

Avaliação dos Impactos de Elevados Níveis de Penetração de Geração Fotovoltaica em Sistemas Reticulados de Distribuição de Energia Elétrica

Leandro Rosa Dias, José Carlos de Melo Vieira Junior
Departamento de Engenharia Elétrica e de Computação
Escola de Engenharia de São Carlos
Universidade de São Paulo
e-mail: rosadias.leandro@usp.br, jcarlos@sc.usp.br

Resumo — Sistemas reticulados foram desenvolvidos para garantir maior confiabilidade ao fornecimento de energia elétrica em regiões com alta densidade de carga e criticidade no atendimento de energia. Esta característica é alcançada uma vez que a rede dos consumidores é atendida por diversos alimentadores primários em paralelo. Todavia, tem-se visto modificações na operação destes sistemas de distribuição devido às conexões de geradores distribuídos. Neste contexto, o presente trabalho visa analisar os impactos, por meio de simulações no OpenDSS, que elevados níveis de sistemas fotovoltaicos conectados na baixa tensão da rede reticulada podem provocar na qualidade da energia elétrica e nos esquemas de proteção do sistema elétrico. Os resultados revelaram problemas de sobretensões, elevações de perdas técnicas e disparos indesejados de abertura dos protetores de rede.

Palavras-chave — Gerador distribuído, OpenDSS, protetores de rede, qualidade da energia elétrica, rede reticulada, sistema fotovoltaico.

I. INTRODUÇÃO

Rede reticulada é uma topologia de sistemas de distribuição de energia elétrica que oferece alta confiabilidade no atendimento aos consumidores, característica alcançada em razão da rede secundária, Baixa Tensão (BT), ser atendida por vários transformadores em paralelo e múltiplos alimentadores primários em Média Tensão (MT) que se estendem radialmente até a subestação. Porém, seu custo de estruturação e operação é bastante elevado [1]. Por isto, suas construções são realizadas, preferencialmente, em centros comerciais e industriais, cuja criticidade no fornecimento de energia elétrica é indiscutível.

A configuração da rede reticulada diverge das demais estruturas de sistemas de distribuição de energia elétrica, pois nesta há a possibilidade de um alimentador primário contribuir, por exemplo, para o curto-circuito em outro alimentador ou para uma falha no transformador de distribuição.

Visando não permitir ocorrências desta natureza, foram desenvolvidos equipamentos de proteção chamados de protetores de rede (*Network Protectors*). Estes equipamentos são, essencialmente, disjuntores associados a relés que abrem seus contatos automaticamente quando o ramo ao qual está acoplado é sensibilizado por fluxos de potência partindo da rede de BT para a MT, o que é considerado como uma situação não convencional [2]. A reconexão destes equipamentos, de maneira também automática, é realizada no momento em que são observados os parâmetros elétricos em conformidade com os valores pré-parametrizados na configuração dos relés.

Os protetores de rede são acoplados a jusante dos transformadores de distribuição e no instante em que é detectado fluxo reverso de potência devido a um distúrbio a montante dos protetores de rede, o ramo em falha é desconectado da rede de BT enquanto os demais continuam suprindo a demanda da região sem submeter os consumidores a interrupções de energia. Foi com base nestas condições de falhas e almejando uma melhor qualidade do serviço de energia elétrica que as redes reticuladas passaram a ser projetadas e, atualmente, suas instalações são fortemente defendidas e requeridas.

Nos últimos anos, presenciou-se uma grande ascensão no número de instalações de geradores nas proximidades dos consumidores (geração distribuída) em todas as topologias dos sistemas de distribuição, inclusive nas reticuladas, e isto tem revelado preocupações ao setor elétrico para que seja mapeado o comportamento das redes sob tais condições de operação. A utilização de Geradores Distribuídos (GDs) é defendida por fatores técnicos, como a diversificação da matriz de energia elétrica, amortecimento das oscilações de potência e eficiência energética; econômicos, como reduções de perdas na transmissão e adiamento da expansão dos alimentadores; e ambientais, devido a redução nas emissões de gases poluentes [3], [4]. Em contrapartida, elevados níveis de penetração de GDs na rede elétrica podem acarretar diversas alterações no tocante à operação segura e confiável do sistema de distribuição [5]. Adicionalmente, têm-se impactos nocivos de naturezas diversas na Qualidade da Energia Elétrica (QEE), como harmônicos, desbalanço de tensão, violações à faixa adequada de tensões nodais [6], além de aspectos que podem influenciar os indicadores de qualidade do serviço prestado,

Os autores agradecem ao Laboratório de Sistemas de Energia Elétrica (LSEE), da Escola de Engenharia de São Carlos (EESC-USP) pela infraestrutura proporcionada, assim como ao Conselho Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (CNPq) e à Comissão de Aperfeiçoamento de Pessoal de Nível Superior (CAPES) pelo suporte financeiro disponibilizado para a realização desta pesquisa.

por exemplo, DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) e FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora).

