

Análise dos Impactos de Sistemas Fotovoltaicos em Redes de Distribuição

Pedro H. S. da Silveira Pinto, UNIFACS, Daniel Barbosa, UNIFACS - UFBA, Kleber Freire da Silva, UNIFACS - UFBA

Resumo—Há uma expectativa de crescimento da inserção de sistemas fotovoltaicos conectados na rede elétrica de distribuição devido a incentivos ambientais e governamentais. Esse tipo de geração utiliza a eletrônica de potência para a integração com a rede, o que acarreta em problemas como distorções harmônicas. Adicionalmente a isso, geradores fotovoltaicos são dependentes do clima e extremamente sensíveis às mudanças climáticas, contribuindo para outro problema relevante para a rede de distribuição: as variações de tensão. Este trabalho propõe um estudo desses dois principais impactos técnicos inerentes dos sistemas fotovoltaicos, levando em consideração o nível de penetração solar e a organização dos painéis ao longo do alimentador.

Palavras-chave—Sistemas fotovoltaicos, qualidade de energia, sistemas de distribuição de energia elétrica.

I. INTRODUÇÃO

A crescente inserção de fontes renováveis no Sistema Elétrico de Potência (SEP), bem como a proliferação de Geradores Distribuídos (GDs), promove o surgimento de desafios operacionais e de gerenciamento no intuito da manutenção dos níveis de confiabilidade, de disponibilidade e da qualidade dos serviços associados [1]. Apesar disso, essa nova configuração da rede elétrica é corroborada com os ganhos associados, como a melhoria da eficiência energética e a redução de emissões de poluentes [2]. Nesse contexto, dentre os diferentes tipos de GD, destacam-se os sistemas fotovoltaicos (FV) pela flexibilidade de aplicação, visto que podem ser utilizados conectados ao SEP ou em sistemas isolados [3].

A integração de sistemas fotovoltaicos ao SEP traz novos aspectos operativos importantes, principalmente àqueles relacionados com os fenômenos de Qualidade da Energia Elétrica (QEE), uma vez que a maioria das integrações desses sistemas utiliza eletrônica de potência. Os conversores aplicados, por sua vez, nem sempre atendem os padrões de QEE estabelecidos pelas normas e recomendações nacionais ou internacionais [2], [3].

Assim, novos desafios operacionais do ponto de vista da QEE surgem à medida que se aumenta a penetração de FV no sistema elétrico. Dentre eles, é possível identificar a variação e consequente desequilíbrio dos níveis de tensão, os componentes harmônicos nas tensões e nas correntes, aumento da complexidade das soluções de proteção em ilhamentos de rede, além dos estresses em transformadores de potência [4]-[5].

Adicionalmente a esses problemas, pode-se verificar ainda as variações rápidas na irradiação solar, como as nuvens passageiras seguidas de raios solares intensos, que também é um problema inerente aos sistemas fotovoltaicos. Tais condições operativas, por sua vez, podem causar *flicker* com efeitos bastante significativos, tendo em vista que os sistemas de distribuição (SD) são sensíveis à flutuação de tensão o que pode acarretar em mudanças de *tap* [4].

Entretanto, dentre os diversos distúrbios de QEE que podem ser correlacionados a geradores FV, a variação de tensão e as distorções harmônicas são os mais preocupantes, sobretudo quando se trata de alimentadores (AL) de distribuição, uma vez que o principal produto a ser disponibilizado por uma concessionária de energia é a tensão. Em face a isto, muitos são os trabalhos relacionados à essa temática que foram propostos na literatura objetivando analisar as mais variadas situações e impactos de FV na rede [4]-[8]. E para determinar se esses impactos serão relevantes, alguns aspectos como a potência instalada e a localização desses geradores devem ser levados em consideração [7]. Com base nisso, [6] demonstra que a elevada inserção solar no AL unida ao elevado número de inversores de frequência conectados à rede, corroboram para uma maior injeção de correntes e tensões harmônicas na rede, tornando o sistema mais instável e não-confiável devido ao superaquecimento de bancos de capacitores e transformadores.

Todavia, considerando a irradiação que o território brasileiro está submetido e o consequente potencial de geração solar [13], em corroboração com os aumentos sucessivos na tarifa de energia elétrica no País, tal fonte energética não deve ser ignorada, principalmente no que tange a sua aplicabilidade como geração distribuída.

Ratificando a tendência de aumento da representatividade dessa fonte na matriz energética nacional, a ANEEL publicou em 2015 a Resolução Normativa nº 687, na qual qualquer consumidor pode gerar sua própria energia elétrica a partir de uma fonte renovável, tornando-se microgerador (até 75 kW) ou minigerador (de 76 kW até 5MW). Essa resolução prevê ainda que o consumidor poderá injetar na rede de distribuição a energia gerada excedente, ganhando créditos de energia para serem usados em até 5 anos [9].

