizado na barra 137 do sistema por um período de 48 horas.

3. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

O sistema de distribuição em estudo consiste em uma rede trifásica de entrada primária em 13,8 kV e conexão com o alimentador 075005 da concessionária local, Energisa Mato Grosso. O sistema compreende ainda 13 transformadores para atendimento dos consumidores em tensão secundária de 220/127V.

Para modelagem no programa escolhido, o sistema foi distribuído e organizado em 178 barras georreferenciadas no sistema de coordenadas *Universal Transversa de Mercator* (UTM), que possibilita a visualização em eixo x e y pelo *software* conforme disposto no diagrama unifilar da Fig. 2.

As linhas de distribuição da rede elétrica são construídas no sistema de rede aérea compacta com condutores protegidos para o primário e rede secundária multiplexada, sendo as impedâncias características consideradas de acordo com as

tabelas 21 e 22 da Norma de Distribuição Unificada (NDU) – 006: Critérios Básicos para Elaboração de Projetos de Redes de Distribuição Aéreas Urbanas da concessionária Energisa (2018).

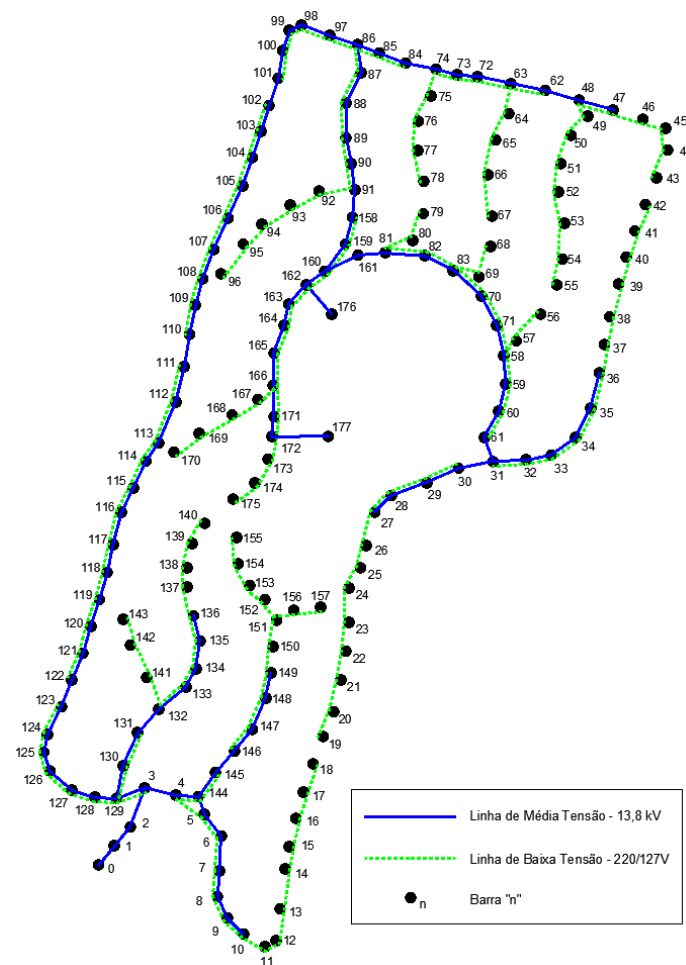


Fig. 2 Diagrama unifilar para a rede de distribuição em estudo.

As cargas do sistema foram distribuídas aleatoriamente entre as barras de baixa tensão conforme o percentual de carregamento do transformador que atende o circuito. As curvas de demanda utilizadas para o estudo podem ser observadas nos gráficos das Fig. 3, para os consumidores residenciais, e da Fig. 4 para as barras 176 e 177 reservadas aos serviços de manutenção do condomínio.

