

Variação de Tensão em Rede de Distribuição de Energia Elétrica com Alta Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica

Luann Georgy Oliveira Queiroz*. Mariana Altoé Mendes*. Murillo Cobe Vargas*.

Luiz G. Riva Tonini*. Amanda S. Fernandes Rocha**. Maeva R. S. Soares Araujo***. Oureste Elias Batista.*

*Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal do Espírito Santo
(luann.queiroz@edu.ufes.br; murillo.vargas@edu.ufes.br; mariana.a.mendes@edu.ufes.br.; luiz.tonini@edu.ufes.br;
oureste.batista@ufes.br)

**Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal Rural do Semiárido
(amanda_suianny@hotmail.com)

*** *Programa de Pós Graduação em Engenharia Elétrica, Universidade Federal da Paraíba
(maeva.araujo@cear.ufpb.br)

Abstract: The use of photovoltaic systems through Distributed Generation (DG) has been growing at an accelerated pace worldwide, being driven mainly by the benefits that can be used. However, the massive use of this technology can damage the distribution networks, changing, for example, the voltage levels of the system. The present work performs a quantitative evaluation of the voltage variability in the energy distribution network applied in the IEEE 13 Node Test Feeder system and using a simplified model of photovoltaic generators. The demand of the system's loads and the power levels of the generators were varied according to load curves data and specific weather conditions. The results obtained showed an increase in tension in the analyzed nodes, generating a maximum variation of 3.69%, 5.85% and 6.11% in Nodes 634, 671 and 675, respectively.

Resumo: A utilização de sistemas fotovoltaicos por meio da Geração Distribuída (GD) vem crescendo em um ritmo acelerado em todo mundo, sendo impulsionada principalmente pelos potenciais benefícios que tal modalidade pode proporcionar. No entanto, a utilização massiva dessa tecnologia pode acarretar impactos significativos nas redes de distribuição, alterando, por exemplo, os níveis de tensão do sistema. O presente trabalho realiza uma avaliação quantitativa da variabilidade de tensão em uma rede de distribuição de energia baseada no sistema IEEE 13 Node Test Feeder, utilizando um modelo simplificado de geradores fotovoltaicos. A demanda das cargas do sistema e os níveis de potência fornecida pelos geradores foram variados de acordo com dados de curva de carga e condições meteorológicas específicas. Os resultados obtidos apontaram uma elevação da tensão nos nós analisados, gerando uma variação máxima de 3,69%, 5,85% e 6,11% nos Nós 634, 671 e 675, respectivamente.

Keywords: Photovoltaic Systems; Distributed Generation; Distribution Networks; Voltage Variability; IEEE 13 Node Test Feeder.

Palavras-chaves: Sistemas Fotovoltaicos; Geração Distribuída; Redes de Distribuição; Variabilidade de Tensão; IEEE 13 Node Test Feeder.

1. INTRODUÇÃO

Na última década, a utilização da Geração Distribuída cresceu expressivamente, sendo impulsionada pelo estímulo às fontes alternativas para a redução da emissão de poluentes, e pelas políticas de incentivo à essa modalidade de geração. Além disso, a contínua redução dos custos que abrangem esse tipo de sistema, principalmente no que diz respeito a Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV), promove a sua popularização e competitividade frente outras fontes, especialmente em países como o Brasil, que apresenta condições climáticas favoráveis para o aproveitamento da energia solar (Haghdadi *et al.*, 2018).

Apesar dos benefícios provocados pela utilização da GDFV, a inserção massiva desses sistemas acarreta impactos diretos na

operação das redes de distribuição, alterando parâmetros relacionados ao perfil de tensão, estabilidade do sistema e aos níveis de curtos-circuitos, tornando-se um grande desafio para as distribuidoras de energia elétrica. Esses impactos ocorrem porque a integração dessas unidades possibilita a migração de um sistema inicialmente unidirecional para um sistema bidirecional, proporcionando modificações no fluxo de potência (Vargas, 2018).

O cenário descrito pode influenciar diretamente no planejamento, proteção e manutenção da rede, estimulando o aumento de pesquisas relacionadas a esse tema na literatura, que tratam de diferentes aspectos, como impactos nos níveis de curto-circuito (Vargas, 2018), ajustes necessários nos equipamentos de proteção (Mendes, 2018), impactos na regulação de tensão (Barker and De Mello, 2000), entre outros.

Apesar do grande número de pesquisas relacionadas a GDFV, ainda não existe uma conclusão generalizada sobre os seus efeitos no sistema elétrico de potência, onde muitos desses trabalhos utilizam uma modelagem complexa dos geradores, dificultando sua implementação e promovendo um maior tempo e custo computacional. Ademais, aspectos relevantes, como a variação da demanda por parte dos consumidores, e a variação da potência fornecida dos geradores fotovoltaicos muitas vezes são ignorados.

O presente trabalho realiza uma avaliação quantitativa da variação de tensão, ocasionada pela presença da GDFV, em um sistema de distribuição de média tensão, analisando um cenário com 100% das cargas do sistema integradas a GDFV. Será utilizado como base uma modelagem simplificada de geradores fotovoltaicos, considerado casos onde a potência do gerador e a demanda de cada carga variam ao longo do dia.

2. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA

A geração distribuída de energia elétrica caracteriza-se essencialmente pela proximidade entre o sistema de geração e o de consumo, abrangendo diferentes fontes de energia, como solar, eólica e hídrica. Através dessa modalidade, o aproveitamento da energia solar vem sendo realizado de maneira mais significativa, garantindo, dentro do contexto da GD, que a energia solar fotovoltaica se sobressaia em relação a outras fontes (ANEEL, 2020b).