Nesse contexto, este trabalho propõe analisar as variações de tensão e os níveis de distorção harmônica de tensão ao longo do AL provenientes da inserção de FV na rede de distribuição de média tensão. Para tanto, um alimentador de distribuição real foi modelado e os fenômenos de QEE

analisados. A análise ocorrerá perante os resultados obtidos por medidores de energia elétrica localizados ao longo do alimentador frente as variações das diversas configurações e topologias de rede. Esse estudo foi motivado pelo avanço da representatividade de sistemas solares no SEP, bem como a regulamentação da conexão desses sistemas nos ALs de distribuição.

II. SISTEMA ELÉTRICO SIMULADO

A Fig.1 mostra o encaminhamento do alimentador modelado para a realização do estudo de variação de tensão de distorções harmônicas e níveis de tensão. Para analisar os impactos provenientes da conexão de sistemas FV à rede de distribuição, alguns parâmetros relacionados com esse tipo de geração devem ser considerados, como o nível da irradiação solar e a curva de demanda. Dessa forma, essa seção descreve os elementos utilizados no sistema modelado e as premissas nas quais este trabalho foi baseado.

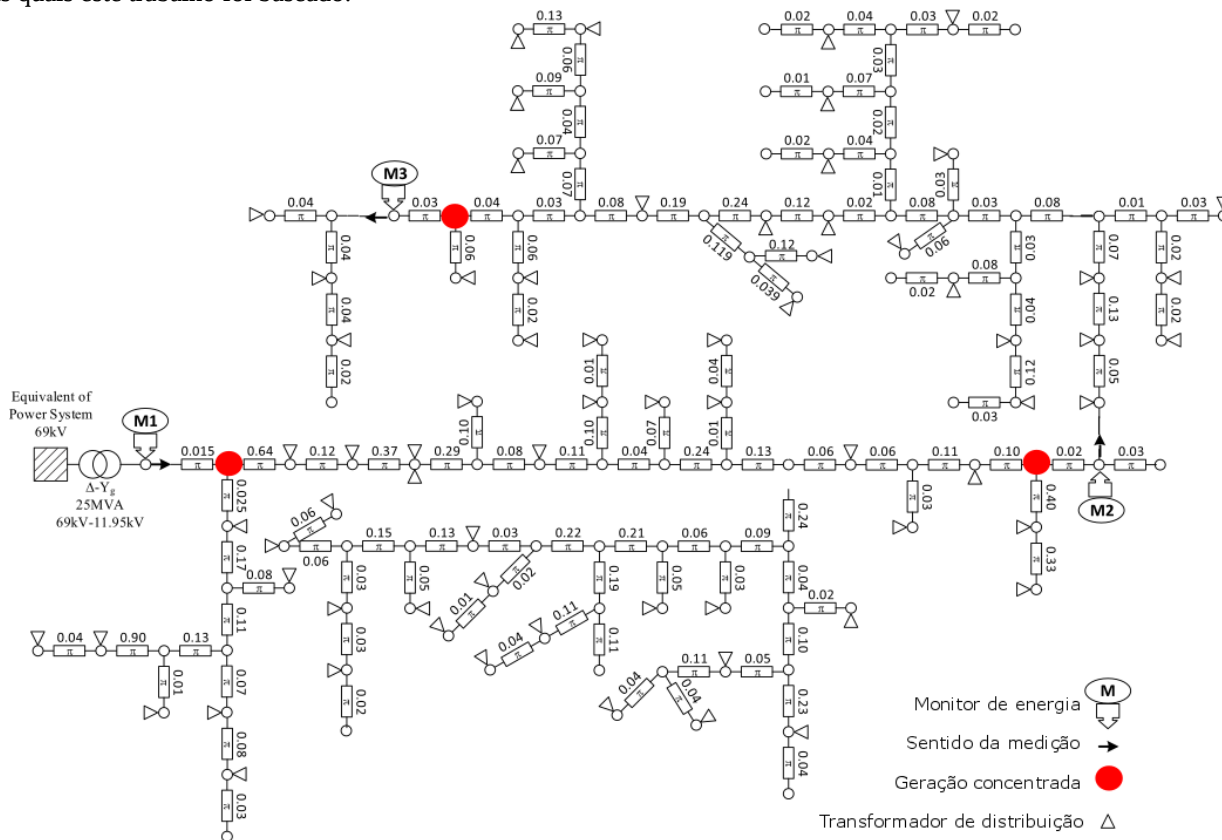


Fig. 1. Sistema elétrico modelado.