Por questões técnicas, tem-se a possibilidade de fluxos bidirecionais de potência em sistemas de distribuição com topologia radial, desde que sejam efetuados condicionamentos oportunos para os dispositivos de proteção. Contudo, esta característica enfrenta maior complexidade em redes reticuladas, pois caso a geração distribuída exceda a demanda dos consumidores, haverá fluxo reverso de potência através dos transformadores. Este fato acarretará em secções entre as redes de BT e MT, devido ao disparo de abertura dos protetores de rede, requerendo assim, maiores restrições de controle [7].

Estudos que tratam do binômio geração distribuída e sistemas reticulados permitem avaliar aspectos técnicos de operação, além de poder gerar dados para contribuir ao arcabouço legal e normativo que, por exemplo, no Brasil, ainda se carece de normalizações. Entretanto, uma revisão à literatura reportou a trabalhos que apenas relatam casos específicos em que está sendo possível conciliar o sistema reticulado com GDs acoplados [8]–[11]. Desta maneira, comprova-se, assim como exposto em [7], que ainda há necessidade de estudos que relatem impactos sistemáticos destes geradores sobre as redes reticuladas.

Sendo assim, o objetivo deste artigo é analisar os níveis de tensões nodais em regime permanente, perdas técnicas e operações indesejadas dos protetores de rede, visando descrever os impactos que elevados níveis de geração fotovoltaica podem acarretar aos sistemas reticulados de distribuição de energia elétrica.

Além desta introdução, o presente trabalho é composto por outras três seções. Seção 2 apresenta o programa OpenDSS e a interface com o programa Matlab, e a metodologia empregada. Seção 3 apresenta os resultados obtidos e a seção 4 as relevantes conclusões acerca do tema.

II. METODOLOGIA DE INVESTIGAÇÃO

O OpenDSS é um programa de simulação do *Electric Power Research Institute (EPRI)* que possui recursos para modelar sistemas de distribuição de energia elétrica, possibilitando análises relacionadas à QEE e ao planejamento destes sistemas. Sua disponibilização gratuita é uma maneira de incentivar um maior número de pesquisadores a realizar estudos avançados no contexto de redes inteligentes (*Smart Grids*) [12]–[14]. O programa tem capacidade de realizar sequenciais fluxos de potência, modelar dispositivos com n -fases, transformadores com m -enrolamentos e possui uma interface, *Windows Component Object Model (COM)*, que possibilita o acesso de outros programas às suas funcionalidades [13].

O cálculo do fluxo de potência pode ser executado em modo diário (*Daily*), anual (*Yearly*) ou instantâneo (*Snapshot*). Neste trabalho foi utilizado o modo instantâneo para executar 96 cálculos sequenciais de fluxos de potência. Os cálculos são referentes às condições de carregamentos e gerações fotovoltaicas impostas para cada 15 minutos, resultando assim, no

comportamento do sistema de distribuição ao longo de 24 horas. Para isto, desenvolveu-se um código computacional no programa Matlab, o qual controla as operações do OpenDSS, obtém os resultados, os manipulam por meio da interface criada, além de possibilitar análises gráficas. O processo de execução destes cálculos e a interação entre os programas é ilustrado na Fig. 1.

Ao iniciar o Matlab, carrega-se o novo circuito (*New Circuit*) criado no OpenDSS e leem-se as potências declaradas das cargas e dos geradores fotovoltaicos (abreviados por PVs) para o primeiro cálculo do fluxo de potência, em que se consideram os valores referentes às 00h15min. Na sequência, os valores são atualizados para as condições das 00h30min e uma nova iteração é executada. Tal processo é repetido até que sejam completados os 96 cálculos que resultarão no perfil diário de carga da rede reticulada.

A. Rede Reticulada de BT em Estudo

A rede de distribuição de energia elétrica selecionada para análises é mantida e operada por via de concessão por uma concessionária brasileira, conforme os dados apresentados em [15]. A rede reticulada de BT é do tipo malhada (*Grid*) e não opera simultaneamente com outras redes do tipo exclusiva (*Spot*). Ela é suprida por alimentadores primários subterrâneos em nível de tensão igual a 13,8 kV, que interligam a subestação aos transformadores de distribuição conectados em paralelo, conforme ilustra a Fig. 2. As barras (nós) dos consumidores são apresentadas na Fig. 3, e todas são atendidas de maneira trifásica com tensão nominal igual a 220 V (fase-fase). Os dados da rede reticulada malhada são apresentados na Tabela I.