Devido à sua perspectiva de rápido crescimento e a ampliação dos investimentos realizados, o mercado fotovoltaico vem ganhando mais espaço em todo mundo. Atualmente, o Brasil possui um total de 248.689 geradores distribuídos em atuação em mais de 4.600 municípios, representando cerca de 3,1 GW de potência. Desse total, a fonte solar fotovoltaica representa 99,8% do número de instalações e 94% de toda a potência instalada (ANEEL, 2020a).

Apesar dos números citados, o Brasil ainda não se enquadra como referência na utilização da GDFV, principalmente quando comparado a países que lideram a utilização dessa tecnologia, como China, Estados Unidos e Alemanha. Mesmo apresentando condições climáticas favoráveis para aproveitamento da energia solar, o mercado fotovoltaico no Brasil só passou a ter um crescimento significativo após a consolidação dos leilões de energia e de uma maior exigência pela diversificação da matriz energética nacional, objetivando diminuir a dependência de fontes hídricas e de combustíveis fósseis (Sampaio and González, 2017).

2.1 Regulamentação da GD no Brasil

O estabelecimento de regras para promover o acesso da microgeração distribuída aos consumidores foi um fator fundamental para a popularização da GD e, conseqüentemente, o crescimento do número de instalações em todo o Brasil. Tais regras, descritas na Tabela 1, dizem respeito a Resoluções Normativas (RN) que objetivam padronizar os processos de instalação e operação dos sistemas.

Tabela 1. Regulamentação da GD no Brasil

Ano	Norma	Principais Diretrizes
2008	Módulo 3 dos Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica (ANEEL, 2017a)	Estabelecer as condições de acesso, compreendendo a conexão e o uso, ao sistema de distribuição.
2012	RN n° 482/2012 (ANEEL, 2012)	Regras para o acesso de micro e minigeração distribuída aos sistemas de distribuição e de compensação de energia.
2015	RN n.º 687/2015 (ANEEL, 2015)	Atualização da norma de 2012. Objetivo de reduzir os custos e o tempo para a conexão da microgeração e minigeração.
2017	RN n° 786/2017 (ANEEL, 2017b)	Alterou os limites de potência correspondentes a minigeração distribuída, passando a ser definida entre 75 kW e 5 MW.

Dentre as normas citadas, a Resolução Normativa n° 482/2012 se destaca como o marco inicial da evolução da GD no Brasil, caracterizando-se como uma das principais políticas públicas de incentivo à essa modalidade, e representando um grande avanço da legislação nacional nesse contexto.

3. IEEE 13-NODE TEST FEEDER

Para analisar a variação de tensão no sistema frente a alta inserção da GDFV, foi utilizado o alimentador IEEE 13-Node Test Feeder. A escolha desse alimentador deve-se a diversificação de seu sistema, permitindo uma aproximação a sistemas reais, e a grande utilização dos alimentadores padronizados pelo *Institute of Electrical and Electronics Engineers* (IEEE) em simulações envolvendo geradores distribuídos (Zhang *et al.*, 2018), (Mendes, 2018), (Vargas, 2018).

O diagrama unifilar do IEEE 13-Node Test Feeder é apresentado na Fig. 1, onde pode ser observado a disposição dos seus nós, sendo o 650 a representação do nó da subestação. Ao longo dos seus barramentos o sistema compreende uma distância média de 1,24 km, possuindo linhas aéreas e subterrâneas, cargas desequilibradas, trechos trifásicos, bifásicos e monofásicos. A tensão na maioria dos barramentos é de 4,16 kV, com exceção do nó 634 que possui tensão de 480 V devido a presença de um transformador de 500 kVA entre o trecho 633-634. Além disso, nota-se a presença de um regulador de tensão no Nó 650, equipamento que pode interferir nos níveis de tensão do alimentador. Dessa forma, o regulador foi omitido na análise realizada neste trabalho, objetivando verificar o impacto isolado da GD.

Em relação as cargas presentes no sistema, as mesmas estão presentes em nove dos treze nós, abrangendo características distintas entre si, como tipo de carga, tipo de ligação e potência

instalada. A Tabela 2 exibe um maior detalhamento desses dados.

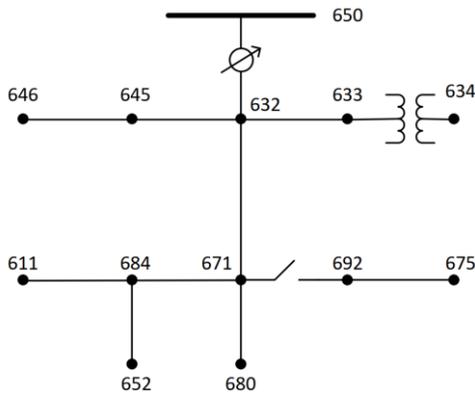


Fig. 1 IEEE 13-Node Test Feeder.

Tabela 2. Cargas do 13-Node Test Feeder

Local	Modelo	kW			kVAr		
		A	B	C	A	B	C
634	Y-PQ	160	120	120	110	90	90
645	Y-PQ	0	170	0	0	125	0
646	D-Z	0	230	0	0	132	0
652	Y-Z	128	0	0	86	0	0
632-671	Y-PQ	17	66	117	10	38	68
671	D-PQ	385	385	385	220	220	220
675	Y-PQ	485	68	290	190	60	212
692	D-I	0	0	170	0	0	151
611	Y-I	0	0	170	0	0	80
Total		1.158	973	1.135	606	627	753
		3.466			2.102		

Por meio da Tabela 2 verifica-se a variedade de cargas presente no alimentador, principalmente em relação as suas potências, que variam, de acordo com cada fase, de 0 kW a 485 kW e de 0 kVAr a 220 kVAr.