B. Sistema Fotovoltaico

A modelagem do sistema fotovoltaico foi realizada conforme indicado no manual do OpenDSS e apresentado na Fig. 2. É possível observar que todos os parâmetros que afetam o funcionamento do sistema são levados em consideração no modelo de FV utilizado, que é composto pela integração do painel solar com o inversor de frequência.

Os inversores de frequência utilizam a eletrônica de potência para converter a geração CC dos painéis FV em

A. Rede elétrica de distribuição

O sistema elétrico utilizado nesse estudo representa um alimentador urbano modelado com parâmetros reais disponibilizados por uma concessionária de energia elétrica. O alimentador de distribuição é radial, composto por 132 nós, com tensão nominal de 11,95 kV e supre, basicamente, clientes comerciais e residenciais. Além disso, o alimentador é derivado de uma subestação abaixadora que possui dois transformadores de 25 MVA, cujo carregamento foi considerado em face às medições de campo.

O software OpenDSS [14] foi utilizado na modelagem da rede elétrica, incluindo os painéis fotovoltaicos, e nas diversas simulações com diferentes condições operativas, ou seja, a localização dos painéis também foi alterada ao longo do alimentador.

corrente alternada para conexão com a rede elétrica. Desta forma, os inversores de frequência são considerados cargas não-lineares e injetam na rede correntes e tensões harmônicas. Os valores relativos ao espectro harmônico foram utilizados conforme indicado em [11].

C. Perfil de carga

O grupo de consumidores ao longo do alimentador é predominantemente comercial com algumas unidades residenciais, sendo estas modeladas como sendo cargas RL em

delta com fator de potência 0,92 indutivo. Além disso, é factível salientar que a demanda total do alimentador estudado, considerando as 79 unidades consumidoras ligadas na média tensão, é de 3.915,73 kW. A Fig. 3 esboça a curva de carga típica do alimentador em um dia útil, sendo possível verificar o pico de carga ao longo do horário comercial.

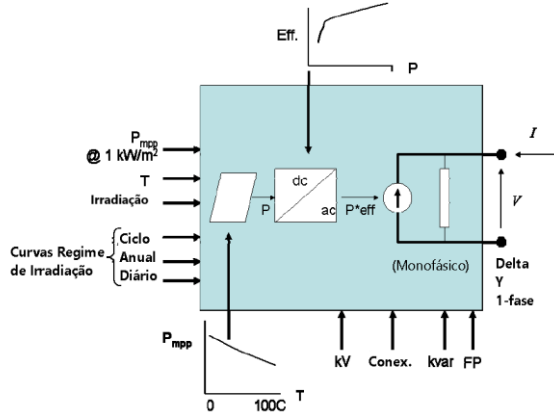


Fig. 2. Modelo do Sistema Fotovoltaico (Fonte: OpenDSS PVSystem Model).

Com o objetivo de englobar as mais diversas configurações de rede, as cargas foram simuladas sendo consideradas como predominantemente resistivas ou com uma forte presença de equipamentos eletrônicos. Desta forma, para verificar os impactos dos harmônicos na rede elétrica provenientes do FV, dois perfis de carga foram considerados: cargas lineares sem nenhuma produção de harmônica; e, cargas não-lineares com o espectro harmônico indicado por [12].

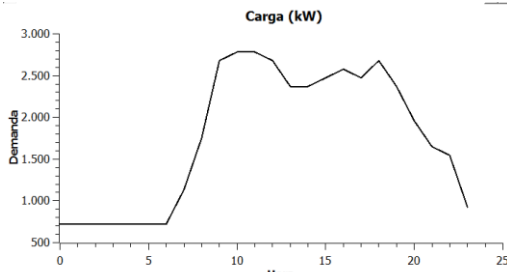


Fig. 3. Curva de carga do alimentador de distribuição modelado.

Uma carga é denominada não-linear quando a corrente absorvida não possui a mesma forma de onda da tensão que a alimenta, gerando uma distorção na onda através das frequências múltiplas à fundamental [10]. Televisores, fornos micro-ondas, computadores e lâmpadas fluorescentes e LED são exemplos de cargas não-lineares.

D. Irradiação Solar

Assim como no perfil de carga, o regime diário foi adotado para representar a irradiação solar. Duas medições foram utilizadas: a primeira (linha preta) com valores medidos em um dia ensolarado a partir de uma estação solarimétrica no início do alimentador em questão. A máxima irradiação solar medida foi de aproximadamente 1059 W/m² por volta das 13h, como pode ser verificado na Fig. 4. A medição coletada não

apresenta nenhuma variação abrupta no clima, como nuvens passageiras, garantindo a simulação com valores de geração plena. Desta forma, uma segunda medição da irradiação solar (linha vermelha) foi realizada durante um dia nublado com muitas nuvens passageiras, a fim de medir a variação de tensão causada por tal situação.