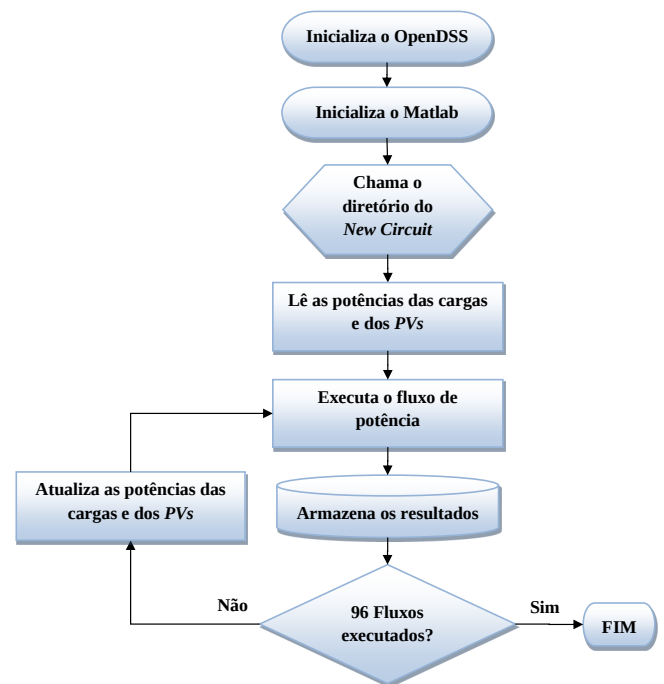


Fig. 1. Processo de execução dos cálculos de fluxo de potência realizado pelos programas OpenDSS e Matlab.

TABELA I. DADOS DA REDE RETICULADA MALHADA.

Parâmetros	Quantidade
Alimentadores de MT	3
Barras de MT	4
Transformadores	12
Barras de BT	77
Cargas	66
Sistemas Fotovoltaicos	14

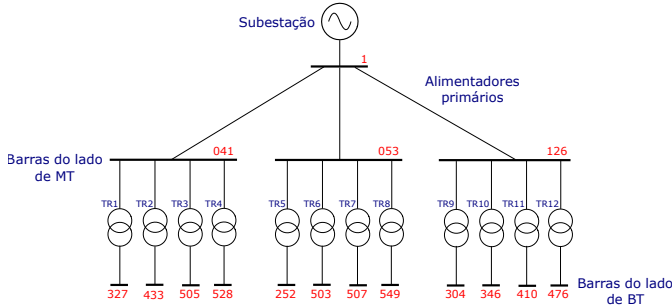


Fig. 2. Diagrama unifilar dos alimentadores primários interligando a subestação aos transformadores de distribuição.

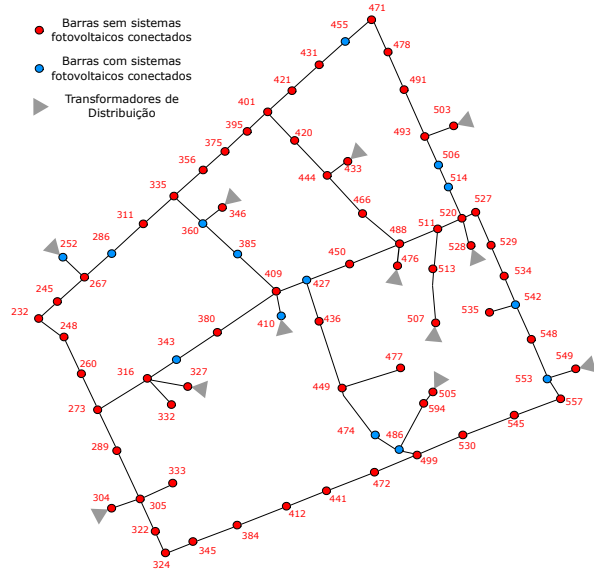


Fig. 3. Rede reticulada malhada de distribuição de energia elétrica em BT.

B. Validação do Modelo Base

Para a obtenção de uma rede elétrica de referência, realizou-se uma pré-análise dos níveis de tensão em cada nó do sistema. A expectativa se traduzia em obter um modelo base em que todos os nós estivessem incluídos dentro da faixa adequada de tensão em regime permanente (0,92 p.u. e 1,05 p.u.) para consumidores atendidos até 1 kV, assim como estabelece os Procedimentos de Distribuição de Energia Elétrica no Sistema Elétrico Nacional (PRODIST) da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) [16].

Uma vez executado o cálculo do fluxo de potência da rede elétrica modelada no programa OpenDSS, foram constatadas extrapolações ao limite inferior da faixa adequada de tensão. Devido a este impasse, um ajuste nas potências nominais das

cargas se fez necessário, a fim de que o modelo base se apresentasse apropriado para posteriores avaliações.