4. CURVAS DE CARGA

Objetivando uma análise mais fiel a sistemas reais, foram atribuídas variações na potência ativa e reativa das cargas do sistema, onde os valores apresentados na Tabela 2 foram considerados valores de pico. Tais variações foram realizadas com base em duas curvas de cargas distintas: uma residencial e outra industrial. A curva industrial, Fig. 2, foi incorporada à carga presente no nó 671, visto que é a carga com nível de potência mais elevado, enquanto para todas as demais cargas foi atribuída a curva residencial, Fig. 3.

Analisando a Fig. 2 e a Fig. 3, nota-se o diferente perfil de carga para cada tipo de consumidor. A característica do consumidor industrial é de uma maior demanda entre as 8 h e 17 h, horário comercial, e de uma redução desses valores entre as primeiras horas do dia e durante o horário de ponta, 18 h às 21 h. Vale ressaltar que os consumidores industriais são classificados de acordo com a atividade que efetuam, podendo ter diferentes curvas de carga dependendo de cada uma dessas

atividades. Dessa forma, a curva mostrada na Fig. 2 pode não acompanhar o perfil de consumo de certos setores.

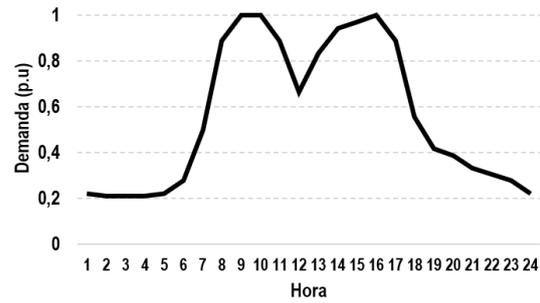


Fig. 2 Curva de Carga Industrial (De Oliveira, Padilha-Feltrin and Candian, 2006).

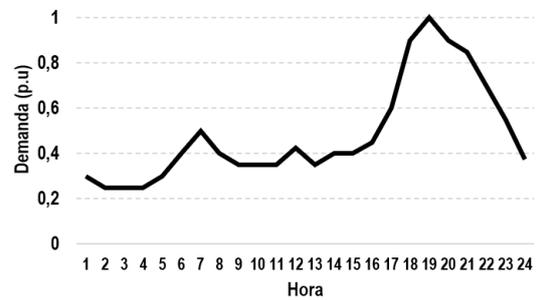


Fig. 3 Curva de Carga Residencial (De Oliveira, Padilha-Feltrin and Candian, 2006).

Por sua vez, o consumidor residencial apresenta seu pico de consumo durante o horário de ponta, possuindo baixos valores de demanda durante o restante do dia. Isso ocorre devido ao aumento expressivo do uso de iluminação nesse horário, além da utilização de aparelhos que contam com consumo elevado, como chuveiro elétrico e ares-condicionados (Jardini *et al.*, 2000) (Marques, Soares and Russi, 2016).

5. CARACTERIZAÇÃO DO SISTEMA FOTOVOLTAICO

5.1 Cálculo da Potência Gerada

Com o intuito de verificar a variação de tensão em meio a um cenário de alta penetração da GDFV, foi considerado que todas as nove cargas estão conectadas a essa modalidade de geração de energia. Dessa forma, e tendo em vista que cada carga apresenta diferentes valores de potência, o dimensionamento do sistema fotovoltaico foi realizado de forma individual para cada carga, onde a potência instalada de cada gerador apresenta um valor 40% maior em relação a potência ativa da respectiva carga instalada. Como a análise não será efetuada considerando edificações reais, não serão estabelecidos limites referentes ao espaço disponível para instalações dos módulos que poderiam restringir a potência gerada.

De acordo com Pinho e Galdino (2014), a potência de pico do gerador fotovoltaico pode ser calculada através de (1).

$$P_{FV} = \frac{E}{TD} \times \frac{1kW/m^2}{I_r} \quad (1)$$

Onde:

$P_{FV}(Wp)$ - Potência de pico do arranjo fotovoltaico;
 E (Wh/dia) – Consumo da edificação;
 Ir (kWh/m²) - Irradiação solar local;
 TD (adimensional) - Taxa de desempenho do sistema.

A Taxa de desempenho do sistema (TD) presente em (1) define-se como a relação entre o desempenho real do sistema e o desempenho previsto, atribuindo perdas inerentes envolvidas no processo de geração, por exemplo, quedas de tensão, sujidade, sombreamento e eficiência do inversor. Para Sistemas Fotovoltaicos Conectados à Rede (SFRCs) com alto índice de ventilação e não sombreados, pode ser adotado uma TD entre 70 e 80% (Pinho and Galdino, 2014).

De posse dos valores de pico de cada arranjo fotovoltaico, e desenvolvendo (1), é possível obter a potência gerada por cada SFRC. Além disso, levando em conta a sensibilidade das células fotovoltaicas que constituem os módulos à temperatura, as perdas (PT) no processo de geração associadas a esse parâmetro podem ser consideradas, resultando em uma estimativa da potência fornecida mais precisa, conforme descrito em (2).

$$E = \frac{P_{FV} \times TD \times Ir \times PT}{1kW/m^2} \quad (2)$$

Onde:

E – Potência gerada;
 PT – Perda por temperatura.

O cálculo do parâmetro PT deve ser realizado de acordo com o tipo de módulo empregado no sistema, observando a temperatura presente no módulo e o coeficiente de temperatura (P_{max}) associado ao mesmo. De forma geral, a potência fornecida pelo gerador cai entre 0,3 e 0,4% a cada aumento de 1 °C (Ayompe *et al.*, 2010).

