

ANÁLISE DO IMPACTO DA GERAÇÃO DISTRIBUÍDA FOTOVOLTAICA NA REDE DE BAIXA TENSÃO DA CELESC

Pierry M. Reinaldo¹, Bruno S. Dupczak², Edison A. C. Aranha Neto²

¹Celesc Distribuição S.A., Florianópolis – SC, Brasil

²Instituto Federal de Santa Catarina - IFSC, Florianópolis – SC, Brasil

e-mail: pierry.mr@aluno.ifsc.edu.br, bruno.dupczak@ifsc.edu.br, earanha@ifsc.edu.br

Resumo – É cada vez maior a inserção da geração distribuída (GD) nas redes elétricas de baixa tensão, visando o aproveitamento da energia solar fotovoltaica. No atual modelo de compensação de energia, é prevista apenas a injeção de potência ativa, onde não existe qualquer compromisso das unidades geradoras em contribuir com a regulação de tensão do sistema. Para as concessionárias de energia, torna-se necessária a previsão das consequências causadas pelo aumento da penetração da GD nas perdas técnicas, e na qualidade da energia fornecida aos consumidores. Neste contexto, este trabalho apresenta um estudo sobre os impactos causados pela geração distribuída fotovoltaica (GD-FV), na rede elétrica de baixa tensão da Celesc. São avaliados quatro alimentadores, com diferentes perfis de carga, utilizando o programa de simulação OpenDSS. Os resultados mostram alterações no perfil das perdas técnicas e das tensões nos alimentadores, dependendo da potência de GD-FV nas redes elétricas.

Palavras-chave – Energia Solar Fotovoltaica, Geração Distribuída, Qualidade da Energia Elétrica.

IMPACT ASSESSMENT OF PHOTOVOLTAIC DISTRIBUTED GENERATION ON CELESC LOW-VOLTAGE NETWORK

Abstract – The presence of distributed generation (DG) in low-voltage networks is increasing, aiming at the use of photovoltaic solar energy. In the current model of energy compensation, only the injection of active power is foreseen. There is no commitment from the generating units to contribute to the voltage system regulation. For utilities, it is necessary to research the consequences caused by DG growth in the technical losses and consumers power quality. In this context, this work presents a study on the impacts caused by distributed photovoltaic generation in Celesc's low-voltage network. Four feeders are evaluated, with different load profiles, using the OpenDSS simulation software. The results show profile changes in the technical losses and feeders voltages, depending on the DG power in the networks.

Keywords – Distributed Generation, Photovoltaic Energy, Power Quality.

I. INTRODUÇÃO

A energia elétrica é fundamental para a qualidade de vida das pessoas. A disponibilidade deste recurso está diretamente associada à segurança, saúde, conforto, produção de bens nas indústrias, geração de riqueza e desenvolvimento de todos os setores da sociedade. Neste aspecto, torna-se cada vez mais relevante a qualidade da energia elétrica (QEE), visando o correto funcionamento dos equipamentos eletroeletrônicos.

Nos últimos anos, mudanças significativas tem ocorrido no sistema elétrico brasileiro, envolvendo o crescente uso das fontes renováveis de energia, como a solar e a eólica. Aliado a isso, a Resolução Normativa nº 482/2012 da ANEEL [1] introduziu a possibilidade dos consumidores gerarem a própria energia elétrica, abrindo caminho para a expansão da geração distribuída (GD) no país. Esse fato, apesar de benéfico para os consumidores e para o meio ambiente, traz novos desafios às concessionárias de energia, sobretudo com relação à QEE [2].

Nos centros urbanos, a GD é composta principalmente por sistemas fotovoltaicos, com potência até 75 kW. Para esses sistemas, existe uma incerteza quanto a real disponibilidade de potência a ser injetada na rede, pois a capacidade de geração depende da radiação solar. Devido a natureza estocástica da radiação solar, que varia conforme as horas do dia e os efeitos climáticos, a geração distribuída fotovoltaica (GD-FV) apresenta um comportamento de fonte não-despachável. Essa característica pode afetar negativamente os parâmetros de QEE e causar problemas para a rede elétrica [3], [4].

Um dos problemas relatados refere-se à atuação incorreta das proteções de corrente da rede de distribuição [5]. Esses dispositivos são historicamente dimensionados para o fluxo unidirecional de energia, que parte das grandes centrais geradoras para os consumidores. Com a crescente penetração da GD-FV, o fluxo de energia nas redes elétricas tende a tornar-se bidirecional [6]. Esse fato pode resultar na atuação indevida ou ausência de atuação dos equipamentos de proteção [7].

