



AVALIAÇÃO DA INFLUÊNCIA DA INSERÇÃO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Evaluation of the influence of the distributed generation insertion in electrical power distribution systems

Daniel Pereira de Sales, José Guilherme Magalini Santos Decanini, Leonardo Ataíde Carniato, Fernando da Cruz Pereira

Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo – IFSP, Câmpus Presidente Epitácio, Presidente Epitácio, SP.

E-mail: salesdaniel32@gmail.com, guilhermedecanini@ifsp.edu.br, leonardo@ifsp.edu.br, fernando.cruz@ifsp.edu.br

RESUMO – Neste artigo busca-se avaliar os impactos oriundos da inserção da geração distribuída (GD) em sistemas de distribuição de energia elétrica. Nessa circunstância, por meio da ferramenta computacional *OpenDSS*, realizaram-se simulações de quatro cenários diferentes variando os níveis de penetração de GD em função do total de carga do alimentador, considerando um ponto específico de operação. Por fim, simulou-se o mesmo alimentador com fontes geradoras fotovoltaicas distribuídas em barras junto às cargas, com o intuito de analisar a característica temporal da geração solar em função da demanda. Por meio das simulações foi possível analisar, interpretar e destacar os impactos que a inserção da GD produz nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Evidenciou-se que o aumento da penetração de GD ocasionou melhoria no perfil de tensão do alimentador, inversão do fluxo de potência e redução das perdas elétricas no alimentador. Ressalta-se que a inserção da geração distribuída oriunda de fontes renováveis é uma realidade brasileira e um caminho a ser seguido, já que a diversificação da matriz energética em consonância com o uso de novas tecnologias, como as *smart grids*, proverá aos sistemas elétricos de potência maior segurança, eficiência operacional e qualidade no produto entregue aos consumidores.

Palavras-chave: geração distribuída; sistemas de distribuição de energia elétrica; geradores fotovoltaicos; impactos técnicos.

ABSTRACT – This paper seeks to evaluate the impacts arising from the insertion of distributed generation (DG) in electrical power distribution systems. In this circumstance, using the *OpenDSS* computational tool, simulations of four different scenarios were carried out, varying the DG penetration levels as a function of the total feeder load, considering a specific point of operation. Finally, the same feeder was simulated with photovoltaic generating sources distributed in bars next to the loads, in order to analyze the temporal characteristic of solar generation as a function of demand. Through the simulations, it was possible to analyze, interpret and highlight the impacts that the insertion of DG produces in the electrical power distribution systems. It was evident that the increase in DG penetration led to an improvement in the feeder voltage profile, power flow inversion and reduction of electrical losses in the feeder. It should be noted that the insertion of DG from

renewable sources is a Brazilian reality and a path to be followed, since the diversification of the energy matrix in line with the use of new technologies, such as smart grids, will provide electrical power systems with greater safety, operational efficiency and quality in the product delivered to consumers.

Keywords: distributed generation; electrical power distribution systems; photovoltaic generators; technical impacts.

1. INTRODUÇÃO

Nos últimos anos têm ocorrido mudanças estruturais e filosóficas nas redes de distribuição de energia elétrica que impactam diretamente na disponibilidade e confiabilidade do sistema, refletindo na qualidade de energia elétrica (QEE) fornecida aos usuários. Esta evolução dos sistemas elétricos de potência está diretamente relacionada ao avanço tecnológico, econômico e na concepção e implantação de sistemas inteligentes, contribuindo para o bem-estar e o desenvolvimento socioeconômico da população.

Dentro desta perspectiva, as normas preestabelecidas pela agência reguladora, a desverticalização do setor elétrico para o mercado livre, o conseqüente aumento da competitividade de mercado e a crescente exigência quanto à qualidade do produto recebido pelos consumidores corroboram para o progresso. A automação dos sistemas elétricos de potência em conjunto com as novas tecnologias que abarcam equipamentos eletrônicos inteligentes pode tornar as redes ativas, que consiste em um novo contexto para a operação e o planejamento dos sistemas.

O aumento e o desenvolvimento de tecnologias relacionadas à geração de energia fizeram com que os sistemas elétricos de energia sofressem mudanças significativas (NARUTO, 2017). Consequentemente, a Resolução Normativa (REN) nº 482/2012 da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) possibilitou que consumidores de pequeno e médio porte gerassem sua própria energia elétrica, essa resolução de maneira geral abriu as portas para a expansão e desenvolvimento da GD no Brasil, mas em contrapartida trouxe novos desafios para as concessionárias de energia, principalmente em relação à QEE. Neste contexto, deve-se ressaltar que estão ocorrendo constantes aprimoramentos nas normas relativas à geração distribuída no país, *e.g.*, a REN nº 687/2015 e a Lei nº 14.300/2022 – Marco Legal da Microgeração e Minigeração Distribuída.

A princípio, as redes de distribuição foram dimensionadas para operar em apenas um único sentido, e desde que a REN nº 482/2012 foi regulamentada o fluxo de potência passa a ser bidirecional.

Com a mudança do mercado e a regulamentação da REN supracitada, as unidades consumidoras com geração distribuída não pararam de aumentar no Brasil. Dados coletados da Empresa de Pesquisa Energética (EPE), relativos ao ano de 2021, mostram que o Brasil possuía um total de 804.288 unidades consumidoras (UC) conectadas com GD, que representa um total de 8.965 MW de potência instalada, sendo que 97% são de origem fotovoltaica. Além disso, dentro das unidades geradoras nota-se que a participação em potência é majoritariamente gerada na própria unidade consumidora e na sua grande maioria alocadas em residências e comércios (EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA, 2022). Desta forma, destaca-se a grande quantidade de potência instalada dentro dos grandes centros consumidores.

Segundo Pabla (2005), a maior parcela das perdas elétricas está concentrada nos sistemas de distribuição, perdas que ocorrem tanto nos alimentadores primários, transformadores de distribuição e na rede secundária. As alternativas para reduções das perdas são: o redimensionamento das linhas, redimensionamento e mudança de localização de transformadores, reguladores de tensão e instalação de banco de capacitores para o controle de fluxo reativo.

Nesse sentido, a utilização e implantação de unidades de geração distribuída podem auxiliar na diminuição das perdas elétricas nos alimentadores e melhoria no perfil de tensão da rede, uma vez que a geração de energia realizada próxima aos grandes centros consumidores contribui para auxiliar no suprimento de energia principalmente nos horários de ponta, isso colabora com o sistema centralizado, postergando ou até evitando a sua reestruturação (HOSSEIN, 2022; LIU *et al.*, 2021; KUMAR; KHATOD, 2022).

Por conseguinte, neste artigo busca-se avaliar os impactos da penetração da geração distribuída fotovoltaica no sistema de distribuição de energia elétrica. Dentro desta perspectiva, as simulações foram realizadas via *software OpenDSS*[®], o qual é de código livre e aberto, e amplamente empregado em

empresas de consultoria, concessionárias e centros de pesquisa para simulação e análise de redes de distribuição. Mais especificamente, objetiva-se analisar os impactos da inserção da geração distribuída no que tange às perdas elétricas, fluxo de potência e perfil de tensão de um alimentador de 31 barras. Os resultados obtidos demonstraram que a inclusão da GD propiciou melhoria no perfil de tensão do sistema, tendo em vista que há uma redução da corrente demandada da subestação ocasionando redução de quedas de tensão nos condutores da rede, assim como proveu redução do fluxo de potência pelos trechos do alimentador e uma consequente redução de perdas elétricas.

2. CAPACIDADE DE GERAÇÃO E CRESCIMENTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA NO BRASIL

No Brasil, segundo o Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS), a previsão de carga do Sistema Interligado Nacional (SIN) observa um crescimento na ordem de 20% para o ano de 2026 quando comparado à máxima carga, verificada em 2020. Esse aumento pode variar entre 26% para a região Nordeste e a mínima de 17% para a região Sudeste e Centro-Oeste.