Segundo Tamizhmani *et al.* (2003), a estimativa da temperatura de cada módulo ao longo do dia pode ser efetuada por meio dos valores de temperatura ambiente, irradiação e velocidade do vento, demonstrada em (3).

$$T_m = 0,943 \times T_a + 0,028 \left(\frac{^\circ C}{Wm^{-2}} \right) \times I - 1,528 \left(\frac{^\circ C}{ms^{-1}} \right) \times W_s + 4,3(^\circ C) \quad (3)$$

Onde:

T_m (°C) – Temperatura do módulo;
 T_a (°C) – Temperatura ambiente;
 I (kW/m²) – Irradiância;
 W_s (m/s) – Velocidade do vento.

Por meio de (2) e (3) estima-se a potência gerada pelos módulos para cada umas das nove cargas presentes no IEEE 13-Node Test Feeder, tornando possível verificar seus impactos sobre os níveis de tensão presentes nos nós do alimentador.

5.2 Dados Meteorológicos

Como pôde ter sido notado na subseção 5.1, dados meteorológicos influenciam diretamente nos níveis de geração do SFRC. Dessa forma, a variação da potência de cada gerador foi feita com base na variação de dados climáticos, durante o dia 30 de janeiro de 2020, obtidos a partir de uma estação meteorológica presente na cidade de Caicó, Rio Grande do Norte. A escolha dessa data e localidade se deram pelos altos índices de temperatura e irradiação medidos na cidade nesse dia do ano.

Os valores mais significativos de temperatura, velocidade do vento e irradiação medidos na cidade de Caicó, RN em 30 de janeiro de 2020 são exibidos na Tabela 3 (INMET, 2020).

Tabela 3. Dados Meteorológicos – Caicó, RN (30/01/2020)

Hora	Temperatura (°C)	Velocidade do Vento (m/s)	Irradiação (kWh/m ²)
5:00	27,1	3,8	9,83E-04
6:00	27,0	3,5	9,00E-04
7:00	27,0	3,2	9,75E-04
8:00	26,7	3,9	9,36E-04
9:00	26,5	4,1	1,14E-03
10:00	26,7	4,0	7,37E-02
11:00	28,2	4,2	3,09E-01
12:00	30,0	3,7	4,59E-01
13:00	32,0	3,3	8,18E-01
14:00	33,0	2,1	9,53E-01
15:00	34,0	1,7	6,09E-01
16:00	33,9	2,3	4,79E-01
17:00	35,8	2,5	8,23E-01
18:00	34,4	1,9	3,03E-01
19:00	34,6	1,6	2,02E-01
20:00	34,9	0,9	1,15E-01

Observa-se na Tabela 3 os diferentes valores de temperatura e irradiação medidos ao longo do dia, onde é possível notar um aumento expressivo da irradiação solar entre 11 h e 17 h, garantindo que a geração de energia ocorra de forma mais significativa entre esses horários, mais precisamente às 13 h, 14 h e 17 h.

Além dos altos índices de irradiação, verifica-se na Tabela 3 temperaturas elevadas entre os horários mencionados anteriormente. Estas temperaturas podem comprometer parte da eficiência do sistema, reduzindo o fornecimento de energia por parte dos módulos fotovoltaicos.

5.3 Modelo do Gerador Fotovoltaico

A modelagem dos geradores fotovoltaicos foi realizada com base em um modelo em regime permanente descrito por Mendes (2019), proposto principalmente para análises de sistemas com elevada penetração de GDFV. O modelo em questão, representado como uma fonte de corrente, apresenta um esquema simplificado, como descrito em (4).

$$I_{ca} = \frac{2P_{fv}}{FP \times V_{ca-pico}} \angle \alpha \quad (4)$$

Onde:

I_{ca} (A) – Corrente de saída do inversor;
 P_{fv} (W) – Potência produzida pelo gerador fotovoltaico;
 FP - Fator de potência;
 V_{ca} (V) – Tensão de saída do inversor;
 α – Ângulo de deslocamento de fase do inversor ($\theta_V - \arccos(fp)$).

Na Fig. 4 é possível observar o diagrama de blocos que representa a implementação de (4), para a Fase A, no *software* Matlab®/Simulink®, onde os blocos coloridos indicam as variáveis de entrada.

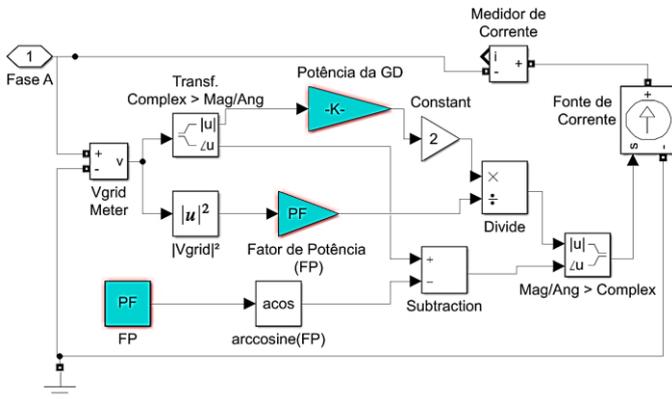


Fig. 4 Diagrama de blocos do gerador fotovoltaico.

De acordo com a Fig. 4 é visto que o sistema é modelado como uma fonte de corrente, onde a saída do mesmo depende de duas variáveis: a potência do gerador fotovoltaico e o seu respectivo fator de potência.

A estrutura simples do sistema apresentado, além de facilitar a sua modelagem, garante um menor tempo de simulação e um menor consumo computacional. Segundo Mendes (2018), ao comparar o modelo proposto com o modelo *PV Array 3500W* presente no *software* Matlab®/Simulink®, o primeiro apresenta um tempo de simulação 120 vezes mais rápido, mostrando-se favorável à modelagem em regime permanente envolvendo GDFV.