A violação dos limites de tensão é outro problema citado nos estudos sobre a inserção da GD-FV nas redes de baixa tensão [8],[9]. Segundo a ampla revisão bibliográfica realizada por [10], não existe consenso na literatura técnica quanto a níveis seguros ou adequados de GD-FV para evitar problemas com o valor da tensão em regime. Para esses autores, níveis de penetração abaixo de 10% da potência dos alimentadores podem ser suficientes para causar problemas de sobretensão, quando a GD forma *clusters* em certos pontos da rede.

Com a elevação das tensões nos pontos de conexão e a falta de suprimento de potência reativa por parte da GD-FV, observa-se o aumento das perdas no ferro dos transformadores e o consequente crescimento das perdas técnicas na rede de

Manuscript received 03/19/2020; first revision 06/16/2020; accepted for publication 08/25/2020, by recommendation of Editor Demercil de Souza Oliveira Jr.. <http://dx.doi.org/10.18618/REP.2020.3.0013>

distribuição [4]. De acordo com os resultados apresentados em [11], [12], a geração distribuída colabora para reduzir as perdas do sistema até um determinado nível de penetração. Após atingir um valor mínimo, as perdas passam a aumentar conforme o percentual de GD existente na rede.

Em 2019, a Centrais Elétricas de Santa Catarina (Celesc) obteve 0,62% de perdas técnicas acima do valor regulatório reconhecido pela ANEEL, correspondendo a uma despesa adicional de R\$36,4 milhões para a empresa. Nesse mesmo ano, mais de R\$225 mil foram pagos pela distribuidora, na forma de multas por violação dos níveis de tensão em regime permanente [13]. Aliado a esses fatos, observa-se na Figura 1 a expansão da geração fotovoltaica na área de concessão da distribuidora, despertando o interesse nas consequências que estes geradores podem causar na rede elétrica.

Diante deste cenário, apresenta-se neste trabalho um estudo sobre impacto da GD-FV na rede de baixa tensão da Celesc Distribuição. Ao contrário de outras publicações, onde as análises são baseadas em modelos de redes padronizadas pelo IEEE [11], [14], [15], propõem-se estudar alimentadores reais, envolvendo diferentes perfis de carga e grande parte dos elementos elétricos existentes e documentados no banco de dados da concessionária de energia. Dessa forma, este trabalho visa complementar os estudos citados anteriormente sobre o tema, buscando avaliar a expansão da GD-FV em sistemas típicos nacionais. Para tanto, emprega-se a ferramenta de simulação OpenDSS, visando avaliar o comportamento da tensão e das perdas técnicas nos alimentadores, para diferentes níveis de penetração da GD-FV.

II. ESTUDO DE CASO

A influência da GD-FV na tensão e nas perdas técnicas da rede de distribuição é avaliada por meio de um estudo de caso, envolvendo quatro alimentadores da Celesc. Dois alimentadores estão localizados na parte insular de Florianópolis (FAA09 e ISL02), um na região de Blumenau (BFA02) e o outro no meio oeste de Santa Catarina, atendendo os municípios adjacentes da região de Joaçaba (HOE06).

Na Tabela I estão os dados para a caracterização dos alimentadores, envolvendo a potência da subestação (SE), o comprimento das redes de média e baixa tensão (MT e BT respectivamente), a quantidade de unidades consumidoras (UCs), transformadores, reguladores de tensão, entre outros. O perfil de carga de cada alimentador é mostrado na Figura 2, considerando o percentual de potência demandada pelos consumidores das classes comercial, industrial, iluminação pública (IP), residencial e rural. Os alimentadores BFA02 e FAA09 apresentam perfil de carga distribuídos entre classes comercial, industrial e residencial praticamente na mesma proporção. O alimentador HOE06 possui perfil de carga predominantemente industrial, enquanto que o alimentador ISL02 apresenta carga residencial em maior quantidade.

A. Medições de QEE

Visando contribuir posteriormente para a validação dos modelos de simulação, são realizadas medições de QEE em um transformador de distribuição (TD) de cada alimentador. É priorizada a escolha de TDs trifásicos, com tensão secundária 380/220 V, em situação de maior potência instalada de GD-FV

em relação à potência nominal transformador.

Na Tabela II estão os dados dos TDs analisados, sendo que a posição destes transformadores, em relação a toda rede do alimentador, é mostrada na Figura 3. Para a coleta de dados, utiliza-se o Fluke 1744, que consiste em um analisador de qualidade de energia classe A, com incerteza de 0,1% para medições de tensão e 0,3% para medições de corrente [16].