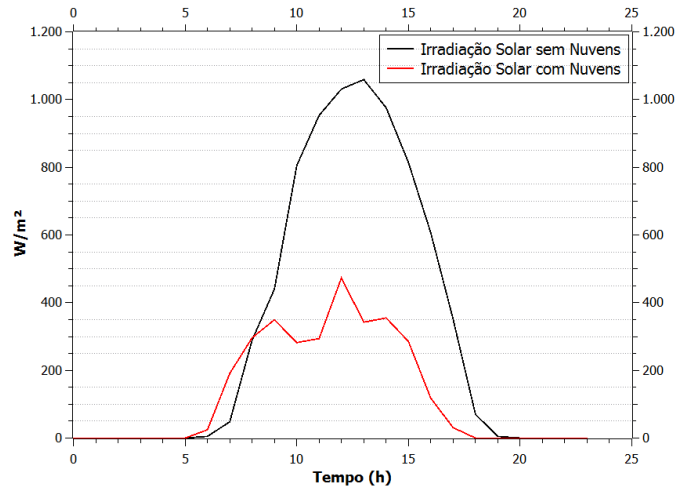


Fig. 4. Medições de irradiação solar consideradas no modelo do painel.

III. RESULTADOS

O objetivo principal dessa seção é apresentar alguns resultados a partir das simulações realizadas com o OpenDSS com os parâmetros reais da rede elétrica de distribuição. O estudo considerou 16 cenários distintos, nos quais foram variadas a localização e os níveis de penetração dos sistemas FV. A geração fotovoltaica foi dividida em 15 sistemas de FV com diferentes potências, sendo estas modeladas e distribuídas de forma concentrada ou espalhada ao longo do alimentador.

A geração concentrada, ou seja, considerando todos os painéis no mesmo ponto de acoplamento à rede elétrica, foi realizada no início, no meio ou fim do alimentador, de modo que pudesse ser verificado os impactos quanto a localização. Já a distribuição espalhada considerou cada GD conectado em um ponto diferente ao longo do AL, distribuídos de maneira aleatória.

As simulações realizadas para cada topologia de rede consideraram os perfis de cargas como lineares e não-lineares, e os níveis de penetração solar variaram entre 0%, 10%, 20% e 30%. Desta forma foi possível analisar os resultados nas mais diversas configurações de rede.

A. Painéis concentrados no início do alimentador

Nessa configuração topológica, na qual todos os sistemas FV foram conectados no início do alimentador (primeira bola vermelha), foram inseridos três analisadores de qualidade da energia elétrica (M1, M2 e M3) com o objetivo de obter os valores de tensão, com os seus respectivos espectros harmônicos, conforme apresentado na Fig. 1.

Ainda de acordo com a Fig. 1, é possível observar que o M1 está localizado no início do AL à montante dos painéis, o M2 no meio da rede e o M3 no final. A Fig. 5 apresenta a Distorção Harmônica Total (DHT) para cargas lineares e não-

lineares em função do nível de penetração FV e do ponto de medição observado.

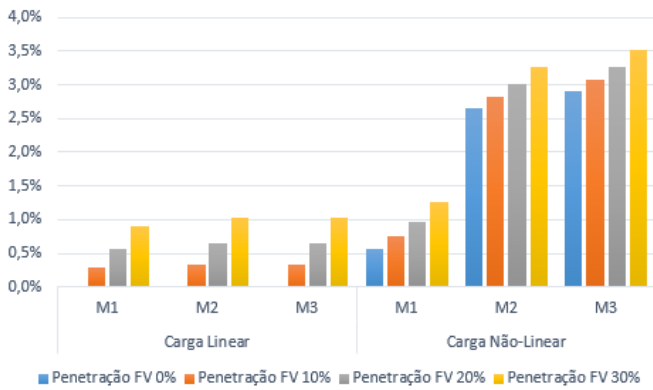


Fig. 5. DHT de tensão com painéis FV concentrados no início do AL.

Considerando que a distorção harmônica total, esboçada na figura supracitada, quantifica os espectros harmônicos presentes nos sinais elétricos, observa-se que a penetração harmônica de tensão aumentou proporcionalmente com a inserção solar, o que corrobora com o esperado teoricamente.