6. SIMULAÇÕES E ANÁLISES

Por meio da utilização do IEEE 13-Node Test Feeder em conjunto com o modelo do gerador fotovoltaico descrito na seção 5.3, será avaliada a variação de tensão nos nós do sistema no decorrer do dia 30 de janeiro de 2020.

Os dados das curvas de cargas e das medições meteorológicas retratados nas seções anteriores foram incorporados, respectivamente, às cargas dos sistemas e aos geradores fotovoltaicos. Apesar do modelo do gerador fotovoltaico não dispor de temperatura e irradiância como dados de entrada, essas variáveis afetam diretamente o valor da potência gerada por cada gerador distribuído, vinculando ambas ao modelo.

6.1 Considerações Iniciais

Antes da apresentação dos resultados obtidos alguns pontos devem ser enfatizados:

- Todas as simulações feitas foram realizadas no *software* Matlab®/Simulink®;
- O fator de potência de todas os geradores foi tido como 1;
- A TD foi fixada em 0,8.
- O valor de coeficiente de temperatura dos módulos é de 0,37 %/°C, utilizando como referência o painel Canadian Solar - CS3W-395P (Canadian Solar, 2020).
- O nível de geração de cada gerador é variado por meio da utilização de (2) ao serem considerados os respectivos valores de irradiância e temperatura;
- Será avaliada a variação da tensão em três dos treze nós existentes: Nó 634 (único barramento de baixa tensão), Nó 671 (única carga com perfil industrial) e Nó 675 (um dos mais distante da subestação).

6.2 Variação da Tensão , Nó 634

A carga do Nó 634 possui um perfil residencial com tensão de 480 V, sendo o único nó de baixa tensão de todo o sistema. As Fig. 5, 6 e 7 mostram a variação da tensão nesse nó para as fases A, B e C, respectivamente, em comparação ao caso sem GD.

Analisando inicialmente apenas os casos antes da GD ser inserida no alimentador, observa-se que a tensão apresenta variações ao longo do dia devido a curva de carga residencial atribuída ao Nó 634, onde a tensão medida sofre influência do nível de demanda presente em cada hora.

Ao serem inseridos os geradores fotovoltaicos no sistema, nota-se, em comparação ao caso sem GD, um aumento da tensão nos horários em que a irradiação atinge seus valores máximos. Ou seja, a elevação de tensão é proporcional a potência fornecida pela GDFV: é possível perceber que entre às 11 h e 17 h a tensão medida se eleva, atingindo seu pico às 13 h. Nos horários em que os níveis de irradiação são relativamente baixos ou praticamente inexistentes, entre às 19 h e 9 h, não ocorre geração expressiva, e a tensão do Nó 634 não varia. Esse cenário ocorre de forma semelhante para as três fases, gerando valores máximos de variação de 2,11%, 1,51% e 3,69% para as fases A, B e C, respectivamente.

Especificamente na fase C, onde as variações ocorreram de forma mais expressiva, os valores ultrapassaram 1 p.u, significando tensões acima de 480 V. Apesar disso, a tensão se manteve dentro dos limites superiores estabelecidos pelo PRODIST (ANEEL, 2018), que classifica a tensão de atendimento como adequada quando a mesma não ultrapassa 5% do valor nominal (1,05 pu).

Se tratando dos valores mínimos de tensão obtidos, percebe-se que na fase A e na fase C, entre às 18 h e 19 h, os limites inferiores de tensão (0,95 pu), não são respeitados. Na fase A, às 18 h, a tensão medida é de 0,947 pu antes da inserção dos geradores distribuídos e de 0,95 após, enquanto às 19 h a

tensão atinge 0,944 pu. Na fase C, a tensão mínima medida ocorre às 19 h, atingindo 0,942 em ambos os casos.

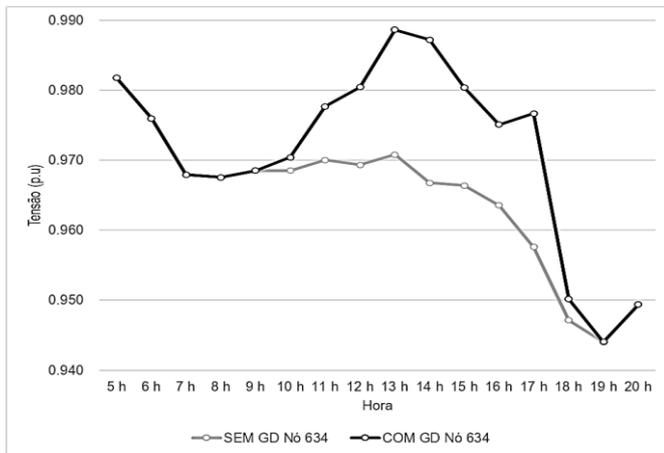


Fig. 5 Variação da Tensão - Nó 634 - Fase A.

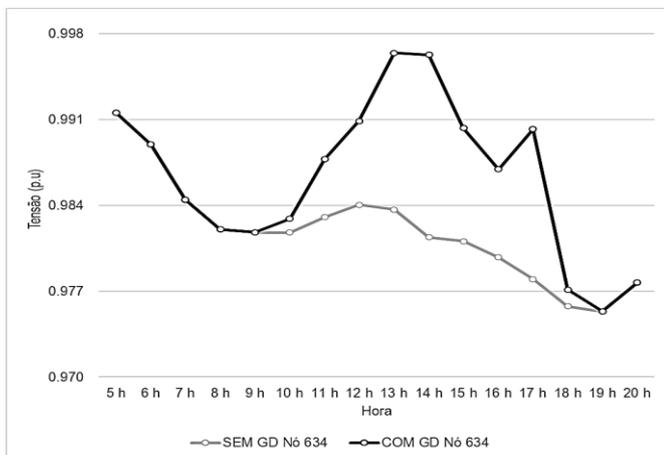


Fig. 6 Variação da Tensão - Nó 634 - Fase B.