TABELA I
Dados dos Alimentadores do Estudo de Caso

Identificador	BFA02	FAA09	HOE06	ISL02
Potência SE (MW)	27,52	8,53	13,94	12,19
Rede MT (km)	48,75	23,42	396,88	41,28
Rede BT (km)	54,27	27,02	199,09	76,20
UCs	5.156	1.916	6.477	9.847
Transformadores	220	95	903	223
Banco de Capacitores	1	2	2	1
Reguladores de Tensão	0	0	2	0
Barras	3.071	1.687	11.510	4.214
Nós	8.815	5.060	29.132	12.598

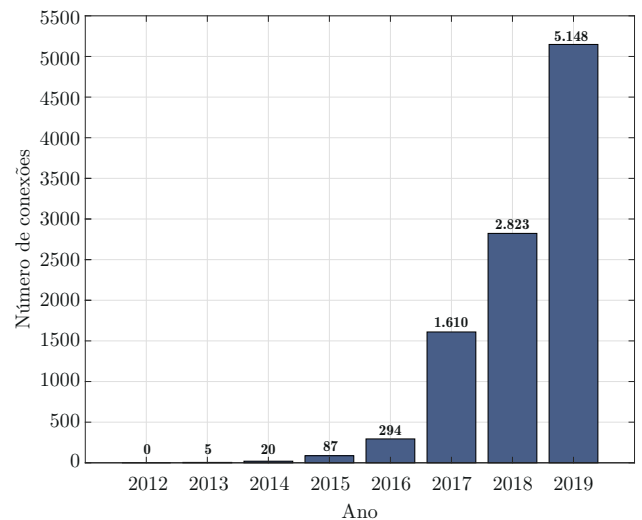


Fig. 1. Quantidade anual de conexões de geração distribuída nas redes da Celesc, onde 99,5% correspondem a sistemas de GD-FV.

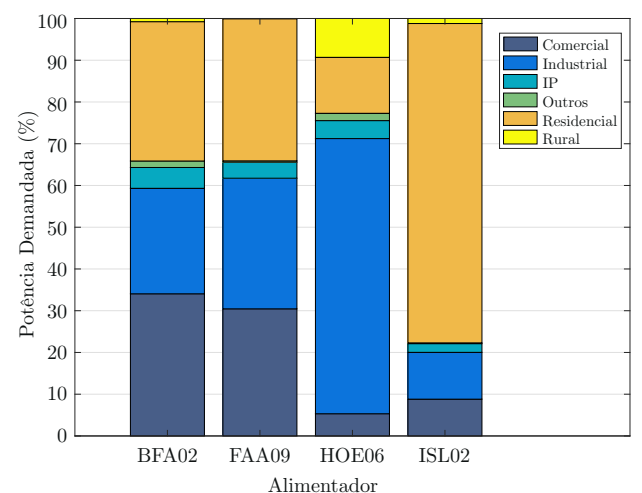


Fig. 2. Percentual da potência demandada dos alimentadores, de acordo com a classe de consumidor.