A capacidade instalada do SIN, no ano de 2022, é de 178.555 MW, dos quais 109.127 MW são de usinas hidroelétricas, 24.886 MW são de usinas termoeletricas e nucleares e 28.713 MW são de eólicas e fotovoltaicas. A estimativa é que no ano de 2026 a capacidade instalada do SIN chegará a 200.255 MW, com um aumento de geração nas usinas solares de 114%, que totalizam 13.511 MW, e de aproximadamente 32,5% em usinas eólicas, que totalizarão 29.670 MW.

As gerações eólicas e solares terão uma perspectiva de crescimento, consequência dos esforços dos agentes governamentais e das políticas públicas e mundiais de descarbonização da matriz energética, tornando cada vez mais presentes essas fontes de geração renováveis. A Figura 1 apresenta o crescimento da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.

Figura 1. Expansão da geração distribuída fotovoltaica no Brasil.



Fonte: (ANEEL, 2023. Acesso em: 09 jan. 2023).

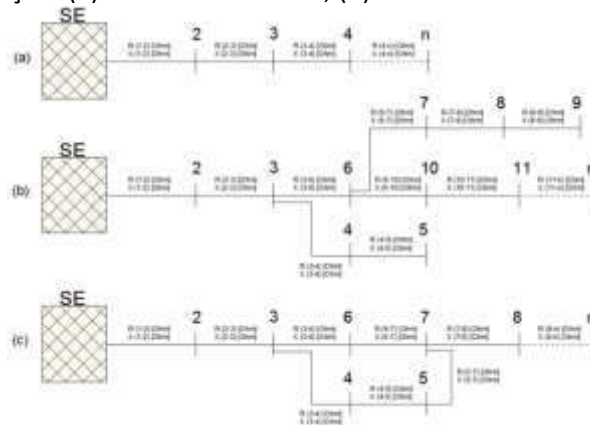
Portanto, com o acelerado crescimento da geração distribuída fotovoltaica se faz necessário entender as mudanças e impactos que a elevada penetração dessas tecnologias podem ocasionar nos sistemas de distribuição de energia elétrica.

3. SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

As redes de distribuição possuem a função de distribuir a energia elétrica proveniente da rede de transmissão para os consumidores finais, sendo eles, comerciais, industriais e residenciais.

Essas redes são bem características pois são organizadas de forma radial, e as topologias comumente encontradas são as radiais sem laterais, radiais com laterais e fracamente malhadas, ilustradas na Figura 2.

Figura 2. Redes de distribuição: (a) radial sem laterais; (b) radial com laterais; e (c) fracamente malhada.



Fonte: (Vasconcelos, 2012).

O emprego de novas tecnologias e o anseio de modernizar e melhorar as redes de distribuição fez surgir o conceito chamado *smart grid*. Existem muitas definições para esse termo, e em síntese, corresponde à aplicação de novas tecnologias digitais e de comunicação nas redes de transmissão e distribuição de energia elétrica, com o objetivo de melhorar e ampliar o nível de controle e operação dos agentes responsáveis, por meio de dados enviados em tempo real para os mesmos (AMIN; WOLLENBERG, 2005).

Logo, com o conhecimento em tempo real das curvas de carga dos consumidores e conseqüentemente dos padrões de consumo, poderá ser capaz de agregar novas fontes de geração de energia próximas ao consumidor, melhorando a qualidade de energia, em razão da facilidade de gerenciamento de pacotes de carga promovido pela *smart grid*. Portanto, o significado de redes inteligentes é a transição de um modelo caracterizado pela geração centralizada composto por redes passivas de distribuição de energia para um modelo caracterizado pelo gerenciamento e controle de geração que será realizado pelas diferentes fontes alocadas próximas às cargas, que passarão a fazer parte das chamadas microrredes, e o controle do trânsito de carga pela rede de transmissão e de distribuição passará a ser definida como macrorede. De tal forma, atinge-se o objetivo de aumentar a capacidade de integração de geração distribuída das centrais de microgeração ou microprodução de energia nas redes elétricas (CHIANG; JOU; WU, 2008). Além disso, a implantação dessas tecnologias para o gerenciamento das redes poderá favorecer a redução das perdas e o aumento da eficiência dos sistemas como um todo (SMART E-ENERGY, 2010).

4. GERAÇÃO DISTRIBUÍDA

O Brasil é uma referência mundial quando se trata de fontes renováveis, reflexo do seu potencial hídrico. Porém, deve-se pontuar que a forte dependência de apenas uma fonte de energia para geração pode ocasionar riscos no que diz respeito a confiabilidade do fornecimento. A diversificação da matriz energética no processo de geração de energia elétrica em conjunto com a prioridade pelo uso de fontes renováveis propicia maior segurança energética para o desenvolvimento do país e contribui para o bem-estar da sociedade, visto que, ocorrendo crises temporárias em fontes específicas de geração de energia há a flexibilidade para compensação via aumento de geração por outras fontes.

Nesta perspectiva, a partir dos anos 2000, passaram a ser discutidas e elaboradas políticas públicas com intuito de estimular a inclusão nos sistemas elétricos de potência de gerações distribuídas de menor capacidade instalada, com enfoque para o uso de fontes renováveis, e conseqüentemente diminuir a predominância de grandes fontes centralizadas distantes dos centros de consumo.

Assim, até o início de 2012, os consumidores só poderiam instalar uma GD *off-grid*, *i.e.*, desconectada do sistema da concessionária. Com a publicação da REN nº 482/2012 da ANEEL se estabeleceu condições de acesso a micro e minigeração aos sistemas de distribuição e a participação no sistema de compensação de energia elétrica. A REN nº 687/2015 ampliou o prazo para uso dos créditos energéticos e a potência limite para micro e minigeração distribuída, e criou-se diversas oportunidades de negócios, dantes muito restritivas na REN nº 482/2012, *e.g.*, empreendimento com múltiplas unidades consumidoras e geração compartilhada, e a Lei nº 14.300/2022, que corresponde ao Marco Legal da

Microgeração e Minigeração Distribuída, contempla um arcabouço legal a fim de prover mais segurança jurídica, estabilidade regulatória e previsibilidade para o mercado, onde estão previstas especificações, como por exemplo, alteração da potência máxima para minigeração fotovoltaica, ampliação dos modelos de geração compartilhada e pagamento parcial e gradativo da componente TUSD Fio B, relacionada aos custos da utilização da infraestrutura da rede de distribuição da concessionária.

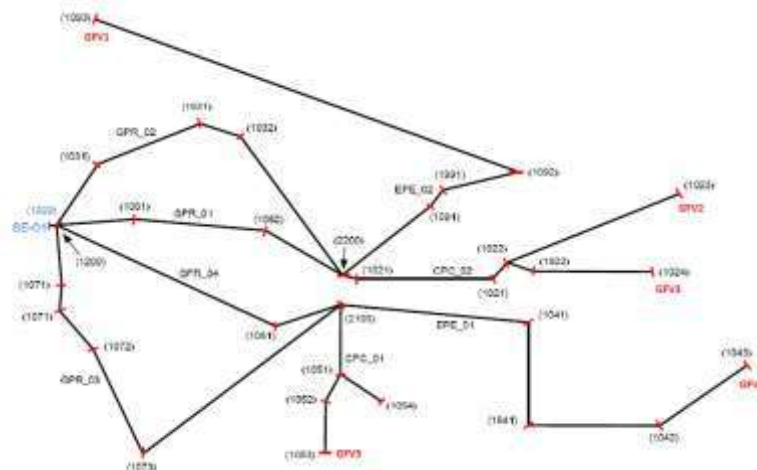
5. ANÁLISE DE REDES DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

A análise de redes de distribuição de energia elétrica envolve estudos de fluxo de potência, curto-circuito, harmônicos, entre outros. Com a mudança do paradigma dos sistemas de distribuição de energia elétrica, *i.e.*, a inserção significativa de geração distribuída fotovoltaica e a concepção de redes inteligentes, tornou-se fundamental o conhecimento dos impactos causados pela penetração de GD na rede e das alterações no sistema advindas das mudanças estruturais e filosóficas.