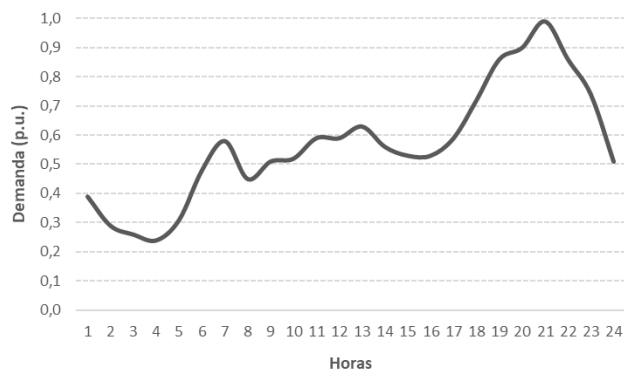


Fig. 3 Curva de demanda diária para os consumidores residenciais.

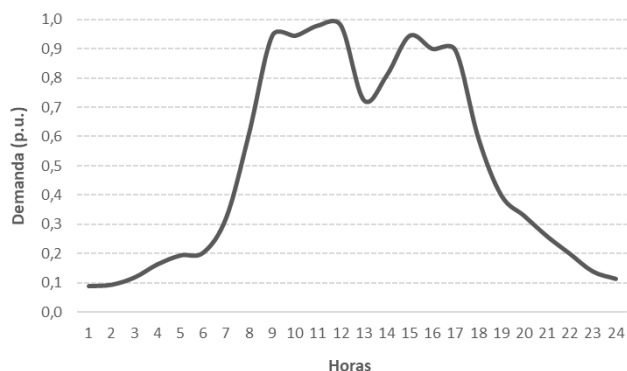


Fig. 4 Curva de demanda diária para as barras 176 e 177 de uso do condomínio.

Para fins de parametrização das variáveis de geração dos sistemas fotovoltaicos inseridos no segundo cenário, foi escolhido o mês de agosto por apresentar a maior média do total diário da irradiação sob o plano inclinado, no total de 5,56 kWh/m²/dia, para a região que abrange a área urbana do município de Sinop, com ID 28221, segundo os dados Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia (LABREN) do Instituto Nacional de Pesquisas Espaciais (INPE). A variação de irradiação média ao longo do dia considerada neste estudo pode ser observada nas Fig. 5.

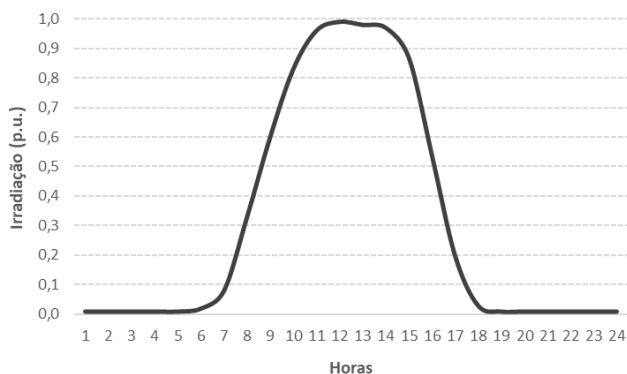


Fig. 5 Curva de irradiação média ao longo do dia para o mês de agosto considerado no estudo.

Já para a referência de variação de temperatura ao longo do dia, utilizou-se a média dos dados registrados para o mês de agosto pela estação automática A917 do Instituto Nacional de Meteorologia (INMET). A curva de variação média da temperatura no mês de agosto considerada neste estudo pode ser observada na Fig. 6.

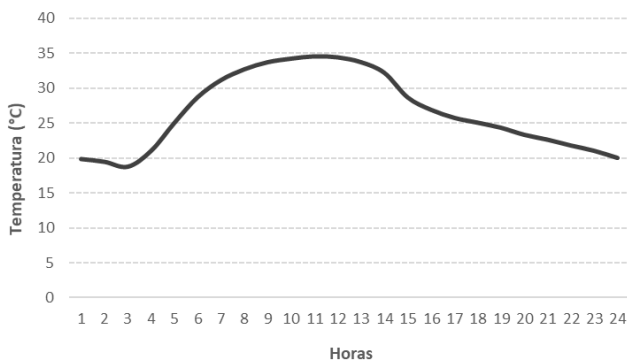


Fig. 6 Curva de variação de temperatura média para o mês de agosto considerado no estudo.

4. RESULTADOS E DISCUSSÕES

Inicialmente, utilizou-se o modo de solução *daily* para realizar a simulação do comportamento da rede de distribuição que atende o condomínio em estudo durante o período de 24 horas. Na Fig. 6, é apresentado o gráfico da potência demandada pelo alimentador para o primeiro cenário (sem a penetração de geradores distribuídos fotovoltaicos).