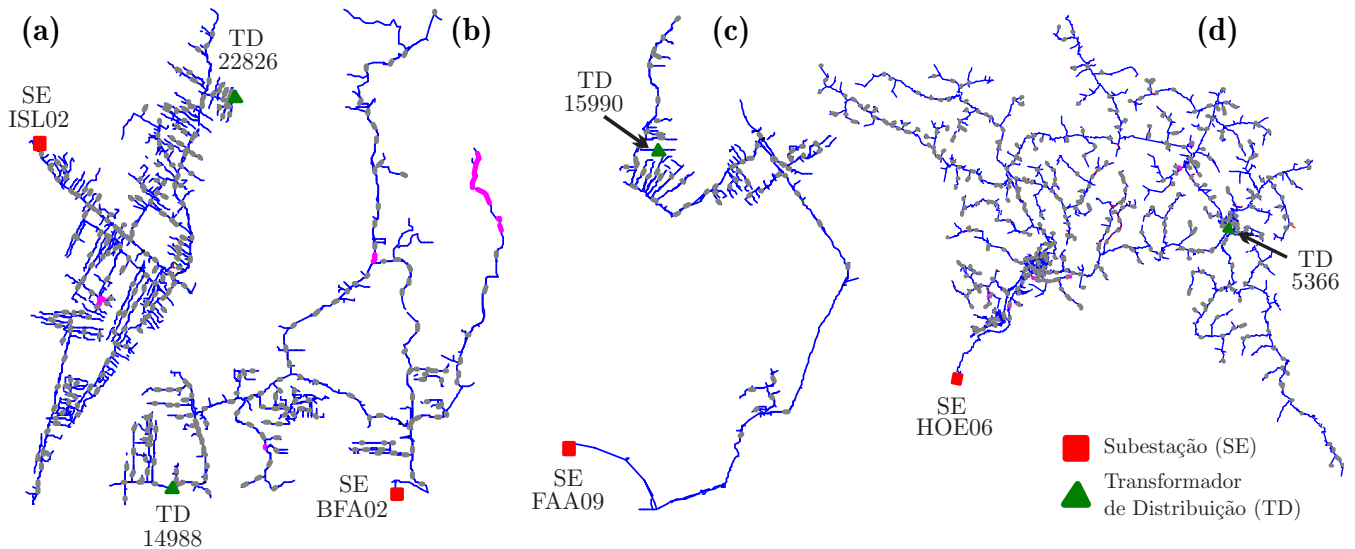


Fig. 3. Representação dos alimentadores utilizados no estudo de caso, existentes em diferentes regiões do estado de Santa Catarina. a) ISL02 (Florianópolis); b) BFA02 (Blumenau); c) FAA09 (Florianópolis); d) HOE06 (Joaçaba). Os transformadores de distribuição em destaque (TD) correspondem aos locais onde foram realizadas medições de QEE para comparar com os perfis de tensão e potência simulados.

TABELA II
Dados dos TDs com Medição de QEE

TD	14988	15990	5366	22826
Potência (kVA)	75	75	75	112,5
Tensão primária (kV)	23,0	13,8	23,0	13,8
Alimentador	BFA02	FAA09	HOE06	ISL02
Dist. do alimentador (km)	6,8	11,3	22,6	6,5
Qtde. de UCs	27	61	27	35
Qtde. UCs com GD-FV	2	11	1	7
Pot. instal. GD-FV (kW)	116,0	27,3	8,0	17,0
Carregamento GD-FV	154,7%	36,4%	10,7%	15,1%
Período de medições (2019)	13/05 22/05	06/06 13/06	16/05 30/05	05/06 14/06
Intervalo de medição	1 min.	1 min.	10 min.	1 min.
Amostras válidas	1.233	1.233	1.898	1.233

III. MODELAGEM DO SISTEMA ELÉTRICO

A. Simulador OpenDSS

O OpenDSS é uma ferramenta de simulação de circuitos elétricos, onde os elementos do circuito são modelados por sua matriz de admitância nodal (Y) e os cálculos realizados no domínio da frequência. O programa proporciona o estudo de sistemas de distribuição, disponibilizando análises de parâmetros de QEE, fluxo de potência polifásico desbalanceado, inserção de geração distribuída, entre outras análises em regime permanente senoidal [17].

Atualmente, o OpenDSS é cada vez mais utilizado como ferramenta de simulação de sistemas de distribuição para as concessionárias de energia, e em pesquisas relacionadas à *smart grids* [18]. Aliado a isso, a ANEEL sugere a utilização do OpenDSS para o cálculo do fluxo de potência na apuração das perdas técnicas, pois o simulador é desenvolvido em código aberto, sendo isento de custo e podendo ser modificado de acordo com a necessidade do usuário [19]. Nas simulações deste trabalho utiliza-se a versão 8.6.5.3 (64-bits).

B. Cargas e Linhas de Distribuição

Para realizar as simulações do fluxo de potência no OpenDSS, é necessário a modelagem dos componentes elétrico da rede. No caso da modelagem das cargas, representadas pelas UCs, estas podem ser monofásicas, bifásicas ou trifásicas, estando conectadas nas fases da rede de distribuição conforme o cadastro no banco de dados da concessionária. Além disso, consideram-se as curvas típicas para cada classe de consumidor. Estas curvas são apresentadas na Figura 4 e foram obtidas por meio da campanha de medições da ANEEL, referentes à 4ª Revisão Tarifária Periódica da Celesc, realizada em 2016 [20]. Cada curva representa a média entre todas as segmentações de classe de consumo, utilizando 24 patamares de carga, sendo um patamar para cada hora do dia. Neste trabalho utiliza-se apenas a curva dos dias úteis, pois representa o período em que as maiores demandas são registradas nos alimentadores.

A demanda de cada carga é calculada através da média do consumo em 12 meses, adotando-se o fator de potência igual

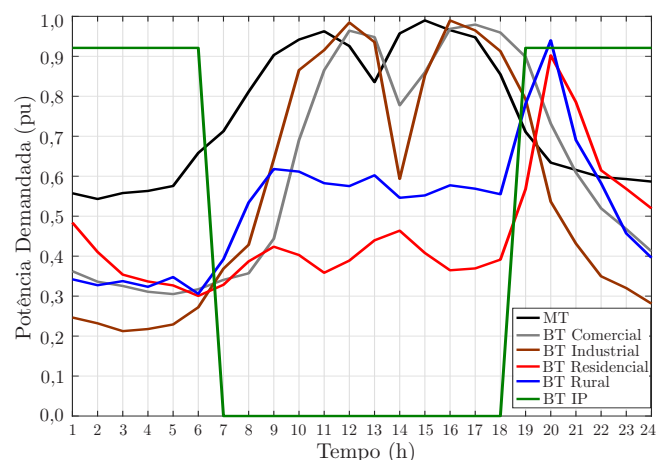


Fig. 4. Perfil de carga dos consumidores das Celesc Distribuição, utilizando 24 patamares horários durante os dias úteis da semana.