Dentro deste contexto, as concessionárias de energia têm empregado o *software Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*, recomendado pela ANEEL, o qual é de código livre e aberto, para avaliação do fluxo de potência, perdas e perfil de tensão nos sistemas de distribuição de energia elétrica, que corresponde ao enfoque desta pesquisa.

O estudo de fluxo de potência tem como objetivo determinar o estado operativo da rede, *i.e.*, os valores de tensão e ângulo em cada barra do sistema, e conseqüentemente as potências ativa e reativa que circulam pelas linhas, perdas nos elementos e perfil de tensão da rede.

Figura 3. Alimentador de distribuição de energia elétrica.



Fonte: Adaptado de (Silva Junior, 2010).

Nesta perspectiva, o *software OpenDSS* possui dois algoritmos para solução do fluxo de potência, sendo um chamado de Normal e o outro chamado de Newton (apesar do nome, não é igual ao método de Newton Raphson clássico). Para condições de operação sensíveis, nas quais o método Normal possa não convergir, recomenda-se a utilização do método de Newton, que é mais lento, porém mais robusto. No *OpenDSS*, o sistema de equações a ser resolvido trabalha diretamente em cima da matriz de admitância nodal do sistema, *i.e.*, com os fasores de tensões nodais e correntes injetadas, sendo que no processo de solução, o *software* utiliza valores atuais de tensão e corrente (ROCHA; RADATZ, 2018).

Dentre os diversos modos de solução suportados pelo programa pode-se destacar: o fluxo de potência instantâneo – *Snapshot Power Flow* – que resolve um único fluxo de potência instantâneo para as condições estabelecidas, esse modo não considera variações temporais nas cargas ou elementos; e o fluxo de potência diário ou anual – *Daily/Yearly Power Flow* – que realiza uma série de soluções baseadas nas curvas diárias de carga e geração especificadas. Ressalta-se que há funcionalidade para gerar gráficos onde as espessuras das linhas representaram os fluxos, tensões, correntes ou perdas que foram medidas, entretanto necessita-se declarar as coordenadas espaciais das barras do sistema (DUGAN, 2016).

6. DESCRIÇÃO OPERACIONAL E DADOS DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

O sistema de distribuição de energia elétrica teste, apresentado na Figura 3, possui 31 barras, dimensões reais e foi adaptado do trabalho de Silva Junior (2010), com objetivo de avaliar por meio do *OpenDSS* os impactos da GD em um alimentador de distribuição quando varia-se o seu nível de penetração.

Observa-se que os geradores fotovoltaicos foram alocados nos finais das linhas do alimentador, *i.e.*, nas barras 1093, 1023, 1024, 1043 e 1053.

A priori serão analisados os perfis de tensão, fluxos de potência e perdas elétricas no alimentador sem a presença dos geradores, posteriormente verificar-se-ão as mudanças e os impactos da inserção gradativa da geração distribuída no alimentador.

Dentro desta perspectiva, inicialmente serão avaliados cenários distintos com diferentes níveis de penetração da GD, considerando valores fixos de geração, utilizando o modo *Snap*. Posteriormente, serão analisados os resultados da conexão de geradores fotovoltaicos, utilizando o elemento *PVSystem*, no qual haverá interações variáveis dentro de um intervalo de 24 horas, para tal feito, será empregado o modo *Daily*.

No modo *Snap*, a porcentagem de penetração vai ser determinada pela quantidade total de carga alocada no sistema. Assim, são considerados os seguintes níveis de penetração:

- 1º Cenário – Cenário base, sem a presença de GD;
- 2º Cenário – Penetração de 40% da potência da carga em GD;
- 3º Cenário – Penetração de 50% da potência da carga em GD;
- 4º Cenário – Penetração de 60% da potência da carga em GD.

6.1. Cargas

As cargas estão alocadas em diferentes barras do sistema de distribuição e operam com fator de potência igual a 0,92. Considerou-se uma curva de consumo normalizada por unidade que permite que o consumo de energia no alimentador variasse ao longo do dia – modo *Daily*. Nas Tabelas 1 e 2, apresentam-se respectivamente, os dados das cargas instaladas relativos às suas potências e às barras de conexão, e os dados normalizados de carga onde todas as cargas terão o mesmo perfil.

Tabela 1. Relação das cargas.

| Barra | Carga (MVA) | Barra | Carga (MVA) |
|------------------|-------------|-------|-------------|
| 1061 | 0,3 | 1091 | 0,39 |
| 1062 | 0,45 | 1092 | 0,75 |
| 1031 | 0,15 | 1093 | 1,05 |
| 1032 | 0,62 | 1051 | 0,65 |
| 1071 | 0,21 | 1052 | 0,9 |
| 1072 | 0,79 | 1053 | 0,37 |
| 1073 | 1,25 | 1054 | 1,1 |
| 1081 | 0,34 | 1021 | 0,26 |
| 1041 | 0,34 | 1022 | 0,39 |
| 1042 | 0,45 | 1023 | 1,25 |
| 1043 | 0,45 | 1024 | 0,95 |
| Total: 13,41 MVA | | | |

Fonte: Os autores.

Tabela 2. Curva de consumo normalizada.

| Horas | Carga (pu) | Horas | Carga (pu) |
|-------|------------|-------|------------|
| 1 | 0,2908 | 13 | 0,8855 |
| 2 | 0,2653 | 14 | 0,9172 |
| 3 | 0,2639 | 15 | 0,9382 |
| 4 | 0,2562 | 16 | 1 |
| 5 | 0,251 | 17 | 0,9621 |
| 6 | 0,2632 | 18 | 0,9407 |
| 7 | 0,305 | 19 | 0,8216 |
| 8 | 0,4547 | 20 | 0,7497 |
| 9 | 0,6167 | 21 | 0,6411 |
| 10 | 0,739 | 22 | 0,5357 |
| 11 | 0,8475 | 23 | 0,4705 |
| 12 | 0,882 | 24 | 0,3688 |

Fonte: Adaptado de (Camargos, 2016).

Na Figura 4 dispõe-se a curva de consumo normalizada, em pu, das cargas.

Figura 4. Curva de consumo normalizada.

Fonte: Os autores.

6.2. Linhas de distribuição

Os parâmetros dos cabos que compõem o alimentador estão apresentados na Tabela 3.

Tabela 3. Dados dos condutores.

| Condutor | Sequência Positiva | | Sequência Zero | |
|----------|--------------------|------------------|------------------|------------------|
| | r [Ω/m] | x [Ω/m] | r [Ω/m] | x [Ω/m] |
| 336.4 | 0,222 | 0,369 | 0,402 | 1,87 |
| 3/0 | 0,443 | 0,428 | 0,616 | 1,89 |
| 1/0 | 0,705 | 0,459 | 0,879 | 1,92 |

Fonte: Adaptado de (Silva Junior, 2010).

Na Tabela 4 estão dispostos para cada seção do alimentador o comprimento e o condutor empregado.