C. Caracterização das Cargas do Sistema Reticulado

Para as simulações foram propostos três cenários, em que cada um possui uma curva de carregamento específica. Estas curvas buscam condizer com o que se observa, principalmente, nos centros comerciais e industriais, pois, reiteram-se, estes são os locais predominantes para receberem as instalações de redes reticuladas. Sendo assim, tem-se alta demanda emulando dias úteis, em que foi atribuído à curva o nome de carga pesada; carga média ou meia carga relacionando aos sábados; e o menor carregamento presente aos domingos e/ou feriados. Todo o perfil de potência diária das cargas no carregamento médio equivale a 50% daquele visualizado para a carga pesada e o mesmo ocorre para o carregamento leve, sendo estas potências iguais a 30%, obedecendo ao mesmo patamar de referência.

Todas as cargas são trifásicas balanceadas, de acordo com o apresentado em [15], e para atribuir os perfis diários de potência ativa e reativa foram adotados os dados apresentados em [17]. A Fig. 4 ilustra o comportamento das três curvas de carregamento, em que é exposta a potência total da rede reticulada. A particularidade de cada carga se restringe às suas potências nominais que correspondem ao valor máximo da curva de carregamento pesado (em destaque na Fig. 4).

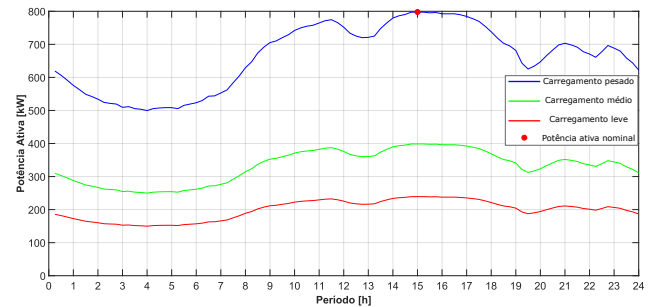


Fig. 4. Perfis de demanda diária considerando o carregamento equivalente de toda a rede reticulada malhada.

D. Conexões de Sistemas Fotovoltaicos

A definição dos sistemas fotovoltaicos foi realizada utilizando a ferramenta PVSystem do OpenDSS, a qual combina em um único conjunto as características pertinentes ao painel fotovoltaico e ao conversor CC/CA.

Foram determinados onze cenários distintos de geração fotovoltaica, sendo eles: 0%, 10%, 20%, 30%, 40%, 50%, 60%, 70%, 80%, 90% e 100%, em que 0% representa a ausência destes geradores e 100% significa uma geração fotovoltaica diária máxima igual a 797,4 kW, potência ativa capaz de suprir toda a demanda do carregamento pesado se forem desprezadas as perdas técnicas.

Para modelar tais geradores de energia elétrica foram declarados parâmetros como a potência nominal, fator de potência, ponto de acoplamento com a rede reticulada e índices de irradiação e temperatura. A potência de saída dos painéis solares é regida por (1) e não necessita de controles externos

de rastreamento do ponto de máxima potência (MPPT - *Maximum Power Point Tracking*), pois é assumido que o conversor CC/CA é capaz de encontrá-lo rapidamente [18].

$$P_{\text{fot}}(t) = P_{\text{pmp}} \cdot \text{Irrad} \cdot F_{\text{Temp}}(T(t)) \cdot F_{\text{Irrad}}(t) \quad (1)$$

em que:

- P_{fot} : Potência de saída do painel fotovoltaico;
- P_{pmp} : Ponto de máxima potência (Potência nominal);
- Irrad : Irradiação máxima (assume-se 1000 W/m^2);
- F_{Temp} : Fator de ponderação para a temperatura;
- $T(t)$: Temperatura diária;
- $F_{\text{Irrad}}(t)$: Fator de ponderação para a irradiação diária.

Percebe-se que a potência gerada depende de alguns elementos, como a temperatura sobre o painel fotovoltaico, a qual varia ao longo do dia seguindo o comportamento apresentado na Fig. 5(a). Para cada valor atingido há um fator correspondente que pondera a temperatura, conforme a Fig. 5(b). Outro elemento é a irradiação máxima mensurada sobre os painéis que, geralmente, considera-se 1000 W/m^2 . Para as variações temporais de irradiação é utilizado uma curva de fatores, Fig. 5(c), que normaliza a magnitude da irradiação instantânea entre zero e um ($0 \leq F_{\text{Irrad}} \leq 1$) [19].

O conversor CC/CA presente em cada conjunto solar instalado na rede reticulada não necessita de malhas de controle, pois as simulações são realizadas com valores estáticos. Desta maneira, para a obtenção da potência resultante gerada pelo *PVSystem* (P_{res}), assim como é dado em (2), incluem-se os fatores de eficiência do conversor (E_{Efic}). Para cada nível de potência extraída dos painéis fotovoltaicos (em p.u.) há um fator de eficiência regido pela curva ilustrada na Fig. 5(d).