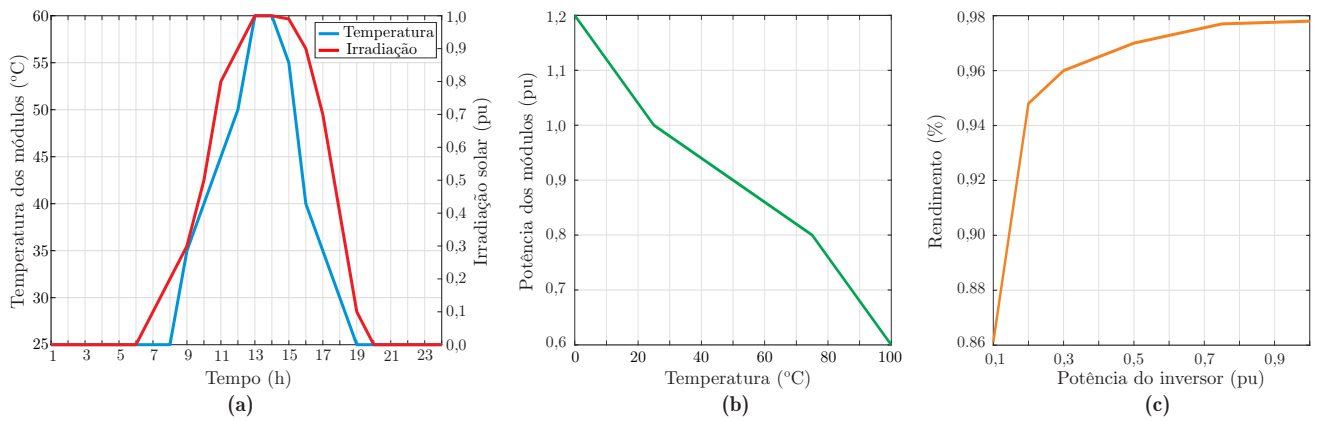


Fig. 5. Curvas utilizadas na modelagem do sistema fotovoltaico, considerando a temperatura de referência de 25°C e irradiação solar máxima de 1.000 W/m²: a) Irradiação solar e temperatura nos módulos em função das horas do dia; b) Valor de máxima potência dos módulos em função da temperatura de operação; c) Rendimento dos inversores em função da potência processada por eles.

a 0,92 indutivo para todas as cargas em baixa tensão. Nos consumidores atendidos em média tensão, utiliza-se o fator de potência médio monitorado em 12 meses. Posteriormente, emprega-se o modelo ZIP (polinomial) para a modelagem da carga, sendo formado por três parcelas: impedância constante (Z), corrente constante (I) e potência constante (P).

As potências ativa e reativa deste modelo são estabelecidas pelas Equações 1 e 2 [19]. As variáveis a_p, a_q compõem as parcelas da carga ativa e reativa modeladas como potência constante, b_p, b_q referem-se cargas supondo corrente constante e c_p, c_q são as parcelas modeladas como impedância constante. Considera-se para a potência ativa 50% da carga como potência constante e 50% como impedância constante ($a_p=c_p=0,5$; $b_p=0$). Para a potência reativa 100% da carga é modelada como potência constante ($a_q=1,0$; $b_q=c_q=0$) [19].

$$P = P_0 \left(a_p + b_p \frac{V}{V_0} + c_p \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right). \quad (1)$$

$$Q = Q_0 \left(a_q + b_q \frac{V}{V_0} + c_q \left(\frac{V}{V_0} \right)^2 \right). \quad (2)$$

Na modelagem das linhas de distribuição, considera-se o modelo π . São empregadas todas as especificações de cabos e interconexões documentadas no banco de dados da Celesc, dados estes que são inseridos em objetos do tipo *Linecode* do OpenDSS. A caracterização de cada linha é determinada com as informações de interconexão entre as barras, comprimento dos trechos e *Linecode* utilizado, visando obter a matriz de admitâncias nodais do sistema.

C. Transformadores e Reguladores de Tensão

Os transformadores de distribuição foram caracterizados através do tipo de conexão dos enrolamentos (estrela ou triângulo), número de fases, barras no qual os terminais do transformador estão conectados e potência nominal (kVA). Além disso, inclui-se os elementos elétricos que caracterizam o seu circuito equivalente, tal como resistência série dos enrolamentos, reatância de dispersão e reatância de magnetização do núcleo. Estes elementos foram obtidos através da corrente de magnetização, perdas no ferro e perdas

em vazio, conforme a potência nominal e nível de eficiência do equipamento. Neste estudo, consideram-se transformadores de distribuição com nível C de eficiência [21].