Tabela 4. Conexões e comprimento das linhas.

| Alimentador | Barras | Cabo | Comprimento do cabo (km) |
|-------------|-----------|-------|--------------------------|
| GPR_01 | 1200-1061 | 336.4 | 1,22 |
| GPR_01 | 1061-1062 | 336.4 | 2,06 |
| GPR_01 | 1062-2200 | 3/0 | 1,46 |
| GPR_02 | 1032-2200 | 336.4 | 2,96 |
| GPR_02 | 1931-1032 | 3/0 | 0,68 |
| GPR_02 | 1031-1931 | 3/0 | 1,78 |
| GPR_02 | 1200-1031 | 3/0 | 1,26 |
| GPR_03 | 1073-2100 | 336.4 | 4,12 |
| GPR_03 | 1072-1073 | 336.4 | 2,04 |
| GPR_03 | 1071-1072 | 3/0 | 0,87 |
| GPR_03 | 1971-1071 | 3/0 | 0,47 |
| GPR_03 | 1200-1971 | 3/0 | 1,08 |
| GPR_04 | 1081-2100 | 336.4 | 1,11 |
| GPR_04 | 1200-1081 | 336.4 | 3,87 |
| CPC_01 | 2100-1051 | 3/0 | 1,24 |
| CPC_01 | 1051-1054 | 1/0 | 0,8 |
| CPC_01 | 1051-1052 | 1/0 | 0,55 |
| CPC_01 | 1052-1053 | 1/0 | 0,92 |
| CPC_02 | 2200-1021 | 3/0 | 0,24 |
| CPC_02 | 1021-1921 | 3/0 | 2,14 |
| CPC_02 | 1921-1022 | 3/0 | 0,36 |
| CPC_02 | 1022-1023 | 1/0 | 3 |
| CPC_02 | 1022-1922 | 3/0 | 0,46 |
| CPC_02 | 1922-1024 | 1/0 | 1,86 |
| EPE_01 | 2100-1041 | 336.4 | 2,98 |
| EPE_01 | 1041-1941 | 336.4 | 1,86 |
| EPE_01 | 1941-1042 | 3/0 | 2,06 |
| EPE_01 | 1042-1043 | 1/0 | 1,75 |
| EPE_02 | 2200-1091 | 336.4 | 1,86 |
| EPE_02 | 1091-1991 | 3/0 | 0,36 |
| EPE_02 | 1991-1092 | 3/0 | 1,25 |
| EPE_02 | 1092-1093 | 3/0 | 7,22 |

Fonte: Adaptado de (Silva Junior, 2010).

6.3. Transformadores

No barramento infinito – barra 1000 – há um transformador que reduz a tensão de 66 kV para 13,8 kV. Este transformador apresenta os seguintes dados:

- Nome – TR1;
- Tensão (kV): Primário – 66, Secundário – 13,8;
- Impedância (pu): 14,03;
- Potência (MW): 20;
- Conexão: Primário – Delta, Secundário – Estrela.

Já os geradores e os geradores fotovoltaicos apresentam tensão nominal de 0,22 kV, em função disso, torna-se necessário a utilização de transformadores de acoplamento.

Os transformadores utilizados para o devido acoplamento apresentam os mesmos parâmetros, *i.e.*, são idênticos, cujos parâmetros são apresentados abaixo:

- Tensão (kV): Primário – 0,22, Secundário – 13,8;
- Indutância de dispersão (XHL): 2;
- Percentual de perdas totais (%loadloss): 0,5;
- Percentual de perdas a vazio (%noloadloss): 0,2;

- Potência (kW): 500;
- Conexão: Primário – Estrela, Secundário – Estrela.

6.4. Geradores

Dentro da perspectiva de avaliação da influência da GD em sistemas de distribuição de energia elétrica foram empregados dois tipos de geradores distribuídos, com potência constante e de potência variável, para as simulações no *OpenDSS*.

Inicialmente, utilizaram-se fontes geradoras que fornecem um valor de potência constante para a rede, tendo em vista que não haverá oscilações na potência ao longo do dia, para se determinar o perfil de tensão, o fluxo de potência e as perdas elétricas variando-se os níveis de penetração de GD em função do total de carga do alimentador.

Os geradores estão alocados nas barras finais de alguns ramos alimentadores, *i.e.*, barras 1093, 1023, 1024, 1043 e 1053, conforme disposto na Figura 3, e apresentam os mesmos parâmetros, que são arrolados abaixo:

- Fases: 3
- Tensão (kV): 0,22
- Potência trifásica (kW):
 - ✓ 40% de penetração: 1072 kW;
 - ✓ 50% de penetração: 1340 kW;
 - ✓ 60% de penetração: 1600 kW.

Em uma segunda etapa, os geradores fotovoltaicos foram empregados para verificar o fluxo de potência diário do alimentador, no modo *Daily*, em razão do gerador fotovoltaico não fornecer potência com valor constante ao longo do dia, concentrando-se mais nos horários de pico da irradiação solar.

Com o propósito de estudar o fluxo de potência diário quando a GD está alocada junto às cargas, especificou-se como potência base de geração o equivalente à 70% da potência da carga e distribuiu-se de forma igualitária em todas as barras que apresentam cargas alocadas. Assim, com a característica temporal da carga apresentada na Tabela 2 e a variação de geração, característica natural dos geradores fotovoltaicos, pode-se analisar os impactos no que tange o consumo de potência nas barras e o fluxo de potência proveniente da subestação.

Portanto, apresenta-se a seguir os parâmetros essenciais para representar os geradores fotovoltaicos no *OpenDSS*.

- Fases: 3;
- Tensão (kV): 0,22;
- Potência do inversor (kVA): 500;
- Máxima potência dos painéis (kVA): 432.

Como trata-se de um gerador com características temporais, há variáveis em função do tempo, *i.e.*, a irradiação e a temperatura. A irradiação é representada com valores normalizados em pu e a temperatura apresenta valores ao longo do dia em intervalos de uma hora. Assim, nas Tabelas 5 e 6 estão dispostos, respectivamente, o comportamento da irradiação e da temperatura empregada para o estudo com o gerador fotovoltaico.

Tabela 5. Irradiação em pu ao longo do dia.

| Horas | Irradiação (pu) | Horas | Irradiação (pu) |
|-------|-----------------|-------|-----------------|
| 1 | 0 | 13 | 1 |
| 2 | 0 | 14 | 1 |
| 3 | 0 | 15 | 0,99 |
| 4 | 0 | 16 | 0,9 |
| 5 | 0 | 17 | 0,7 |
| 6 | 0 | 18 | 0,4 |
| 7 | 0,1 | 19 | 0,1 |
| 8 | 0,2 | 20 | 0 |
| 9 | 0,3 | 21 | 0 |
| 10 | 0,5 | 22 | 0 |
| 11 | 0,8 | 23 | 0 |
| 12 | 0,9 | 24 | 0 |

Fonte: Os autores.

Tabela 6. Temperatura de operação dos painéis fotovoltaicos ao longo do dia.

| Horas | Temperatura (°C) | Horas | Temperatura (°C) |
|-------|------------------|-------|------------------|
| 1 | 25 | 13 | 60 |
| 2 | 25 | 14 | 60 |
| 3 | 25 | 15 | 55 |
| 4 | 25 | 16 | 40 |
| 5 | 25 | 17 | 35 |
| 6 | 25 | 18 | 30 |
| 7 | 25 | 19 | 25 |
| 8 | 25 | 20 | 25 |
| 9 | 35 | 21 | 25 |
| 10 | 40 | 22 | 25 |
| 11 | 45 | 23 | 25 |
| 12 | 50 | 24 | 25 |

Fonte: Os autores.

Além desses valores em função do tempo, tem-se mais duas variáveis que caracterizarão um comportamento temporal e oscilatório para o gerador fotovoltaico, a curva de potência *versus* temperatura, a qual dispõe a proporção de potência que será fornecida pelos painéis em função da temperatura que os painéis estão operando, que está totalmente relacionada ao vetor de temperatura diária apresentado na Tabela 6. E por fim, a curva de eficiência do inversor fotovoltaico, que interpola os valores em pu da eficiência do inversor em função da potência fornecida pelos painéis, também em pu.

Nas Tabelas 7 e 8, apresentam-se respectivamente, os dados das curvas de potência *versus* temperatura e a de eficiência do inversor fotovoltaico em função da potência fornecida pelos painéis.

Tabela 7. Potência de saída dos painéis fotovoltaicos *versus* temperatura de operação.

| Temperatura de operação dos painéis (°C) | Potência de saída dos painéis fotovoltaicos |
|------------------------------------------|---------------------------------------------|
| 0 | 1,2 |
| 25 | 1 |
| 75 | 0,8 |
| 100 | 0,6 |

Fonte: Os autores.