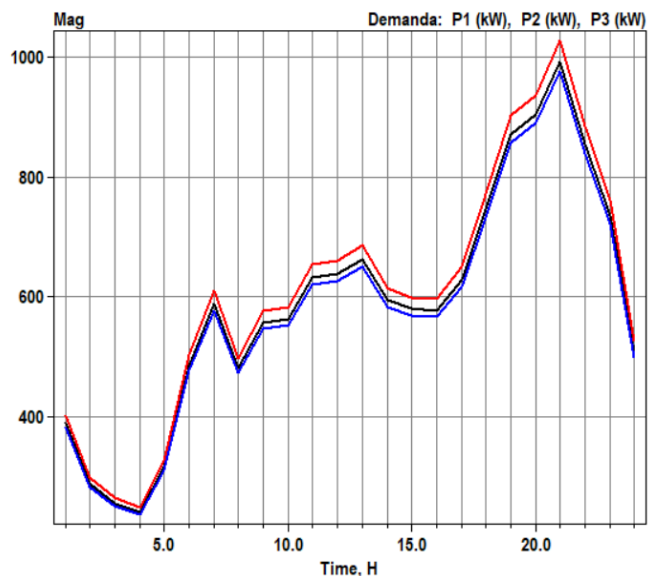


Fig. 6 Demanda diária simulada para o alimentador considerando as condições do cenário 1.

Observa-se que a demanda de potência neste sistema se assemelha muito a primeira curva de consumo devido as cargas inseridas nesta rede analisada serem predominantemente residenciais.

Quando a rede de distribuição está submetida as condições do cenário 2, no qual são alocados os geradores distribuídos nas barras de baixa tensão, a curva de demanda apresenta uma queda acentuada nos horários de produção dos sistemas fotovoltaicos, conforme pode ser observado na Fig. 7.

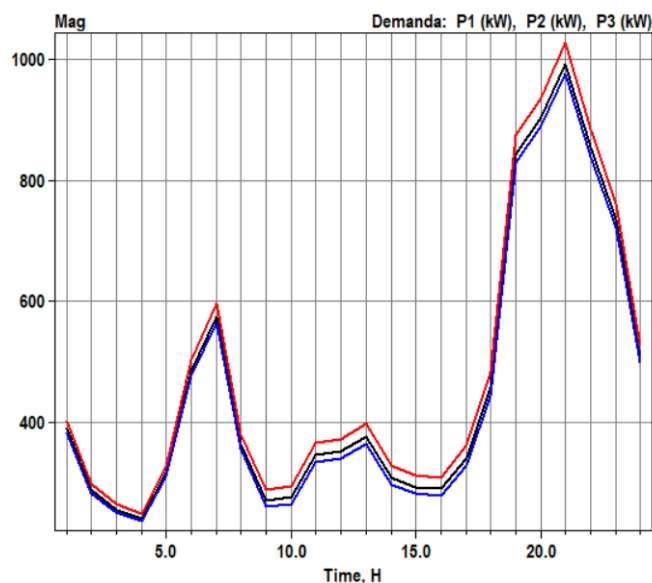


Fig. 7 Demanda diária simulada para o alimentador considerando as condições do cenário 2.

A redução se sucede ao fato de que a energia produzida pelos geradores distribuídos é absorvida localmente pelas cargas, no momento em que ela é injetada na rede. Tal redução implica ainda que neste período de produção, dos sistemas fotovoltaicos, haverá uma circulação de menor magnitude da corrente em partes do sistema de distribuição, tornando possível a redução das perdas técnicas provenientes do transporte de energia.

Na Tabela 1, pode-se observar para cada cenário simulado a energia total fornecida pelo alimentador, o consumo total de energia pelas cargas, a energia injetada pelos geradores e as perdas técnicas registradas no período de 24 horas simulado.