Adicionalmente à análise harmônica, foi realizado um levantamento do perfil de tensão ao longo do alimentador em face à variação da penetração da geração solar na rede, considerando o máximo de geração, ou seja, definiu-se o horário de 13h como referência de análise, utilizando a irradiação solar sem nuvens.

Fig. 6 apresenta o comportamento da tensão de linha ao longo do alimentador. É possível perceber que existe um pequeno ganho no perfil tensão ao longo do alimentador, quando se aplica os painéis concentrados no início do alimentador. Todavia, estes não são significativos, uma vez que a tensão no barramento de saída da SE já varia normalmente entre 1pu e 1,05pu.

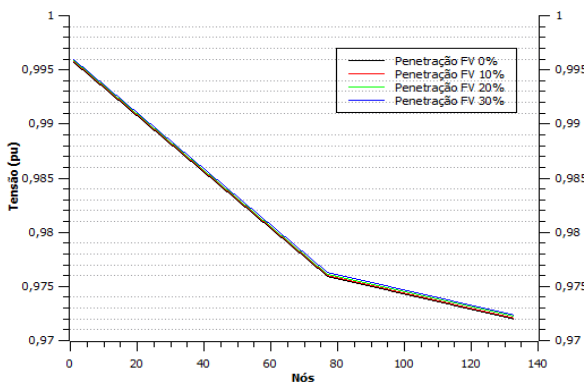


Fig. 6. Tensão de linha com painéis FV concentrados no início do AL.

Uma outra análise de tensão foi realizada no final do alimentador considerando uma geração FV em um dia nublado. É possível verificar, a partir da Fig. 7, que existe uma variação de tensão ao longo do dia em virtude da interferência do clima, mas, no geral, existe uma melhora no nível de tensão observado.

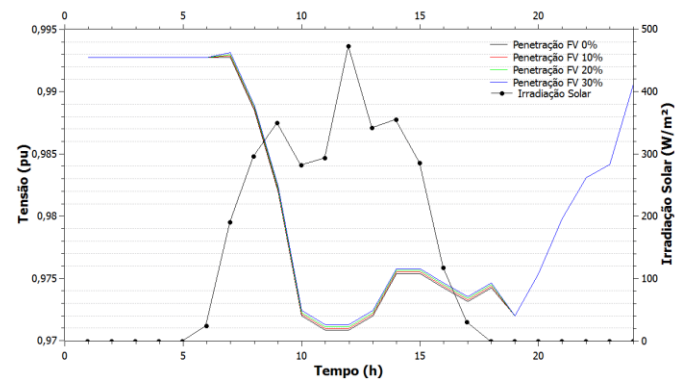


Fig. 7. Tensão variando com a nebulosidade e painéis FV concentrados no início do AL.

B. Painéis concentrados no meio do alimentador

Figura 8 apresenta a DHT de tensão para as diferentes cargas, e níveis de penetração solar, com os painéis FV instalados no meio do alimentador de distribuição.

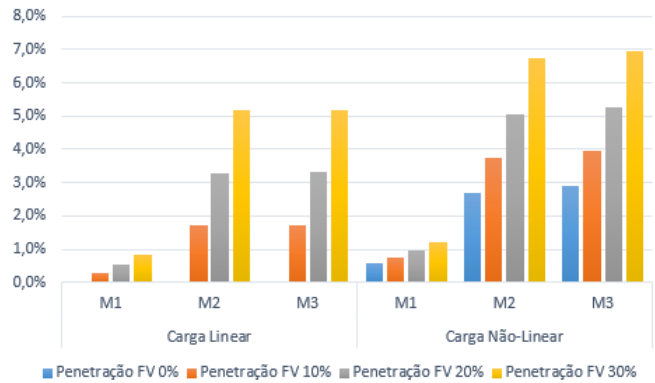


Fig. 8. DHT de tensão com painéis FV concentrados no meio do AL.

Em relação às tensões, é possível verificar uma melhor distribuição ao longo da rede, principalmente nos pontos mais distantes do barramento da SE. Tal fato, pode ser corroborado com a melhora dos níveis de tensão nos barramentos à jusante, conforme mostra a Fig. 9.

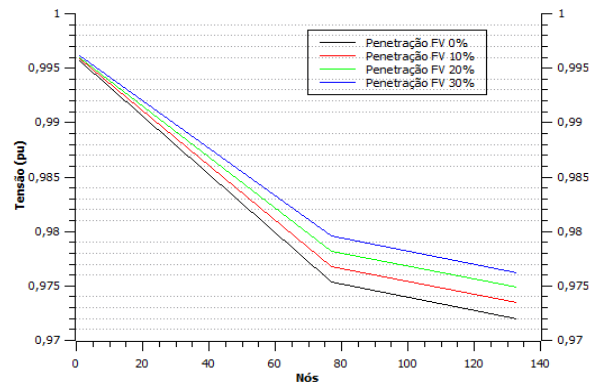


Fig. 9. Tensão de linha com painéis FV concentrados no meio do AL.