Tabela 8. Eficiência do inversor fotovoltaico em função da potência fornecida pelos painéis – valores normalizados em pu.

| Potência fornecida pelos painéis | Eficiência do inversor fotovoltaico |
|----------------------------------|-------------------------------------|
| 0,1 | 0,86 |
| 0,2 | 0,9 |
| 0,4 | 0,93 |
| 1 | 0,97 |

Fonte: Os autores.

7. RESULTADOS

A presente pesquisa visa avaliar os impactos no sistema de distribuição de energia elétrica decorrente da inserção da geração distribuída. Dentro deste contexto, realizou-se a simulação e estudo de um sistema de distribuição teste, no qual executou-se o incremento na penetração da geração distribuída e analisou-se as consequências no que tange o perfil de tensão, o fluxo de potência e as perdas elétricas. Por conseguinte, apresenta-se nos próximos tópicos dados da simulação e os resultados obtidos.

7.1. Perfil de tensão

Em princípio, realizar-se-ão micro e macro avaliações do impacto da inserção da geração distribuída no perfil de tensão do sistema de distribuição de energia elétrica, *i.e.*, será apresentado graficamente o perfil de tensão de todo o sistema de distribuição visando obter-se uma visão macro dos níveis de tensão das barras, e uma microanálise será efetuada no alimentador GPR_04 e EPE_01, a qual pode ser expandida para os demais ramos. Assim, dispõe-se na Figura 5 o ramo alimentador supracitado.

Figura 5. Alimentador de distribuição GPR_04 e EPE_01.



Fonte: Adaptado de (Silva Junior, 2010).

Portanto, as simulações no *software OpenDSS* considerando a rede de distribuição sem GD, e com a inserção de 40%, 50% e 60% de GD, proverão o perfil de tensão do sistema. Nesta perspectiva, apresenta-se na Tabela 9 os valores obtidos das tensões das barras que estão conectadas ao ramo alimentador GPR_04 e EPE_01.

Tabela 9. Tensão nas barras do ramo alimentador GPR_04 e EPE_01.

| Barra | Tensão (pu) | | | |
|-------|-------------|--------|--------|--------|
| | Sem GD | 40% | 50% | 60% |
| 1000 | 1 | 1 | 1 | 1 |
| 1200 | 0,9860 | 0,9887 | 0,9894 | 0,9900 |
| 1081 | 0,9538 | 0,9632 | 0,9655 | 0,9677 |
| 2100 | 0,9455 | 0,9567 | 0,9595 | 0,9621 |
| 1041 | 0,9376 | 0,9524 | 0,9560 | 0,9595 |
| 1941 | 0,9341 | 0,9510 | 0,9552 | 0,9593 |
| 1042 | 0,9278 | 0,9498 | 0,9553 | 0,9606 |
| 1043 | 0,9241 | 0,9531 | 0,9603 | 0,9672 |

Fonte: Os autores.

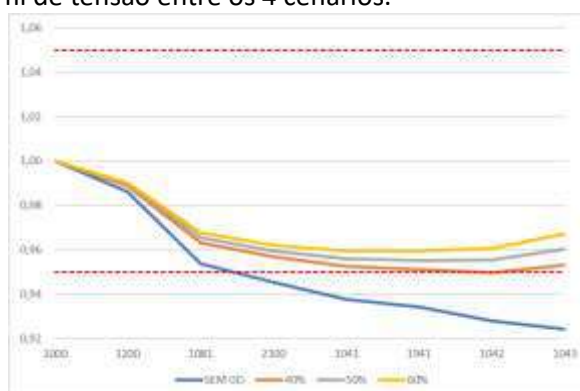
Analisando a Tabela 9, observa-se que para a operação sem GD as barras 1041 e 1941 operam no limite dos valores de tensão classificados como adequados pela ANEEL, já as barras 1042 e 1043 operam com níveis de tensão precários, resultando em uma operação inadequada. Ademais, nota-se claramente uma melhoria nos níveis de tensão quando se aumenta a penetração de GD no alimentador, com todas as

barras do ramo alimentador selecionado operando dentro dos padrões aceitáveis estabelecidos pela ANEEL. Ressalta-se que foi selecionado para esta análise mais detalhada um ramo alimentador que possuía barras em operação com níveis mais críticos de tensão.

Desse modo, pode-se concluir que a presença de geradores próximos à carga provê melhoria no perfil de tensão do sistema, tendo em vista que se reduz a corrente advinda (solicitada) do sistema de transmissão, ocasionando conseqüentemente menores quedas de tensão nos condutores do sistema de distribuição, proporcionando assim, uma melhoria do perfil de tensão da rede. Salienta-se que, a inserção de geração distribuída oriunda de fontes renováveis é de extrema importância para o desenvolvimento socioeconômico do país, mais especificamente, a geração fotovoltaica por possui maior capacidade de suprimento nos períodos em que há maior consumo, *i.e.*, possibilita aliviar o atual sistema energético brasileiro.

Dentro deste contexto, por meio da Figura 6, realizar-se-á a comparação dos níveis de tensão das barras do ramo alimentador em análise operando nos quatro cenários supracitados, a fim de se verificar de forma gráfica o impacto do incremento da geração distribuída no perfil de tensão do sistema.

Figura 6. Comparação do perfil de tensão entre os 4 cenários.



Fonte: Os autores.

Deve-se enfatizar que analisando a figura acima, no que tange as curvas com presença de GD, é possível constatar com facilidade a inversão do sentido do fluxo referente ao trecho relativo às barras 1042-1043, *i.e.*, o fluxo de potência flui da barra 1043 para a 1042, onde se nota que ao invés de se ter queda de tensão da barra 1042 para 1043, há elevação da tensão (inversão do sentido do fluxo de potência/corrente, conseqüentemente inversão no sentido da queda de tensão). Para as curvas relacionadas à inserção de 50% e 60% de GD e avaliando a Tabela 9 observa-se que houve uma inversão do fluxo de potência mais considerável, visto que analisando as tensões das barras 1941, 1042 e 1043 tem-se um perfil de tensão crescente no sentido da barra 1941 para a 1043, corroborando a inversão do sentido da corrente e da queda de tensão neste trecho do alimentador. Salienta-se que, o mesmo procedimento de avaliação é válido para todos trechos deste sistema de distribuição teste, o qual pode ser aplicado e observado via análise da Figura 7.

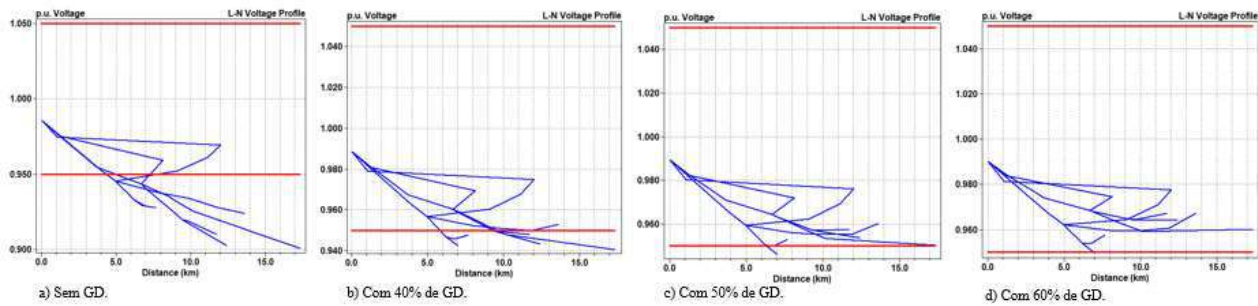
Na Figura 7 está disposto o perfil de tensão de todo o sistema de distribuição, operando sem GD, e com a inserção de 40%, 50% e 60% de GD, em função da distância.

Analisando a Figura 7 d), observa-se que todas as barras do sistema de distribuição de energia elétrica teste estão operando com níveis de tensão de até em torno de 0,95 pu, *i.e.*, no máximo aproximadamente 5% de queda de tensão.