Todos os geradores fotovoltaicos são considerados com fator de potência unitário e a alocação destes procedeu de maneira randômica, inserido-os em 14 barras distintas, as quais se encontram destacadas na Fig. 3. Por sua vez, o perfil diário de geração fotovoltaica equivalente de toda a rede reticulada para o cenário igual a 100% é apresentado na Fig. 6. Ressalta-se que devido à eficiência do conversor CC/CA ser limitada a 97%, a potência equivalente de todos os dispositivos instalados fica limitada a um valor proporcional abaixo do nominal.

$$P_{\text{res}}(t) = P_{\text{fot}}(t) \cdot F_{\text{Efic}}(P_{\text{fot}}(t)) \quad (2)$$

em que:

- P_{res} : Potência resultante do *PVSystem*;
- F_{Efic} : Fator de eficiência do conversor CC/CA.

III. RESULTADOS E ANÁLISES

Nesta seção são apresentados os resultados obtidos que se referem aos níveis de tensões nodais em regime permanente, perdas técnicas e disparos de abertura dos protetores de rede.

A. Tensão em regime permanente

As tensões nodais sofreram alterações em seu perfil no intervalo entre as 7h e 19h, período em que se concentra a geração de energia elétrica a partir dos sistemas fotovoltaicos.

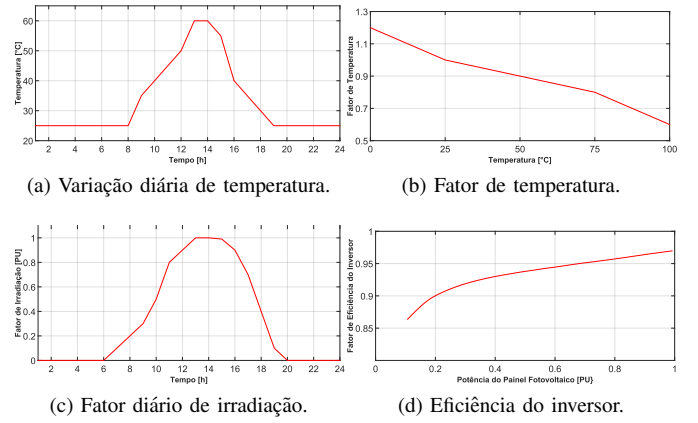


Fig. 5. Curvas das variáveis para modelagem do *PVSystem* no OpenDSS.

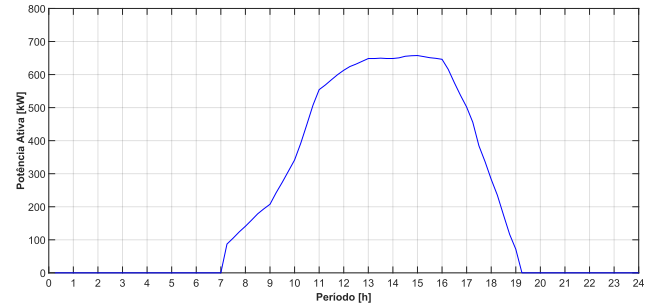


Fig. 6. Perfil diário no cenário de geração fotovoltaica igual a 100%.

Para as condições impostas de carregamento e geração distribuída, a barra 506 foi a que reportou maiores elevações de tensão. Esta foi a única barra que apresentou violação ao nível adequado de tensão, das 12h15min às 13h45min, na situação de carga pesada com geradores fotovoltaicos injetando 591,81 kW (90%) na rede reticulada. O horário de ocorrência do distúrbio é aquele em que se tem máxima geração fotovoltaica simultaneamente com o suposto horário de almoço dos centros industriais e comerciais, ou seja, momento em que a demanda de energia elétrica decresce, assim como visto na Fig. 4.

À meia carga não foram apontadas violações de tensão até uma geração fotovoltaica igual 328,78 kW (50%). Entretanto, para níveis de penetrações maiores foram revelados violações à QEE. Para geração fotovoltaica igual a 394,54 kW (60%) e 460,79 kW (70%) apenas a barra 506 revelou sobretensões. Para geração maior, outras barras também se sensibilizaram com sobretensões, sendo elas: 343 (1,051 p.u.) e 542 (1,051 p.u.) para uma geração fotovoltaica de 526,05 kW (80%); 343 (1,058 p.u.), 514 (1,055 p.u.), 535 (1,059 p.u.) e 542 (1,059 p.u.) para 591,81 kW (90%) gerados no sistema de distribuição. Por sua vez, tem-se o carregamento leve que revelou problemas de QEE desde os 50% de penetração de geração fotovoltaica. Além disso, este cenário revelou o pior caso, sendo aquele com 591,81 kW (90%) de potência gerada, em que sete nós apresentaram tensões acima de 1,05 pu, sendo eles: 343 (1,071 p.u.), 514 (1,064 p.u.), 534 (1,053 p.u.), 535 (1,074 p.u.), 542 (1,074 p.u.) e 548 (1,058 p.u.), além da 506 com tensão igual a 1,086 p.u. Desta maneira, este se

mostrou como o cenário mais crucial e, por isso, apenas este é ilustrado na Fig. 7, com o comportamento da tensão na barra 506. Salienta-se a ausência de dados referentes à geração fotovoltaica igual a 657,56 kW (100%) e este fato é atribuído à não convergência da simulação no OpenDSS.