Analisando a o comportamento da tensão a partir da geração fotovoltaica com a segunda curva da irradiação solar, percebe-se os horários com maior nebulosidade conforme Fig.

10.

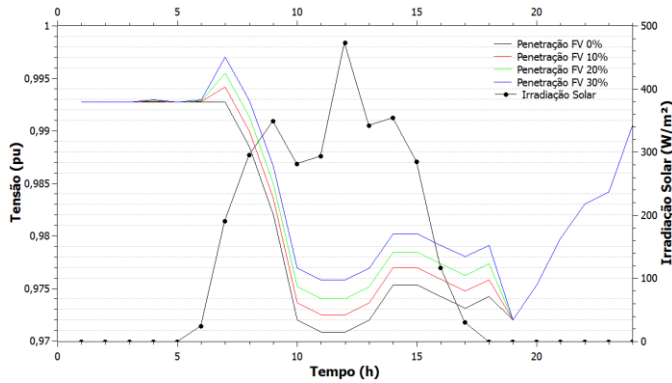


Fig. 10. Tensão variando com a nebulosidade e painéis FV concentrados no meio do AL.

C. Painéis concentrados no final do alimentador

Considerando os painéis FV concentrados no final do alimentador, obtêm-se a DHT apresentada na Fig. 11. É possível notar que nessa configuração de rede, a variação da DHT de acordo com a penetração solar é bem definida, e o aumento das distorções harmônicas decorrentes do espectro de frequência da FV fica evidenciado.

Na Fig. 12, na qual é apresentada o perfil de tensão no alimentador em face a inserção da geração distribuída no final do alimentador, é possível verificar que as amplitudes das tensões melhoram nos nós próximos ao painel FV. Além disso, como o alimentador já não apresentava quedas de tensão acentuadas, o ganho também foi discreto, mas no caso de uma rede longa com quedas de tensão elevadas, o ganho seria mais representativo.

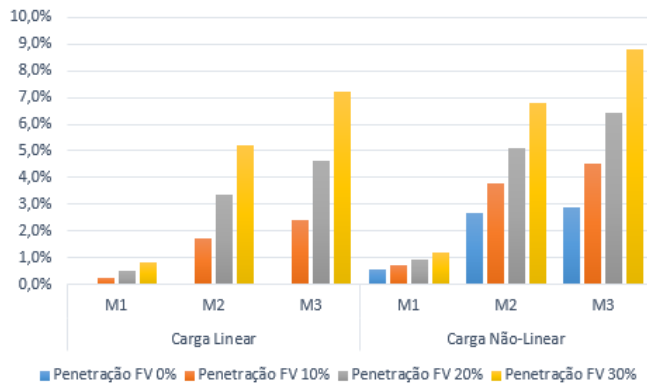


Fig. 11. DHT de tensão com painéis FV concentrados no final do AL.

Para este cenário, o comportamento do DHT de tensão segue o padrão observado nos demais casos supracitados, isto é, existe uma concentração significativa da distorção no final do alimentador. Entretanto, com os painéis concentrados no penúltimo nó do tronco principal do alimentador, a absorção desses espectros harmônicos também foi elevada nas proximidades de M2, restando assim uma concentração menor no início da rede de distribuição.

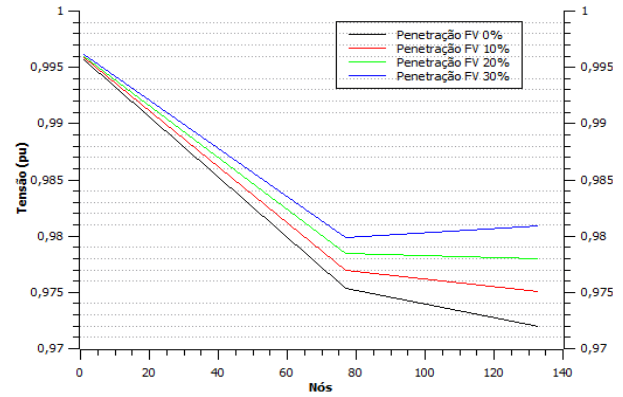


Fig. 12. Tensão de linha com painéis FV concentrados no final do AL.

O ganho de tensão representado pela Fig. 13 apresenta níveis bem superiores quando comparados com as topologias anteriores, uma vez que a medição foi realizada no nó subsequente ao ponto de conexão dos painéis FV.