A caracterização dos reguladores de tensão é realizada através da impedância dos equipamentos, tipo de conexão, tensão nominal e parâmetros de controle do *tap*. Neste caso, o controle do *tap* envolve o transformador e o enrolamento a ser controlado, a relação de transformação, tensão de referência e banda de variação da tensão em torno da referência.

D. Geração Fotovoltaica

A implementação do modelo de geração fotovoltaica no OpenDSS consiste em um arranjo de módulos fotovoltaicos, associados a um conversor CC/CA (inversor). São necessárias como dados de entrada as curvas de temperatura e de irradiação solar ao longo do dia, conforme a Figura 5.a [22]. Para tanto, considera-se a temperatura de referência de 25°C e irradiação máxima de 1.000 W/m². Os módulos fotovoltaicos são caracterizados pela curva de rendimento em função da temperatura, de acordo com a Figura 5.b [22]. No caso dos inversores, assume-se o fator de potência unitário na saída dos equipamentos, que operam segundo a curva de rendimento apresentada na Figura 5.c [23].

IV. SIMULAÇÕES

A. Definições

Para facilitar a compreensão das simulações, seguem algumas definições utilizadas no decorrer do trabalho:

- *Potência do alimentador* (P_{al}): valor médio da potência solicitada do alimentador, conforme os registros da distribuidora de energia;
- *Índice de Penetração de GD-FV* (I_{gd}): valor percentual que representa a participação da GD-FV no alimentador;
- *Potência de GD-FV* (P_{gd}): potência total de GD-FV no alimentador, calculada como sendo $P_{gd}=I_{gd} \cdot P_{al}$;
- *Número de consumidores com GD-FV* (N_{gd}): calculado por meio de $N_{gd}=I_{gd} \cdot N_c$ onde N_c representa o número total de consumidores do alimentador;
- *Potência de GD-FV por unidade consumidora* (P_{gd}^{uc}): calculada por meio de $P_{gd}^{uc}=P_{gd} / N_{gd}$. Assim, considera-se que todas as unidades consumidoras com geração

possuem a mesma potência individual de GD-FV;

- *Nó*: representa um determinado ponto de um condutor na rede elétrica, estando situado nas barras (transformadores, reguladores de tensão, postes ou UCs). Permite obter a tensão de uma das fases naquele local em relação ao condutor de referência (neutro);

B. Parâmetros de Análise

Para cada alimentador é simulado o fluxo de potência, considerando os 24 patamares de carga, sendo um patamar para cada hora do dia. Dessas simulações, são extraídas as tensões, fator de desequilíbrio, fator de potência e perdas do alimentador na frequência fundamental. Inicia-se com o cenário base, onde $I_{gd}=0\%$, evoluindo até $I_{gd}=100\%$ com incrementos de 10%. Ao final, são obtidos 1.056 resultados, sendo 264 por alimentador, correspondentes aos resultados dos 11 cenários de I_{gd} e 24 patamares de carga.

Nas simulações, para cada nível de penetração de GD-FV, obtém-se um novo número os consumidores com geração (N_{gd}). Por sua vez, os consumidores selecionados para instalação de GD-FV são sorteados de maneira aleatória na rede do alimentador, utilizando uma distribuição de probabilidade uniforme. Em cada unidade consumidora sorteada, é inserido um gerador solar fotovoltaico monofásico, com potência igual a P_{gd}^{uc} . A fase de conexão deste gerador é definida conforme a fase de conexão da UC na rede, sendo que, para UCs bifásicas ou trifásicas, a fase é escolhida visando a distribuição equilibrada da potência.

São utilizadas as seguintes figuras de mérito para a análise dos resultados das simulações:

- *Perfil de tensão no alimentador* ($\bar{V}(i)$): média dos valores das tensões nos secundários dos transformadores de distribuição (V_k), para cada patamar de carga (i). É definido conforme a Equação 3, onde N_{TD} é o número de transformadores de distribuição de cada alimentador;
- *Tensão no alimentador* (\bar{V}_{al}): média das tensões em todos os nós do alimentador (V_l), para cada patamar de carga (i), conforme a Equação 4. Neste caso, N_{nos} é o número de nós de cada alimentador;
- *Fator de desequilíbrio de tensão* ($\overline{FD^v}$): média dos fatores de desequilíbrio de tensão, calculados para cada transformador (k) e para cada patamar de carga (i), segundo a Equação 5. Os FD^v são obtidos pelo método CIGRE, conforme proposto em [24];
- *Fator de potência nos alimentadores* (\overline{FP}): média dos fatores de potência, obtidos conforme a Equação 5. Cada FP_i é calculado a partir das potências ativa e aparente nos alimentadores [24];
- *Perfil de perdas no alimentador* ($P_{loss}(i)$): valores de perdas (P_l) extraídos no resultado do fluxo de potência para cada patamar de carga i ;
- *Perdas nos alimentadores* ($\overline{P_{loss}}$): média das perdas obtidas para todos os patamares de carga na frequência fundamental, conforme a Equação 6.