Observa-se que os horários mais propensos para as violações de tensão ficam em torno das 13h, sendo estes os instantes em que as barras apresentam seus valores máximos de tensão vistos no dia. Com a finalidade de descrever a região mais crítica para este instante, tem-se o diagrama em cores na Fig. 8, o qual representa as tensões nodais da rede reticulada com identificação das barras com tensão acima de 1,05 p.u.

B. Perdas Técnicas

As perdas técnicas totais da rede reticulada malhada são calculadas conforme (3), em que são consideradas as perdas de potência ativa a cada 15 minutos ao longo das 24 horas e, ao final das simulações, tem-se o montante de energia perdida em quilowatts-hora, assim como mostra a Fig. 9.

$$Perd_t = \sum_{i=1}^{96} P_i \cdot \frac{15}{60} \cdot \frac{1}{1000} \quad (3)$$

em que:

- $Perd_t$: Perda total de energia em um dia [kWh];
- $Perd_i$: Perda de potência ativa vista a cada 15 minutos.

Conforme é acrescido o nível de geração fotovoltaica os perfis de perdas vão sofrendo alterações, resultando em um aumento significativo de tais nos cenários de carga média e leve. As curvas tracejadas na Fig. 9 são as perdas de energia elétrica para o cenário sem geração fotovoltaica. Assim sendo, percebe-se que os GDs apresentam vantagens principalmente em carregamentos pesados, porém revelaram criticidade para os demais patamares de carga, demandando assim, estratégias que visem um melhor equilíbrio entre as partes.

C. Sensibilização dos Protetores de Rede

Diante dos cenários de carregamento propostos, aquele que mais se mostrou propenso a ocorrências de fluxo reverso de potência foi o com cargas leves. Reforça-se que tal cenário emula dias de domingo e/ou feriados, visto que as regiões com atividades predominantemente comerciais possuem consumos de energia elétrica menores nestes dias, enquanto a temperatura e irradiação sobre os sistemas solares independem do dia da semana. Com isso, a geração fotovoltaica alcança patamares acima da capacidade de consumo das cargas, fazendo com que a potência excedente flua para o lado de MT dos transformadores. A Tabela II descreve quais os protetores de rede que foram sensibilizados em cada situação proposta.

Com carregamento pesado e geração fotovoltaica igual a 460,29 kW (70%), foi constatado que apenas o protetor de rede 10 (PR10), aquele que está acoplado ao transformador 10 (TR10), se sensibilizou com o fluxo reverso de potência ativa no período entre às 12h25min e 13h30min. Porém, ao realizar o seccionamento deste ramo houve o disparo de abertura do PR12 (efeito cascata), às 12h30min até às 13h20min. Mesmo com tais ocorrências o sistema de distribuição permaneceu em operação sem demais anomalias.

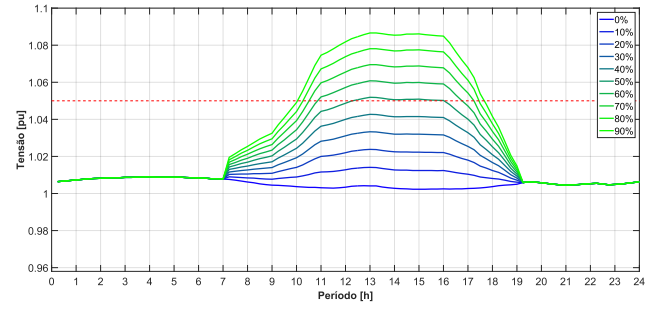


Fig. 7. Tensão na barra 506 ao longo do dia de acordo com o nível de geração fotovoltaica no carregamento leve.

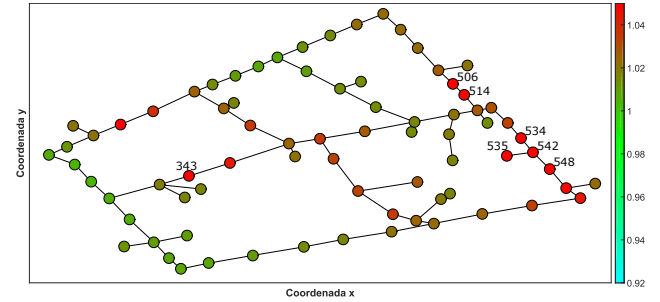


Fig. 8. Diagrama de escala em cores para tensões nodais em carregamento leve com geração fotovoltaica igual a 591,81 kW (90%), às 13h.