7.2. Fluxo de potência e perdas elétricas

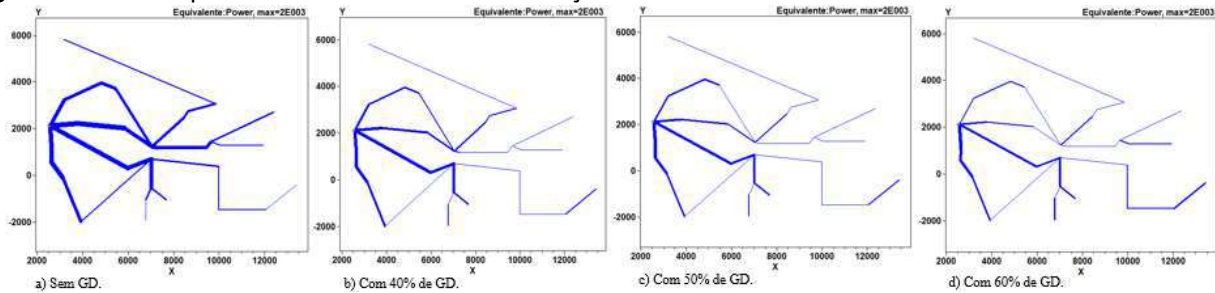
As simulações que fundamentam esta seção apresentam os fluxos de potência do sistema, possibilitando verificar as alterações das potências circulantes e seus sentidos decorrentes do aumento da penetração da geração distribuída. Concomitantemente, avaliam-se as reduções das perdas nos condutores, visto que a inserção dos geradores

Figura 7. Perfil de tensão do sistema de distribuição considerando os 4 cenários.



Fonte: Os autores.

Figura 8. Fluxo de potência no sistema de distribuição considerando os 4 cenários.



Fonte: Os autores.

ocorreu próxima às cargas, diminuindo conseqüentemente a corrente demandada da concessionária de transmissão que circulará pelo sistema de distribuição de energia elétrica.

Dentro deste contexto, apresenta-se na Tabela 10 o fluxo de potência ativa na subestação (SE) e relativo aos geradores fotovoltaicos (GFV), advindos de simulações no *software OpenDSS*, frisa-se que os geradores distribuídos fornecem apenas potência ativa, comportamento natural no âmbito da geração fotovoltaica.

Tabela 10. Fluxo de potência no alimentador.

| Barra | Fluxo de potência ativa (kW) | | | |
|-------|------------------------------|-------|-------|-------|
| | Sem GD | 40% | 50% | 60% |
| SE | -13517 | -8331 | -7031 | -5733 |
| GFV1 | - | -1072 | -1340 | -1600 |
| GFV2 | - | -1072 | -1340 | -1600 |
| GFV3 | - | -1072 | -1340 | -1600 |
| GFV4 | - | -1072 | -1340 | -1600 |
| GFV5 | - | -1072 | -1340 | -1600 |

Fonte: Os autores.

O *software OpenDSS* possui uma funcionalidade que possibilita uma fácil visualização e interpretação gráfica do fluxo de potência no alimentador, *i.e.*, esta função apresenta a proporção de potência que circula no alimentador por meio das espessuras das linhas do diagrama da rede. Neste sentido, o fluxo de potência considerando a rede de distribuição sem GD, e com a inserção de 40%, 50% e 60% de GD é mostrado na Figura 8.

Em relação às perdas elétricas, para os cenários supracitados, estão descritas na Tabela 11.

Tabela 11. Perdas elétricas no alimentador.

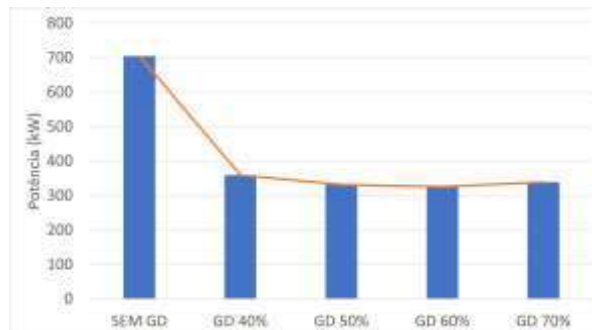
| Operação | Cabos (kW) | Perdas | |
|----------|------------|--------------------------------------|-----------|
| | | Total (cabos e transformadores) (kW) | Total (%) |
| Sem GD | 558,3 | 704,1 | 5,49 |
| 40% | 231 | 360,7 | 2,71 |
| 50% | 202 | 331,1 | 2,47 |
| 60% | 193,2 | 324,4 | 2,42 |

Fonte: Os autores.

Analisando a Figura 8 e a Tabela 11, observa-se que para o cenário base, no qual o sistema de distribuição não possui geração distribuída, toda a potência que alimenta as cargas é advinda da subestação. Consequentemente, nota-se a concentração de fluxo de potência no início do alimentador, *i.e.*, próximo à subestação. Assim, com a circulação de correntes de altos valores por grandes trechos do alimentador tem-se maiores perdas elétricas no sistema.

Avaliando o cenário com 40% de GD, presente na Figura 8 b), verifica-se que o fluxo de potência não é mais totalmente provido por meio da subestação, ou seja, os geradores fotovoltaicos presentes nos finais das linhas, próximos às cargas, atuam injetando potência, conforme disposto na Tabela 10, e consequentemente reduzindo a corrente advinda da subestação que circulava por todo o alimentador, ocasionando redução de perdas. Mais especificamente, houve redução de perdas de 5,49% para 2,71%, conforme apresentado na Tabela 11.

Ademais, observa-se que houve uma pequena redução das perdas elétricas quando compara-se os cenários com 50% e 60% de geração distribuída, e pode-se inferir que novos acréscimos na geração distribuída poderão ocasionar aumento de perdas, tendo em vista que poderá haver circulação de maiores correntes por cabos de bitolas inferiores (fim de trecho) visando o suprimento de cargas presentes no início do alimentador, ou seja, a ideia básica da geração distribuída, a priori, é o suprimento das cargas situadas próximas à esta geração. Uma inversão considerável do fluxo de potência ocasionará possivelmente problemas de sobretensão no sistema e extrapolará o limite de capacidade de condução de corrente dos condutores presentes no fim de linha, onde estão alocados os geradores fotovoltaicos. Dentro deste contexto, realizou-se uma breve simulação para averiguação das perdas considerando a inserção de 70% de geração distribuída, os resultados comprovam o que foi inferido acima, *i.e.*, as perdas nos cabos foram de 206 kW, as perdas totais de 338,5 kW, e o percentual total de perdas de 2,52%, ou seja, comprovando que um aumento indiscriminado de inserção de geração distribuída ocasiona uma inversão no sentido da curva de perdas (aumento das perdas), conforme disposto na Figura 9.

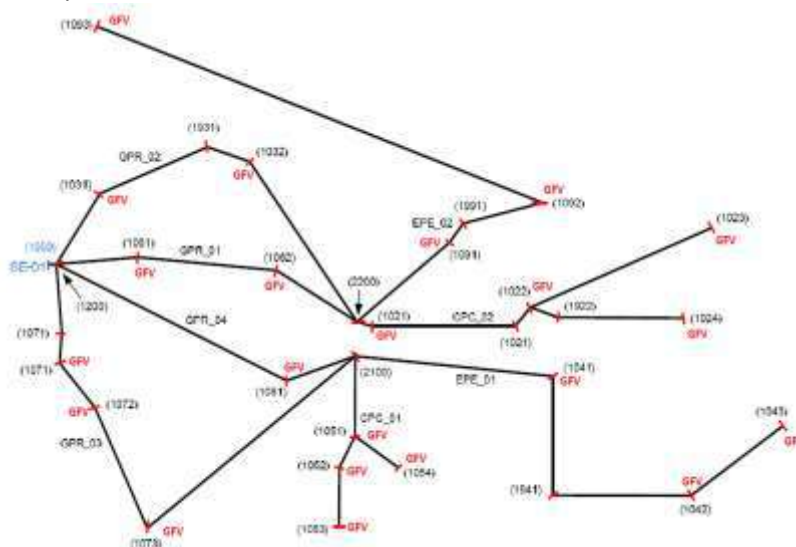
Figura 9. Comparação das perdas elétricas no sistema de distribuição incluindo um novo cenário com penetração de 70% de GD.