Tabela 1. Resumo de cada cenário simulado

Cenário	Energia Fornecida pelo Alimentador (kWh)	Energia Consumida pelas Cargas (kWh)	Energia Total Injetada (kWh)	Perdas Técnicas (kWh)
1	40985	38986	0	1999
2	33440	38986	6698	1152

As perdas técnicas registradas para o sistema analisado no primeiro cenário representam aproximadamente 4,88% de toda a energia fornecida pelo alimentador. Quando inseridos os geradores distribuídos houve uma redução de 847 kWh perdidos ao total pelo fornecimento de energia local, o que representa uma diferença de aproximadamente 42,4% de um cenário para o outro, representando ainda 2,81% de perdas para a energia consumida no cenário 1.

Com o intuito de comparar a redução no fluxo de potência simulado entre ambos cenários considerados foi utilizado o modo de solução *SnapShot* que reproduz a simulação para um único determinado horário, neste caso foi escolhido o horário de meio dia por ser o momento em que os sistemas fotovoltaicos apresentam maior produção. Na Fig. 8, é apresentado o fluxo de potência simulado para o cenário 1.

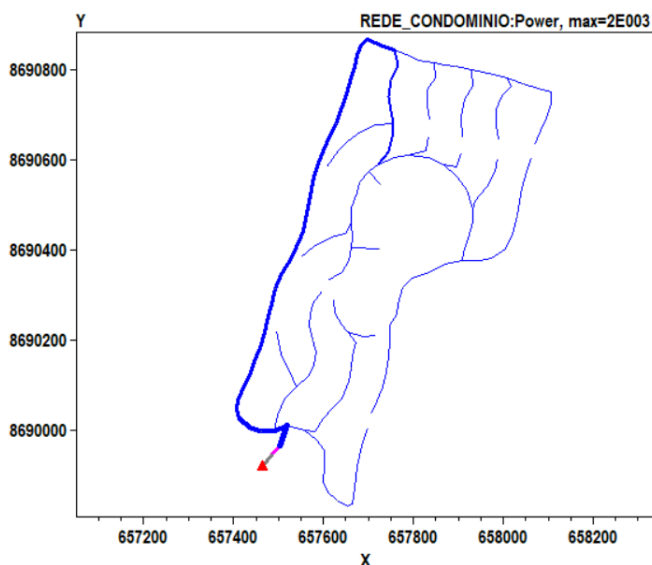


Fig. 8 Fluxo de potência para o cenário 1.

A espessura da linha indica a intensidade da potência que circula nesse ramo, quanto mais espessa a linha, maior será a intensidade do fluxo. Pode ser notado pelo gráfico da Fig. 8 a existência de um fluxo maior nas linhas localizadas na lateral esquerda do sistema de distribuição, por onde circula a maior parte da energia fornecida as cargas conectadas na rede de baixa tensão.

Na Fig. 9, está representado o fluxo de potência para o segundo cenário. Constatou-se, então, que a menor demanda viabilizada pela geração de energia no instante analisado, facultou na redução da espessura das linhas de transmissão do caso anterior.

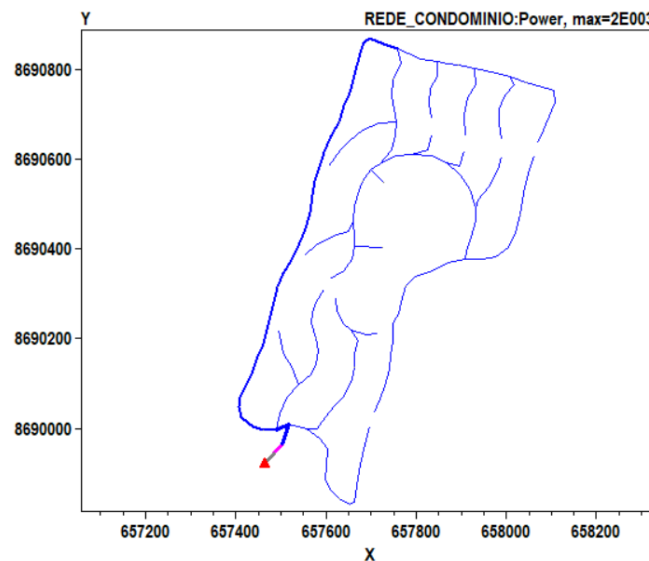


Fig. 9 Fluxo de potência para o cenário 2.