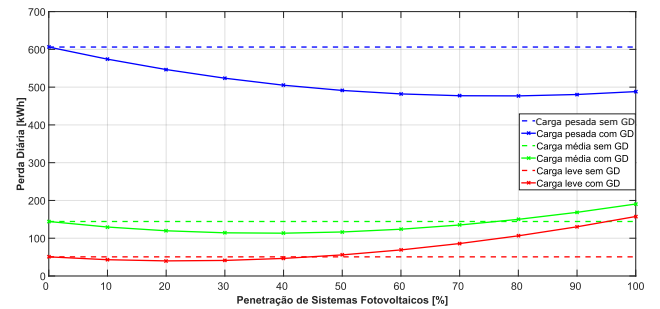


Fig. 9. Comparação das perdas técnicas de acordo com o nível de geração fotovoltaica.

Com geração fotovoltaica igual a 80%, houve o disparo de abertura do PR10, PR12 e PR7. Isto provocou a abertura do PR5 e a violação aos limites de QEE para tensão em regime permanente nos nós 232, 248 e 260. Para o cenário de geração igual a 90% foi atuado o PR5, PR6, PR7, PR10 e PR12.

À meia carga, a partir de 40% de penetração de geradores fotovoltaicos já foram presenciados fluxos reversos de potência ativa. O problema foi agravado com 70%, 80% e 90% de geração distribuída, levando a rede elétrica ao blecaute. À carga leve, a partir de 20% já foi apontado fluxo reverso no ramo do TR10. As situações mais críticas foram vistas para gerações de 40% ou maior, pois ocorreu o efeito cascata levando a rede reticulada à total desenergização. O PR10 se mostrou o mais propenso às atuações devido às instalações de geradores ocorrerem em suas proximidades e, também, às cargas próximas não possuírem demandas elevadas. A potência ativa que flui pelo TR10 nas condições de carga leve sem GD e com 30% de GD é mostrada na Fig. 10.

TABELA II. PROTETORES DE REDE ABERTOS PARA CADA CENÁRIO DE GERAÇÃO FOTOVOLTAICA.

Penetração de geradores fotovoltaicos	Carga pesada	Carga média	Carga leve
0%	-	-	-
10%	-	-	-
20%	-	-	PR10
30%	-	-	PR5, PR6, PR7, PR10, PR12
40%	-	PR5, PR7, PR10, PR12	PR1, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +
50%	-	PR5, PR6, PR7, PR10, PR12	PR1, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +
60%	-	PR5, PR6, PR7, PR10, PR12	PR1, PR2, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +
70%	PR10	PR1, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +	PR1, PR2, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +
80%	PR7, PR10, PR12 *	PR1, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +	PR1, PR2, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +
90%	PR5, PR6, PR7, PR10, PR12	PR1, PR2, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +	PR1, PR2, PR4, PR5, PR6, PR7, PR10, PR12 +

* Abertura dos protetores de rede provocaram violações de tensão em regime permanente.

+ Houve blecaute da rede reticulada.

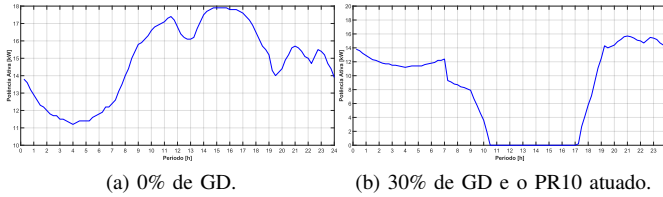


Fig. 10. Potência ativa diária fluindo pelo TR10 com o carregamento leve.

IV. CONCLUSÕES

Este artigo apresentou resultados dos impactos que elevados níveis de penetração de geradores fotovoltaicos podem acarretar nas redes reticuladas de distribuição de energia elétrica. Foram evidenciados problemas de QEE sobre violações de tensão em regime permanente e até blecautes da rede reticulada malhada. Além destes distúrbios técnicos, foram visualizadas influências a fatores econômicos, os quais são atrelados ao aumento das perdas técnicas. Estes problemas foram revelados, principalmente, para as situações de carregamento leve com máxima geração fotovoltaica.

A alocação dos geradores fotovoltaicos também se mostrou como um fator bastante relevante, pois os resultados mostraram que os clientes nas proximidades destas instalações eram os mais propensos aos problemas de QEE. A confiabilidade no atendimento de energia elétrica aos consumidores é uma característica de projeto das redes reticuladas, porém com elevados níveis de penetração de geração distribuída, há atuações dos protetores de rede mesmo sem a ocorrência de faltas nos alimentadores primários ou nos transformadores, e isto pode lesar tal característica. Com isso, presume-se que outros fatores também sejam influenciados, como é o caso dos indicadores coletivos de continuidade DEC e FEC, porém os estudos não abordaram metodologias para quantificá-los.