Fonte: Os autores.

Por fim, deve-se enfatizar que com uma penetração considerável de geração distribuída há a necessidade de reavaliar os níveis de corrente em cada ramo e tronco do alimentador, e obviamente as bitolas dos cabos da rede, isto se deve ao fato que pode ocorrer uma notória diminuição de corrente advinda da subestação (início do alimentador), onde se tem condutores de maiores bitolas, e um acréscimo nos valores das correntes circulantes nos trechos próximos ao local onde foi alocada a GD, os quais são

compostos por condutores de bitolas menores, visto que havia menos corrente circulante (principalmente em fim de trecho). Neste sentido, deve-se avaliar necessidades de recondutoramento.

Figura 10. Presença dos geradores fotovoltaicos no sistema de distribuição para análise do fluxo de potência com variação temporal.



Fonte: Adaptado de (Silva Junior, 2010).

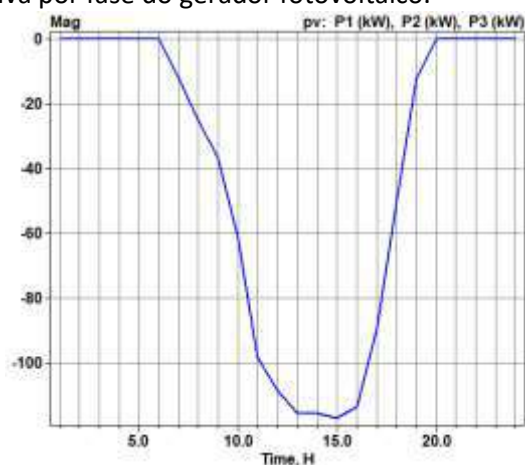
7.2.1. Fluxo de potência com variação temporal

A análise sobre a ótica do comportamento temporal segue os mesmos padrões das avaliações das simulações anteriores, sendo que nesta perspectiva operacional os geradores fotovoltaicos foram distribuídos igualmente em todas as barras que apresentam cargas alocadas, e se tem uma penetração de 70% de geração distribuída em relação à carga total instalada. Na Figura 10 consta o sistema de distribuição de energia elétrica com a presença dos geradores fotovoltaicos.

Dentro desta perspectiva, o objetivo desta análise consiste em apresentar o comportamento e impacto no fluxo de potência quando se tem variação temporal no circuito, visto que nas simulações anteriores foram considerados valores fixos de carga e geração. Por conseguinte, analisar-se-á o fluxo de potência advindo da subestação e gerado pelos sistemas distribuídos no decorrer de um dia de operação.

Primeiramente, apresenta-se na Figura 11 o comportamento operacional de um único gerador fotovoltaico, *i.e.*, a potência ativa por fase injetada pelo gerador no decorrer de 24 horas.

Figura 11. Curva de potência ativa por fase do gerador fotovoltaico.

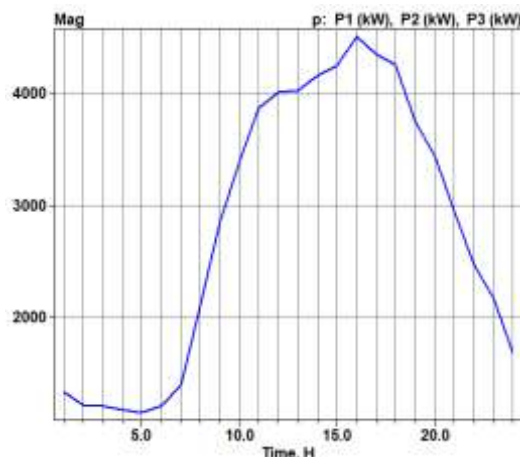


Fonte: Os autores.

Ressalta-se que no sistema de distribuição há 22 geradores fotovoltaicos idênticos, com intuito de se aproximar da tendência operacional das concessionárias.

Conseqüentemente, avalia-se o fluxo de potência diário no alimentador sem a operação dos geradores fotovoltaicos distribuídos, observa-se claramente que a curva de potência demandada pelo sistema de distribuição possui o mesmo padrão da curva de consumo normalizada expressa na Tabela 2, e esses resultados estão ilustrados na Figura 12.

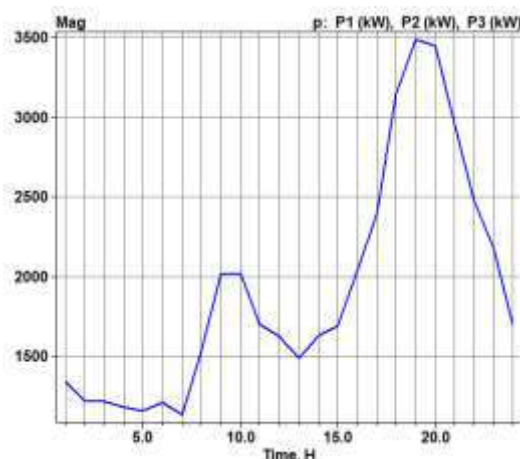
Figura 12. Consumo diário de potência sem GFV.



Fonte: Os autores.

Na sequência, foram inseridos os geradores fotovoltaicos de maneira distribuída. Dentro dessa perspectiva, percebe-se uma notória alteração no horário de pico de consumo advindo da concessionária de distribuição, conforme exposto na Figura 13.

Figura 13. Consumo diário de potência com GFV.



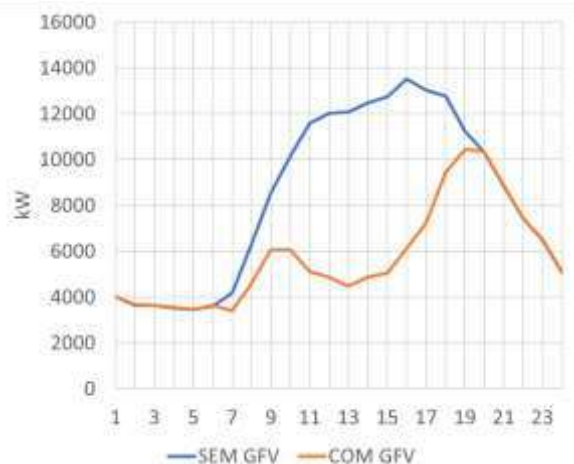
Fonte: Os autores.

Realizando uma análise micro desse cenário observa-se a completa mudança na característica do fluxo de potência advindo da concessionária após a operação dos geradores fotovoltaicos. O primeiro aspecto a destacar é a mudança do horário do pico de consumo demandado da subestação, alterando das 16h para às 19h. Ainda, em função da implementação dos geradores, percebe-se a mudança da magnitude de potência solicitada à concessionária, onde o cenário sem GFV obteve um pico de 13,5 MW e o cenário com GFV atingiu um pico de 10,5 MW, sendo 3,5 MW por fase. Assim, ressalta-se que a inserção de GFV além de corroborar com a diminuição do fluxo de potência, também alterou a característica do consumo do alimentador advindo da subestação, visto que o pico de consumo foi deslocado para outro horário.

O horário de pico das 16h, antes da inclusão da GFV, apresentou um consumo na casa dos 13,5 MW, já nesse mesmo horário com GFV o consumo foi de 6,12 MW, uma redução significativa de 54% na potência consumida, propiciando alívio aos sistemas elétricos de potência como um todo.

Na Figura 14 apresenta-se a sobreposição dos gráficos de consumo advindo da concessionária, sem GFV e com GFV (gerando a “curva do pato”), que permite verificar facilmente os impactos no fluxo de potência principalmente no horário de maior irradiação solar.