$$\bar{V}(i) = \frac{1}{N_{TD}} \sum_{k=1}^{N_{TD}} V_k \quad i = 1, \dots, 24. \quad (3)$$

$$\bar{V}_{al} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \frac{1}{N_{nos}} \sum_{l=1}^{N_{nos}} V_{l,i}. \quad (4)$$

$$\overline{FD^v} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} \frac{1}{N_{TD}} \sum_{k=1}^{N_{TD}} FD_{k,i}^v \quad \overline{FP} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} FP(i). \quad (5)$$

$$P_{loss}(i) = P_l \quad \overline{P_{loss}} = \frac{1}{24} \sum_{i=1}^{24} P_{loss}(i). \quad (6)$$

C. Comparação dos Resultados Medidos e Simulados

Apresentam-se na Figura 6 os valores da potência ativa e das tensões de fase nos transformadores analisados, buscado efetuar a comparação entre os resultados experimentais (obtidos nas medições em campo) com os resultados simulados. Para tanto, utiliza-se a média das medições apenas em dias úteis, visando compará-las com os 24 patamares de carga simulados no OpenDSS.

Na Figura 6, os gráficos com linhas tracejadas e patamares constantes representam os valores simulados, enquanto que as demais curvas correspondem aos dados das medições em campo. Constata-se que os valores de demanda de potência ativa simulados são coerentes com os valores medidos. Observa-se na Figura 6.a que o TD 14988 está com fluxo reverso de potência ativa entre 10h e 15h, injetando energia na rede de média tensão. Na Figura 6.b, o TD 15990 possui carregamento maior na fase B em relação às fases A e C, no horário entre 10h e 16h. Nas Figuras 6.c e 6.d, o TD 5366 apresenta carga superior na fase C durante a maior parte do dia, enquanto que a carga do TD 22826 é menor na fase C.

Nas comparações entre as tensões nos transformadores, são observadas algumas discrepâncias entre os valores medidos e simulados. Estas diferenças podem estar relacionadas à modelagem das cargas, falhas no cadastro dos consumidores no sistema comercial (fases de ligação, classe de consumo) e configurações dos *taps* dos transformadores de distribuição. É importante ressaltar que foi monitorado um período relativamente curto de funcionamento da rede, o qual pode apresentar condições operativas diferentes das que foram consideradas nas simulações. De toda forma, apresentam-se na Tabela III os coeficientes de determinação (R^2) das variáveis analisadas, como forma de quantificar o quanto os valores simulados se ajustam aos valores medidos [25].

V. RESULTADOS

A. Tensões nos Alimentadores

Os perfis de tensão em regime permanente são apresentados na Figura 7. São avaliadas as médias das tensões relacionadas a todos os transformadores de cada alimentador, conforme

TABELA III
Coeficientes de Determinação (R^2) entre os Valores Medidos e Simulados de Potência ($P_{a,b,c}$) e Tensão ($V_{a,b,c}$)

TD	14988	15990	5366	22826
P_a	0,901	0,862	0,888	0,856
P_b	0,935	0,772	0,901	0,850
P_c	0,892	0,839	0,902	0,744
V_a	0,379	0,750	0,238	0,766
V_b	0,478	0,802	0,187	0,754
V_c	0,296	0,429	0,487	0,526