Atualmente, o principal método de evitar tais impactos é limitando a quantidade de geração distribuída, o que torna complexo o cenário atual, pois vai contra os conceitos de disseminação desta tecnologia. Desta maneira, tornam-se indispensáveis estratégias alternativas que possibilitem o acesso de elevada quantidade de geradores fotovoltaicos nos sistemas reticulados de distribuição de energia elétrica.

V. REFERÊNCIAS

- [1] K. Schneider, P. Phanivong, and J. S. Lacroix, "IEEE 342-node low voltage networked test system," in *2014 IEEE PES General Meeting* — *Conference Exposition*, Washington, USA, July 2014, pp. 1–5.
- [2] R. J. Landman, "Underground secondary ac networks, a brief history," in *Electric Power, 2007 IEEE Conference on the History of*, Newark, USA, Aug 2007, pp. 140–151.
- [3] IEA. Co-generation and renewables - solutions for a low-carbon energy future, 2011. [Online]. Available: www.iea.org.br
- [4] N. Jhenkins, R. Allan, P. Crossley, D. Kirschen, and G. Strbac, *Embedded generation*, 1st ed. London, UK: The Institution of Engineering and Technology, 2000, vol. 1.
- [5] I. S. Bae and J. O. Kim, "Reliability evaluation of distributed generation based on operation mode," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 22, no. 2, pp. 785–790, May 2007.
- [6] V. K. R. S. and P. Mohan, "Design and analysis of UPQC with DG for mitigating power quality issues," in *2016 International Conference on Energy Efficient Technologies for Sustainability (ICEETS)*, Nargacoi, India, April 2016, pp. 101–105.
- [7] P. C. Chen, R. Salcedo, Q. Zhu, F. de Leon, D. Czarkowski, Z. P. Jiang, V. Spitsa, Z. Zabar, and R. E. Usef, "Analysis of voltage profile problems due to the penetration of distributed generation in low-voltage secondary distribution networks," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 27, no. 4, pp. 2020–2028, Oct 2012.
- [8] M. Baier, W. E. Feero, and D. R. Smith, "Connection of a distributed resource to 2-transformer spot network," in *Transmission and Distribution Conference and Exposition, 2003 IEEE PES*, vol. 2, Dallas, USA, Sept 2003, pp. 520–526 vol.2.
- [9] M. Coddington, B. Kroposki, T. Basso, K. Lynn, and M. Vaziri, "Photovoltaic systems interconnected onto secondary network distribution systems," in *Photovoltaic Specialists Conference (PVSC), 2009 34th IEEE*, Philadelphia, EUA, June 2009, pp. 000 405–000 408.
- [10] K. A. Joshi and N. M. Pindoriya, "Risk assessment of unintentional islanding in a spot network with roof-top photovoltaic system - a case study in India," in *2013 IEEE Innovative Smart Grid Technologies-Asia (ISGT Asia)*, Bangalore, India, Nov 2013, pp. 1–6.
- [11] M. Yin and Z. Zhang, "The analysis of power flow distribution in spotnetwork with dg," in *2014 China International Conference on Electricity Distribution (CICED)*, Shenzhen, China, Sept 2014, pp. 1551–1555.
- [12] R. C. Dugan, R. F. Artritt, T. E. McDermott, S. M. Brahma, and K. Schneider, "Distribution system analysis to support the smart grid," in *IEEE PES General Meeting*, Minneapolis, USA, July 2010, pp. 1–8.
- [13] R. C. Dugan and T. E. McDermott, "An open source platform for collaborating on smart grid research," in *2011 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, Detroit, USA, July 2011, pp. 1–7.
- [14] P. Radatz, N. Kagan, C. Rocha, J. Smith, and R. C. Dugan, "Assessing maximum dg penetration levels in a real distribution feeder by using opendss," in *2016 17th International Conference on Harmonics and Quality of Power (ICHQP)*, Belo Horizonte, BR, Oct 2016, pp. 71–76.
- [15] F. A. de Azevedo, "Otimização de rede de distribuição de energia elétrica subterrânea reticulada através de algoritmos genéticos," *Dissertação*, Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba, 2010.
- [16] ANEEL, "Procedimentos de distribuição de energia elétrica no sistema elétrico nacional (PRODIST), Módulo 8 - Qualidade da Energia Elétrica," 2016.
- [17] G. M. Tiepolo, A energia solar e o potencial fotovoltaico do estado do Paraná, 2015. [Online]. Available: <http://iep.org.br>
- [18] EPRI, "Modeling high-penetration PV for distribution interconnection studies - smart inverter function modeling in opendss," 2013.
- [19] —, *OpenDSS PVSystem Element Model*, Fevereiro 2011, versão 1.