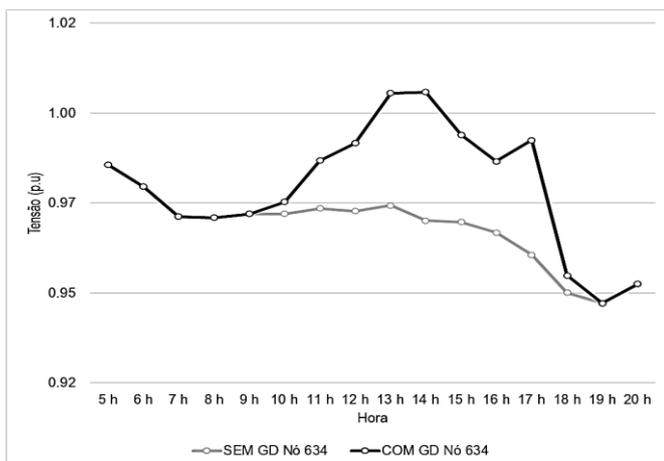


Fig. 7 Variação da Tensão - Nó 634 - Fase C.

6.3 Variação da Tensão, Nó 671

As Fig. 8, 9 e 10 apresentam os valores de tensão medidos no Nó 671 para os casos com e sem inserção da GD no alimentador. Esse nó se caracteriza por possuir as maiores cargas do sistema, tendo, diferentemente dos outros dois casos analisados, um perfil de consumo industrial. O nível de tensão que alimenta as cargas desse nó é de 4,16 kV.

Assim como observado na análise do Nó 634, verifica-se que a variação de tensão ocorre apenas nos horários em que os níveis de geração são significativos, entre às 11 h e 17 h, onde a variação máxima também ocorreu na fase C, atingindo um valor de 5,85%, enquanto para a fase A foi de 1,17% e para fase B 0,23%.

Apesar da carga do Nó 671 possuir o mesmo nível de potência em todas as fases, verifica-se diferentes valores de variação para cada uma delas. Esse efeito justifica-se devido a interligação presente entre os 13 nós do alimentador, garantindo que impactos ocorridos em outras partes do sistema interfiram em um barramento específico. De acordo com a Tabela 2, a fase B apresenta a menor potência total de todo o sistema.

Apesar da pouca influência da GDFV na fase B do Nó 671, observa-se, na fase C, uma variação maior do que a obtida no Nó 634. Ainda assim, os níveis de tensão se mantiveram dentro dos limites superiores exigidos, não ultrapassando 1,05 pu.

As tensões mínimas observados nesse caso também ultrapassaram os limites estabelecidos, atingindo os valores de de 0,94 pu às 18 h e de 0,93 às 19 h.

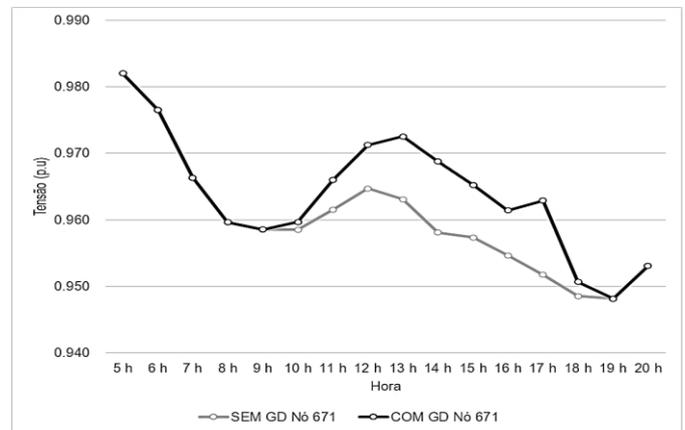


Fig. 8 Variação da Tensão - Nó 671 - Fase A.

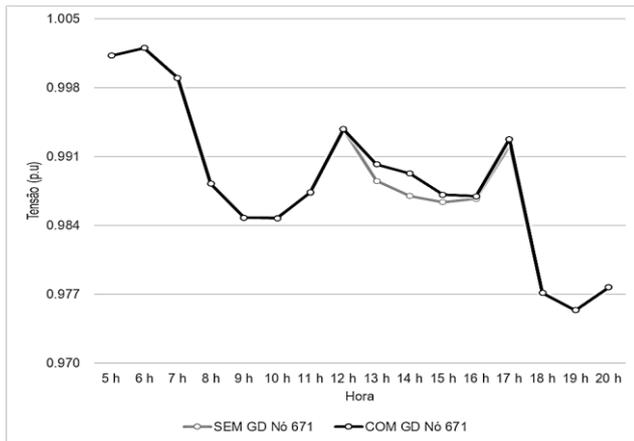


Fig. 9 Variação da Tensão - Nó 671 - Fase B.

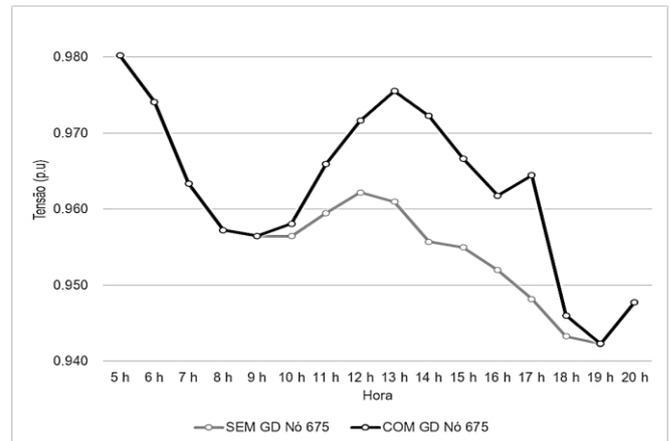


Fig. 11 Variação da Tensão - Nó 675 - Fase A.