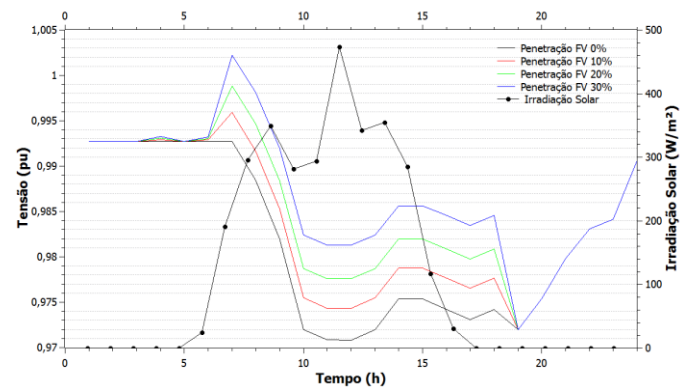


Fig. 13. Tensão variando com nebulosidade e painéis FV concentrados no final do AL.

D. Painéis espalhados no alimentador

Essa configuração, cujos painéis solares foram conectados ao longo do alimentador de maneira aleatória, visa representar um SD com múltiplos microgeradores conectados simultaneamente no mesmo alimentador, uma vez que essa topologia é a mais se aproxima das futuras redes elétricas.

Desta forma, a análise do DHT, por meio da Fig. 14, busca verificar a existência de alguma alteração comportamental das harmônicas quando comparadas com o sistema concentrado. Observa-se nessa situação operativa, contudo, que a tendência de funcionamento permanece a mesma, ou seja, a medida que aumenta a penetração da fonte distribuída, há um incremento no DHT de tensão. A concentração das harmônicas de tensão também permaneceu conforme casos anteriores devido as correntes distorcidas das cargas não-lineares, que ao passarem através da impedância da rede causa uma queda tensão ao longo do AL, o que resulta no aparecimento de harmônicas de tensão no final do alimentador [15]. A variação em acordo com a penetração solar manteve-se bem definida, conforme a Fig. 14. Tal fato também foi verificado quanto ao perfil de tensão apresentado nas Figs. 15 e 16.

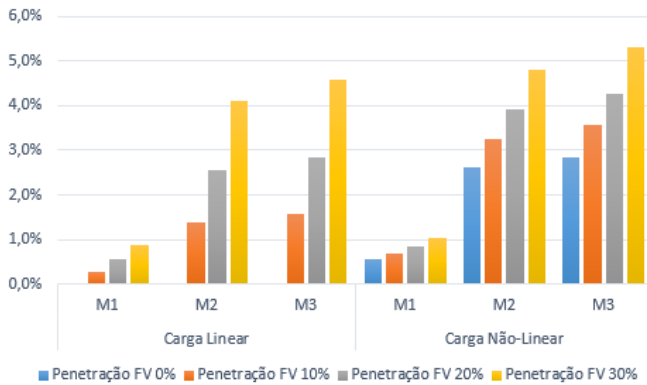


Fig. 14. DHT de tensão com painéis FV espalhados ao longo do AL.

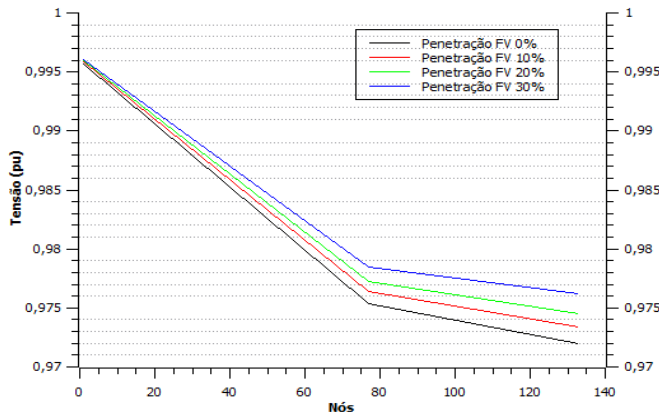


Fig. 15. Tensão de linha com painéis FV espalhados ao longo do AL

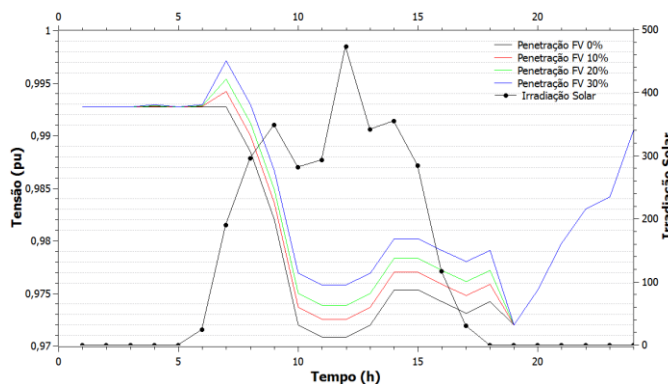


Fig. 16. Tensão variando com nebulosidade e painéis FV espalhados ao longo do AL.