Verificou-se ainda o comportamento do perfil de tensão do sistema em estudo, dada a sua tensão em p.u. para cada barra do sistema em relação a distância, em quilômetros, do alimentador. No gráfico representado na Fig. 10 é apresentado o perfil de tensão para o primeiro caso.

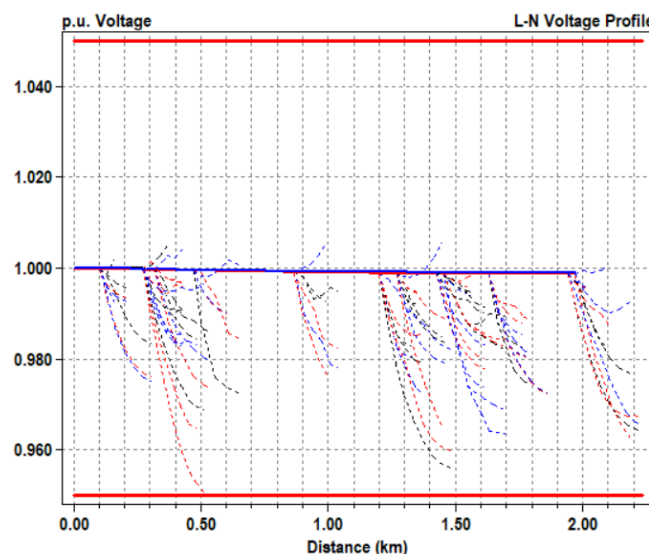


Fig. 10 Perfil de tensão do sistema para o cenário 1.

As linhas de distribuição em média tensão (linhas contínuas) apresentam uma pequena queda de tensão com pouca variação

conforme se distanciam do alimentador. Já as linhas de baixa tensão (linhas tracejadas) possuem uma queda considerável em seu nível de tensão, estando em alguns casos próximas do valor de 0.95 pu.

Entretanto, quando examinado o perfil de tensão para o cenário 2, apresentado na Fig. 11, identifica-se uma leve elevação no nível de tensão em algumas barras do sistema, principalmente nas barras de baixa tensão. Esta elevação está relacionada com a posição de instalação dos geradores distribuídos fotovoltaicos dentro do sistema de distribuição. Observa-se que enquanto estão em produção, estes têm o potencial de elevar os níveis de tensão locais das barras que estão conectados e suas respectivas vizinhas.

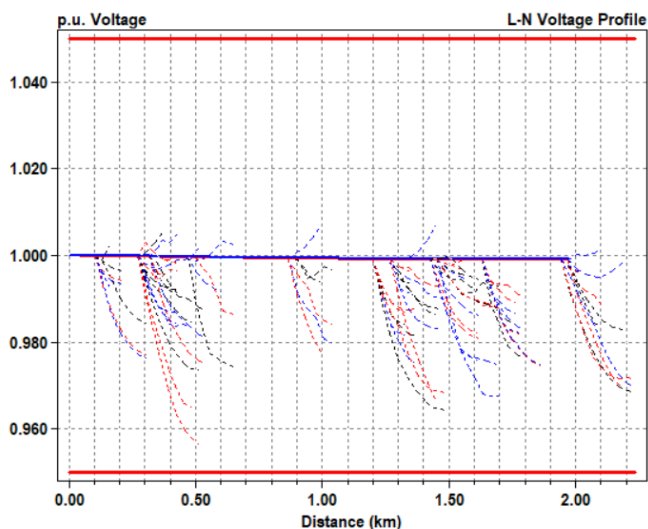


Fig. 11 Perfil de tensão do sistema para o cenário 2.

Os níveis de tensão para cada fase foram coletados no ponto de medição de energia de um consumidor que apresentava reclamações quanto a sua variação ao longo do dia. O período de medições compreendeu o período das 10h30min do dia 11/12/2021 até as 10h30min do dia 13/12/2021, perfazendo um total de 48 horas monitoradas, com uma frequência de amostragem a cada 10 segundos.

No gráfico apresentado na Fig. 12, fica claro a grande variação na tensão, primeiramente entre as fases da própria rede de distribuição, bem como na sua magnitude ao longo do dia.