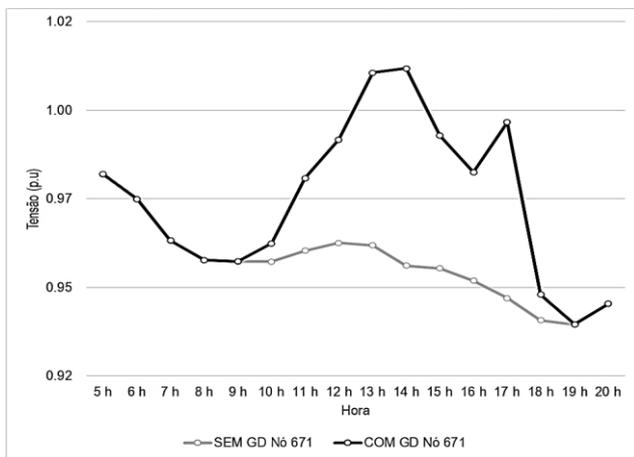


Fig. 10 Variação da Tensão - Nó 671 - Fase C.

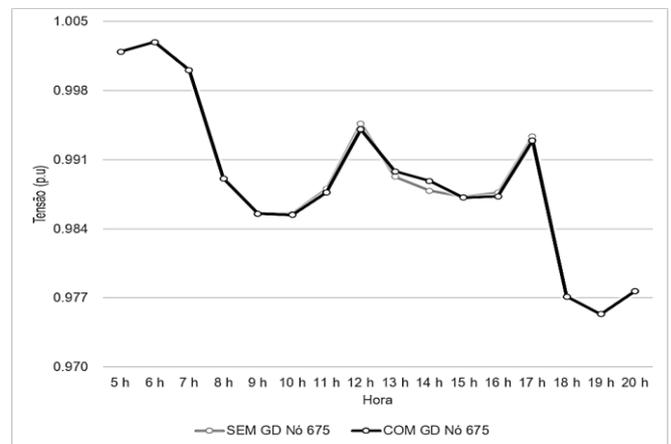


Fig. 12 Variação da Tensão - Nó 675 - Fase B.

6.4 Variação da Tensão, Nó 675

Igualmente ao Nó 634, as cargas presentes no Nó 675 possuem curva de carga residencial, mas, neste caso, alimentadas com tensão de 4,16 kV. O Nó 675 está posicionado no extremo do alimentador, sendo um dos mais distantes do Nó 650, onde se encontra a subestação. As Fig. 11, 12 e 13 apresentam os valores de tensão medidos no Nó 675.

O comportamento das curvas de tensão observadas no Nó 675 se assemelha a do caso anterior, com a GDFV promovendo variações de tensão relevantes apenas nas fases A e C, atingindo, respectivamente, 1,73% e 6,12%. Mais uma vez, a elevação da tensão só ocorre nos horários de alta irradiação, que atinge seu pico às 14 h. Vale ressaltar que mesmo apresentando a maior variação dentre todos os casos analisados, a tensão máxima obtida no Nó 675 ainda permanece dentro dos 5% de tolerância estabelecidos pelo PRODIST.

Em relação aos valores mínimos de tensão, os limites inferiores foram ultrapassados, nas fases A e C, em todos horários a partir das 17 h. Os valores mínimos obtidos foram de 0,94 pu e 0,93 pu.

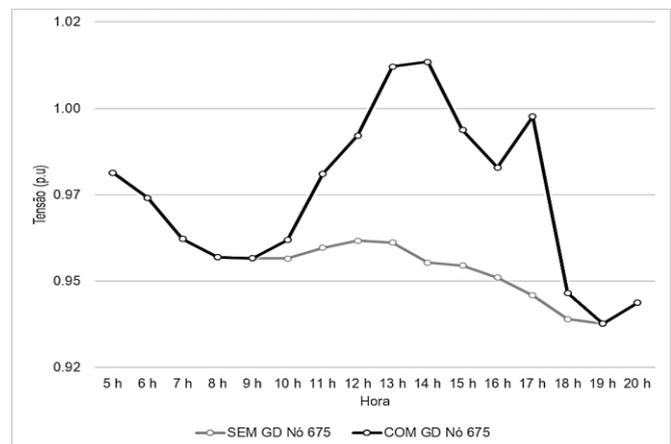


Fig. 13 Variação da Tensão - Nó 675 - Fase C.

6.5 Comparação de Resultados

De acordo com a Tabela 4, as maiores variações de tensão ocorreram no Nó 675, o mais distante da subestação entre os três analisados. O Nó 634, que apresenta uma tensão nominal de 480 V, foi o menos afetado pela GDFV, com uma variabilidade máxima de 3,69%.

Apesar de em nenhum dos casos a tensão ultrapassar os limites estabelecidos pelo PRODIST, nota-se como a GDFV pode influenciar o perfil de tensão do sistema, gerando tensões acima de um pu em quase todos os cenários.

As diferenças de variações observadas se devem a parâmetros diversos, como nível de tensão, potência ativa e reativa das cargas, distância das cargas em relação a subestação e relação entre a potência fornecida pelo gerador e o perfil de consumo.