IV. CONCLUSÃO

O presente estudo apresenta os resultados de uma sequência de simulações a fim de analisar e expor os impactos da conexão de sistemas FV em redes de distribuição, de modo a mapear os possíveis cenários futuros de redes elétricas de distribuição.

Para uma concessionária de energia, a análise no comportamento da tensão é primordial, uma vez que esta grandeza é uma das mais observadas na legislação vigente. Desta forma, os valores medidos nas barras não podem ultrapassar os limites estabelecidos pelo o módulo de qualidade de energia elétrica do PRODIST.

Com base nisso, e nos resultados coletados nas mais

diversas topologias de rede, não foram verificados problemas aparentes quanto à conformidade dos níveis de tensão, sendo estes uniformizados com a penetração da geração distribuída em todos os cenários simulados.

Dentre todos os cenários simulados no OpenDSS, uma situação operativa teve o DHT de tensão superior em 0,8% o limite proposto por [16], indicando que a depender do nível de penetração, das condições meteorológicas e da localização dos painéis no SD, os resultados podem ser influenciados. Assim, a manutenção dos parâmetros dentro dos limites especificados pela legislação exige o monitoramento contínuo dos indicadores operacionais, principalmente em regiões com grandes variações de carga.

V. AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem à Universidade Salvador (UNIFACS) pelo apoio disponibilizado no decorrer dos trabalhos.

VI. REFERÊNCIAS

- [1] Carrasco, J.M.; Franquelo, L.G.; Bialasiewicz, J.T.; Galvan, E.; Guisado, R.C.P.; Prats, Ma.A.M.; Leon, J.I.; Moreno-Alfonso, N., "Power-Electronic Systems for the Grid Integration of Renewable Energy Sources: A Survey," IEEE Transactions on Industrial Electronics, vol.53, no.4, pp.1002-1016, June 2006.
- [2] International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ'10) Granada (Spain), 23rd to 25th March, 2010 Power Quality in Grid connected Renewable Energy Systems: Role of Custom Power Devices S. K. Khadem, M. Basu and M.F. Conlon.
- [3] Singh, M.; Khadkikar, V.; Chandra, A.; Varma, R.K., "Grid Interconnection of Renewable Energy Sources at the Distribution Level With Power-Quality Improvement Features," in IEEE Transactions on Power Delivery, vol.26, no.1, pp.307-315, Jan. 2011.
- [4] Ibrahim, M. El-Amin, Mir Shahid Ali, "Impact of PV System on Distribution Networks" IEEE, 2011.
- [5] Mariana G. Lopes, Thiago S. D. Ferreira, Fernanda C. L. Trindade, Walmir Freitas, "Análise dos Impactos Técnicos Resultantes da Intermitência de Geração de Sistemas Fotovoltaicos na Qualidade da Tensão" CBQEE, 2015.
- [6] S. V. Swarna Kumary, V. Arangarajan Aman Maung Than Oo, GM Shafiuallah, Alex Stojcevski, "Modelling and Power quality analysis of a Grid-connected Solar PV System" IEEE, 2014.
- [7] N. Srisaen and A. Sangswang, "Effects of PV Grid-Connected System Location on a Distribution System" IEEE, 2006.
- [8] Wilsun Xu, Xian Liu, Yilu Liu, "An Investigation on the Validity of Power-Direction Method for Harmonic Source Determination" IEEE, 2003.
- [9] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Resolução Normativa n° 687, 2015.
- [10] Schneider, "Qualidade de energia – Harmônicas", 2003.
- [11] Lau Ngie Chiong, "Network Losses with Penetration of Photovoltaic (PV) as Distribution Generation (DG) Resource" Universiti Teknologi Malaysia, 1988.
- [12] IEEE Power Engineering Society, "Test Systems for Harmonics Modeling and Simulation", 1999.
- [13] CEPEL, "Atlas Solarimétrico do Brasil", 2000.
- [14] EPRI, "Simulation Tool – OpenDSS" [Online]. Disponível em: <http://smartgrid.epri.com/SimulationTool.aspx>. [Jul., 2015].
- [15] Roger Dugan, Mark McGranaghan, Surya Santoso, Wayne Beaty, "Electrical Power Systems Quality", Second Edition, 2002.
- [16] Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Módulo 8 – Qualidade de Energia Elétrica, revisão 6, 2014.