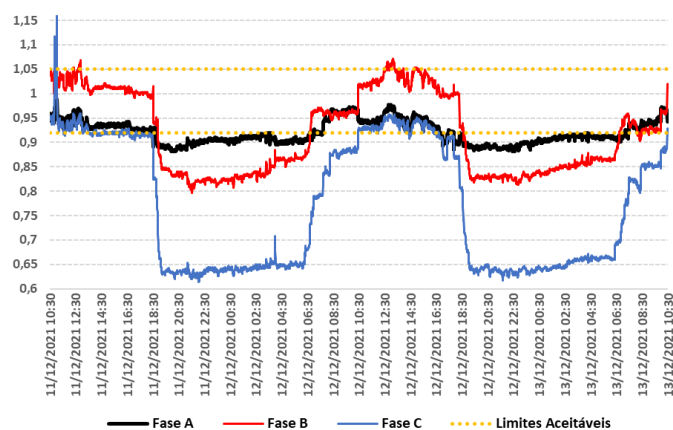


Fig. 12 Variação dos níveis de tensão na entrada de energia do consumidor conectado na barra 137.

Os níveis de tensão das fases tendem a cair conforme a potência demandada pelas cargas aumentam no final do dia e à noite. Entretanto, a tensão da fase C está muito abaixo dos níveis de qualidade aceitáveis, apresentando valores de 0,64 p.u. no período noturno. Observa-se também que o nível de tensão tende a subir a partir das 06h30min em uma curva muito semelhante ao perfil de geração dos sistemas fotovoltaicos, ressaltando a relação de alteração de sua magnitude com a presença da GDFV.

Além disso, verifica-se uma elevação acentuada, estando acima dos limites desejáveis, de 1,05 p.u., para operação normal do sistema conforme o módulo 8 do PRODIST no horário das 12h00min, quando os sistemas fotovoltaicos estão no pico de sua produção.

5. CONCLUSÃO

Nos últimos anos, o emprego de geradores fotovoltaicos para geração de energia descentralizada obteve um crescimento significativo em todo o país, sendo motivadas pelo aumento considerável nas tarifas de eletricidade e facilidades na aquisição dos equipamentos. Contudo, a penetração desordenada desses geradores no sistema de distribuição acarreta alterações em seu cenário de operação, as quais não eram previstas na sua conceptualização original de sistemas radiais.

Dessa forma, o presente estudo teve por objetivo analisar algumas das possíveis alterações observadas na literatura especializada que a inserção de geradores distribuídos fotovoltaicos acomete em um sistema de distribuição para um caso real. No modelo simulado no programa OpenDSS, a redução na curva de demanda do alimentador foi a alteração mais notável apresentada, pois obteve melhorias significativas na redução das perdas técnicas características do sistema de distribuição.

A presença do fluxo de potência reverso característico quando postos grandes níveis de penetração de geradores distribuídos, não foi observada no segundo cenário em estudo, devido a potencial atual instalado ser relativamente pequeno. A geração de energia, neste caso, ficou em níveis inferiores ao consumo.

Em relação a alteração dos níveis de tensão na simulação não foi apresentada uma transgressão significativa no sistema quando os geradores fotovoltaicos estavam no pico de sua produção. Contudo, cabe ressaltar que nesses momentos a GD pode atenuar ou amplificar os problemas ou características já existentes na rede de distribuição, como por exemplo, a configuração de TAP dos transformadores para compensar as quedas de tensão da rede, elevando ainda mais os seus níveis locais.

Cabe ressaltar que no estudo apresentado, ainda existem outras análises que podem ser realizadas em estudos futuros para o planejamento da inserção de novos geradores na rede, como a inferência de harmônicas na qualidade de energia, estudos de alteração nos parâmetros de curto-circuito, fator de potência, alocação de banco de capacitores e baterias, além da inserção de reguladores de tensão automáticos.

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Fundação de Amparo à Pesquisa do Estado de Mato Grosso (FAPEMAT) – Processo 0378574/2021 pelo apoio financeiro.