Tabela 4. Tensões Medidas, Nós 634, 671 e 675 – Fase C

Hora	Nó	Sem GD	Com GD	Variação (%)
13 h	634	0,97 pu	1,00 pu	3,225
14 h		0,97 pu	1,00 pu	3,697
17 h		0,96 pu	0,99 pu	2,511
13 h	671	0,96 pu	1,01 pu	5,087
14 h		0,95 pu	1,01 pu	5,854
17 h		0,95 pu	0,99 pu	3,946
13 h	675	0,96 pu	1,01 pu	5,316
14 h		0,95 pu	1,01 pu	6,118
17 h		0,94 pu	0,99 pu	5,498

7. CONCLUSÕES

As simulações executadas, considerando um cenário em que todas as cargas do sistema estavam conectadas a GDFV, permitiram verificar o impacto dessa tecnologia sobre as tensões elétrica do alimentador *IEEE 13 Node Test Feeder*.

Para os três nós analisados observou-se uma elevação da tensão nos horários de maior fornecimento de energia por parte da GD, entre às 11 e 17 h. As altas taxas de irradiação presentes nesse período garantiram esses resultados. Em todos os casos, o aumento da tensão foi mais acentuado na Fase C. Além disso, verificou-se que as variações foram mais expressivas nos nós alimentados por média tensão, Nó 671 e Nó 675. O Nó 675, particularmente, obteve a maior variação entre todos os casos estudados, gerando, na fase C, uma tensão 6,11% maior.

Apesar dos valores de tensão medidos não ultrapassarem os limites estabelecidos pelo PRODIST, salienta-se que diferentes tipos de cenários ainda poderiam interferir nos resultados. Mendes (2018), demonstrou que os impactos da GDFV ocorreram de forma majoritária quando o número de geradores distribuídos era menor que o número de cargas. Assim, torna-se relevante a continuação de estudos referentes ao tema, verificando de forma mais clara quais parâmetros contribuem para uma maior sensibilidade do sistema à GDFV.

AGRADECIMENTOS

O presente trabalho foi realizado com apoio da Coordenação de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior – Brasil (CAPES) - Código de Financiamento 001.

REFERÊNCIAS

ANEEL (2012) ‘Resolução Normativa no 482 de 2012’.
ANEEL (2015) ‘Resolução Normativa no 687 de 2015’.

- ANEEL (2017a) ‘Prodíst’, Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional, Módulo 3.
ANEEL (2017b) ‘Resolução Normativa no 786 de 2017’.
ANEEL (2018) ‘Prodíst’, Qualidade de Energia, Módulo 8.
ANEEL (2020a) Geração Distribuída. Disponível em: <https://www.aneel.gov.br/> (Acesso: 10 Junho 2020).
ANEEL (2020b) Sistema de Informação de Geração da ANEEL, SIGA.
Ayompe, L. M. et al. (2010) ‘Measured performance of a 1.72 kW rooftop grid connected photovoltaic system in Ireland’, *Energy Conversion and Management*. Elsevier.
Barker, P. P. and De Mello, R. W. (2000) ‘Determining the impact of distributed generation on power systems: Part I - Radial distribution systems’, *Proceedings of the IEEE Power Engineering Society Transmission and Distribution Conference*, pp. 1645–1656.
CanadianSolar (2020) CS3W-395. Disponível em: www.canadiansolar.com/ (Accessed:11, June 2020).
De Oliveira, M. E., Padilha-Feltrin, A. and Candian, F. J. (2006) ‘Investigation of the relationship between load and loss factors for a Brazilian electric utility’, *IEEE PES Transmission and Distribution Conference and Exposition: Latin America*, pp. 1–6.
Haghdadi, N. et al. (2018) ‘Impact of Distributed Photovoltaic Systems on Zone Substation Peak Demand’, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, 9(2), pp. 621–629.
INMET, I. N. de M. (2020) Estação Meteorológica de Observação de Superfície Automática. Disponível em: <http://www.inmet.gov.br/>
Jardini, J. A. et al. (2000) ‘Daily Load Profiles for Industrial Low Voltage Consumers’, *IEEE Transactions on Power Delivery*, 15(1), pp. 375–380. doi: 10.1109/61.847276.
Marques, M. S., Soares, F. C. and Russi, J. L. (2016) ‘Modeling Typical Power Demand Curves Using Climatic Data’, *IEEE Latin America Transactions*, pp. 3278–3284.
Mendes, M. A. (2018) Análise dos Impactos da Alta Injeção de Geração Distribuída Fotovoltaica na Proteção de Sobrecorrente Temporizada. UFES.
Mendes, M. A. et al. (2019) ‘Simplified Single-phase PV Generator Model for Distribution Feeders with High Penetration of Power Electronics-based Systems’, 2019 IEEE 15th Brazilian Power Electronics Conference and 5th IEEE Southern Power Electronics Conference.
Pinho, J. T. and Galdino, M. A. (2014) Manual de Engenharia para Sistemas Fotovoltaicos. Rio de Janeiro.
Sampaio, P. G. V. and González, M. O. A. (2017) ‘Photovoltaic solar energy: Conceptual framework’, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*.
Tamizhmani, G. et al. (2003) ‘Photovoltaic Module Thermal/Wind Performance : Long-Term Monitoring and Model Development For Energy Rating’, *NCPV and Solar Program Review Meeting*, pp. 936–939.
Vargas, M. C. (2018) Análise dos Impactos das Falhas na Proteção Sobrecorrente em Redes de Distribuição com Elevada Penetração de Geração Distribuída Fotovoltaica. UFES.
Zhang, C. et al. (2018) ‘Optimal Location Planning of Renewable Distributed Generation Units in Distribution Networks: An Analytical Approach’, *IEEE Transactions on Power Systems*, 33(3), pp. 2742–2753.