Figura 14. Potência trifásica diária demandada da subestação.



Fonte: Os autores.

Analisando a figura acima, constata-se com nitidez que a implantação de sistemas fotovoltaicos nos sistemas de distribuição de energia elétrica propicia alívio para os sistemas elétricos de potência nos períodos de maior consumo, visto que a geração fotovoltaica possui maior capacidade de suprimento quando se tem maior irradiação solar, que gratamente inclui os horários de maior demanda, *i.e.*, das 14h às 16h, visto que nos últimos anos tem-se alterado o comportamento da curva de carga do setor elétrico brasileiro, ocorrendo o deslocamento do pico de consumo do início da noite para em torno das 15h, devido ao intenso uso de condicionadores de ar.

8. CONCLUSÕES

Neste artigo realizou-se a análise da influência da inserção da geração distribuída fotovoltaica em sistemas de distribuição de energia elétrica no que tange o perfil de tensão, o fluxo de potência e as perdas elétricas da rede. Mais especificamente, os impactos da inclusão da GD foram avaliados considerando a penetração de 40%, 50% e 60% de GD, assim como o comportamento do fluxo de potência com variação temporal considerando a inclusão de geradores fotovoltaicos distribuídos em todas as barras que apresentam cargas alocadas, com penetração de 70% de geração distribuída em relação à carga total instalada.

As simulações do sistema com a presença da geração distribuída demonstraram que tal inclusão propiciou melhoria no perfil de tensão do sistema, tendo em vista que há uma redução da corrente demandada da subestação e uma conseqüente redução de quedas de tensão nos condutores da rede. Pôde-se observar que níveis de tensão de barras do sistema teste sem a presença de GD estavam fora do padrão adequado estabelecido pela ANEEL, e com a inclusão da GD todas as barras do sistema passaram a operar dentro do nível estabelecido como adequado pela agência reguladora. Assim, infere-se que a geração de energia próxima às cargas contribui para uma operação adequada da rede no que se refere aos níveis de tensão.

Quanto à avaliação do fluxo de potência e das perdas elétricas, neste estudo de caso a geração distribuída proveu redução do fluxo de potência pelos trechos do alimentador e uma conseqüente redução de perdas elétricas.

Deve-se frisar que o aumento indiscriminado da geração distribuída pode ocasionar sobretensões, aumento das perdas elétricas e sobrecarga em condutores, em geral, localizados em fim de linha, onde houve instalação da geração distribuída, esses impactos decorrem basicamente da inversão do sentido do fluxo de potência e da maior circulação de corrente em condutores de bitolas inferiores. Dentro desta perspectiva, estudos da influência da geração distribuída nos sistemas elétricos de potência são primordiais, objetivando adequação da coordenação e seletividade do sistema de proteção, troca de

condutores, reavaliações de instalações de banco de capacitores (local e potência) e de reguladores de tensão, entre outros.

Por fim, políticas públicas que estimulam a inserção da geração distribuída oriunda de fontes renováveis em sistemas de distribuição de energia elétrica são fundamentais, pois a diversificação da matriz energética e o uso de novas tecnologias, *i.e.*, *smart grids*, proverá maior confiabilidade de fornecimento de energia elétrica aos consumidores, segurança energética e contribuirá para o desenvolvimento socioeconômico do país, além de corresponder a uma das principais pautas da Conferência das Partes das Nações Unidas sobre Mudanças Climáticas (COP).

AGRADECIMENTOS

Os autores agradecem ao Instituto Federal de Educação, Ciência e Tecnologia de São Paulo pelo apoio e suporte fornecidos para o desenvolvimento desta pesquisa.

REFERÊNCIAS

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **Geração: Unidades com Geração Distribuída**. 2023. Disponível em: <https://www.gov.br/aneel/pt-br/centrais-de-conteudos/relatorios-e-indicadores/geracao>. Acesso em: 09 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 482, DE 17 DE ABRIL DE 2012**. Disponível em: <http://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2012482.pdf>. Acesso em: 05 jan. 2023.

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. ANEEL. **RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 687, DE 24 DE NOVEMBRO DE 2015**. Disponível em: <https://www2.aneel.gov.br/cedoc/ren2015687.pdf>. Acesso em: 05 jan. 2023.

AMIN, S. M.; WELLENBERG, B. F. Toward a Smart Grid. **IEEE Power & Energy Magazine**, v. 3, n. 5, p. 34-41, 2005. <https://doi.org/10.1109/MPAE.2005.1507024>

BRASIL. **LEI Nº 14.300, DE 06 DE JANEIRO DE 2022**. Disponível em: <https://www.in.gov.br/en/web/dou/-/lei-n-14.300-de-6-de-janeiro-de-2022-372467821>. Acesso em: 05 jan. 2023.

CAMARGOS, R. S. C. **Método para a identificação dos limites de geração distribuída fotovoltaica que alteram a necessidade de reforços detectada pelo planejamento da expansão de sistemas de distribuição de média tensão**. 195 f. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) — Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

CHIANG, W. J.; JOU, H. L.; WU, J. C. Maximum power point tracking method for the voltage-mode grid-connected inverter of photovoltaic generation system. **International Conference Sustainable Energy Technologies (ICSET)**, p. 1- 6, 2008. <https://doi.org/10.1109/ICSET.2008.4746962>

DUGAN, R. C. **Reference guide – The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)**. EPRI, 2016.

EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA (org.). **Planejamento Anual da Operação Energética**. Disponível em: <https://www.epe.gov.br/pt/publicacoes-dados-abertos/publicacoes/revisoes-quadrimestrais-da-carga>. Acesso em: 10 out. 2022.

HOSSEIN, L. Optimal sizing of distributed generation units and shunt capacitors in the distribution system considering uncertainty resources by the modified evolutionary algorithm. **Journal of Ambient Intelligence and Humanized Computing**, v.13, n. 10, p. 4739–4758. 2022. <https://doi.org/10.1007/s12652-021-03194-w>

KUMAR, H.; KHATOD, D. K. Tau-Value Based Approach for Loss Allocation in Radial and Weakly Meshed Distribution Networks with Distributed Generation. **IEEE Transactions on Power Delivery**, v. 37, n. 3, p. 1845-1855, 2022. <https://doi.org/10.1109/TPWRD.2021.3099207>

LIU, Q.; WANG, S.; ZHAO, Q.; WANG, K. Interval power flow calculation algorithm for multi-terminal dc distribution networks considering distributed generation output uncertainties. **IET Generation, Transmission & Distribution**, v. 15, n. 5, p. 986-996, 2021. <https://doi.org/10.1049/gtd2.12074>

NARUTO, D. T. **Vantagens e desvantagens da geração distribuída e estudo de caso de um sistema solar fotovoltaico conectado à rede elétrica**. 2017. 84 f. TCC (Graduação) - Curso de Engenharia Elétrica, Escola Politécnica, Universidade Federal do Rio de Janeiro, Rio de Janeiro, 2017.

PABLA, A. S. **Electric Power Distribution**. New York: McGraw-Hill, 2005. Xiii, 878 p. (Mcgraw-Hill Professional Engineering).

ROCHA, C.; RADATZ, P. **Algoritmo de Fluxo de Potência do OpenDSS**. Universidade de São Paulo e Electric Power Research Institute, p. 1-24, 2018.

SILVA JUNIOR, S. B. **Análise de operação de sistemas de distribuição utilizando o OpenDSS**. 128 f. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica com ênfase em Energia e Automação) — Escola de Engenharia de São Carlos da Universidade de São Paulo, 2010.

SMART E-ENERGY. **País diferente, diferentes desafios no smart grid**. Grupo Editorial Bolina, n. 4, nov./dez. 2010.

VASCONCELOS, F. M. **Estudo de reativos em sistemas de distribuição de energia elétrica**. Dissertação (Mestrado) – Escola de Engenharia de São Carlos, Universidade de São Paulo, 2012.