REFERÊNCIAS

- ABSOLAR – Associação Brasileira de Energia Solar. (2020). Energia solar cresce 22,5% no mundo. Disponível em: <https://www.absolar.org.br/noticia/energia-solar-cresce-225-no-mundo/>.
- ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica. (2022). Unidades com Geração Distribuída. Disponível em: <https://app.powerbi.com/view?r=eyJrIjoiY2VmMmUwN2QtYWFiOS00ZDE3LWI3NDMtZDk0NGI4MGU2NTkxIiwidCI6IjQwZDZmOWI4LWVjYTctNDZhMi05MmQ0LWVhNGU5YzAxNzBIMSIsImMiOiJR9>.
- Energisa. (2018). NDU 006 - critérios básicos para elaboração de projetos de redes de distribuição aéreas urbanas (versão 5.0). Disponível em: <https://www.energisa.com.br/Documents/Normas%20t%20c3%a9ncias/NDU%20006%20-%20Crit%20c3%a9rios%20B%20c3%a1sicos%20para%20Elabora%20a7%20c3%a3o%20de%20Projetos%20de%20Redes%20de%20Distribui%20c3%a7%20c3%a3o%20A%20c3%a9reas%20Urbanas%20V5%20.pdf>. pp. 115-116.
- Gastelu, J.V. (2020). Controle de tensão local para redes de baixa tensão com alta presença de geração fotovoltaica. *Universidade Estadual Paulista*, pp. 14-22.
- INMET – Instituto Nacional de Meteorologia. (2019). Dados registrados pela estação A917. 2019. Disponível em: <https://tempo.inmet.gov.br/TabelaEstacoes/A917>. Acesso em: 27 abr. 2022.
- LABREN – Laboratório de Modelagem e Estudos de Recursos Renováveis de Energia. (2022). Médias do total diário da irradiação no plano inclinado para o estado de Mato Grosso. Disponível em: http://labren.ccst.inpe.br/atlas2_tables/MT_inc.html. Acesso em: 27 abr. 2022.
- Mendes, M. A. (2018). Análise dos Impactos da Alta Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Proteção de Sobrecorrente Temporizada. *Universidade Federal do Espírito Santo*, pp. 22-34.
- Mohammadi, P., El-Kishyky, H., Abdel-Akher, M., Abdel-Salam, M. (2014). The impacts of distributed generation on fault detection and voltage profile in power distribution networks. *IEEE International Power Modulator and High Voltage Conference (IPMHVC)*, pp. 191-196.
- Momani, T.A., Harb, A., Amoura, F. (2017). Impact of photovoltaic systems on voltage profile and power losses of distribution networks in Jordan. *The international renewable energy congress*, pp. 2-7.
- Paludo, J.A. (2014). Avaliação dos impactos de elevados níveis de penetração de geração fotovoltaica no desempenho de sistemas de distribuição de energia elétrica em regime permanente. *Universidade de São Paulo*, pp. 70-97.
- Queiroz, L.G.O., Mendes, M.A., Vargas, M.C., Tonini, L.G.R., Rocha, A.S.F, Araujo, M.R.S, and Batista, O.E. (2020). Variação de tensão em rede de distribuição de energia elétrica com alta penetração de geração distribuída fotovoltaica. *Anais do congresso brasileiro de automática*, v. 2, n. 1, pp. 1-8.
- REN - Renewables Global Status Report. (2021). Renewables 2020. Disponível em: [ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf](https://www.ren21.net/wp-content/uploads/2019/05/gsr_2020_full_report_en.pdf).
- Rodrigues, J.V.J.B, and Ferreira, M.M.M. (2020). Estudo preliminar de viabilidade econômica de geração de energia solar fotovoltaica conectada à rede em uma fábrica de montagem de motores. *Universidade Tecnológica Federal do Paraná*, pp. 11-18.
- Santos, I.N., and Issa, L.E. (2014). Calculando a capacidade de hospedagem da rede com vistas à inserção de geração distribuída no tocante às distorções harmônicas. *XII Conferência de estudos em engenharia elétrica*, pp. 1-5.
- Vargas, M. C. (2018). Análise dos Impactos das Falhas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica. *Universidade Federal do Espírito Santo*, pp. 41-57.