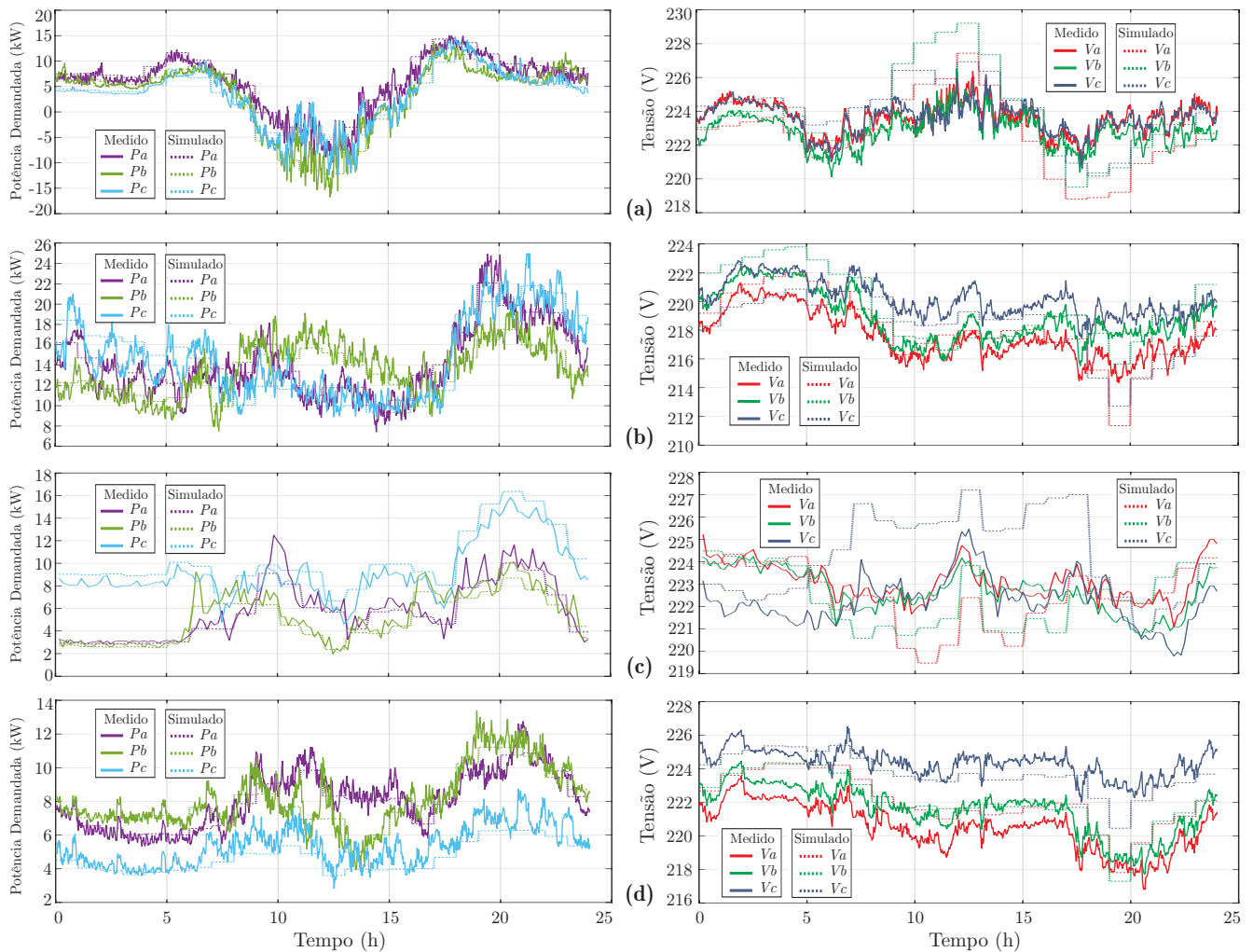


Fig. 6. Comparação entre os valores medidos e simulados de potência ativa e tensões de fase nos TDs. Nos gráficos, as linhas tracejadas representam as potências e as tensões simuladas. a) TD 14988; b) TD 15990; c) TD 5366; d) TD 22826.

definido na Equação 3. Neste caso, são realizadas simulações para cada patamar horário de carga, para 11 situações distintas do índice de penetração (I_{gd}). Verifica-se na Figura 7 o incremento do nível de tensão do alimentador na medida em que o índice de penetração de GD-FV aumenta. Esse efeito fica evidente no intervalo de 10h-15h, que corresponde ao horário de pico da geração fotovoltaica. Observa-se também que, na presença da GD-FV, os níveis de tensão durante o dia são similares ao horário noturno, cuja elevação de tensão ocorre devido ao efeito capacitivo da rede de distribuição.

A partir da Equação 4 obtém-se os gráficos da Figura 8, que mostram o comportamento global dos alimentadores frente o incremento de GD-FV. Nesta análise é feita uma média das tensões em todos os nós do alimentador e para todos os patamares horários de carga. Nos alimentadores que não possuem reguladores de tensão, observa-se a elevação do nível de tensão em função do aumento da penetração de geração distribuída. No caso do alimentador HOE06, o comportamento da tensão é diferenciado em relação aos demais, pois a existência e atuação dos reguladores de tensão influencia no resultado final.

Para todos os alimentadores analisados, observa-se um incremento na quantidade de violações de tensão precária e

crítica em regime permanente (acima de 1,05 pu). Como exemplo, mostra-se na Figura 9 as tensões em uma das barras do alimentador BFA02, supondo 100% de penetração de GD-FV. Constata-se que no horário entre 10h e 15h o valor de tensão considerado como adequado é ultrapassado.

Com relação ao fator de desequilíbrio de tensão ($\overline{FD^v}$), observa-se na Figura 10 pouca ou nenhuma relação deste critério em relação ao aumento do nível penetração de GD-FV. Para todos os casos analisados, verifica-se a conformidade dos valores com os níveis regulatórios permitidos [24].

B. Fator de Potência

Os sistemas de geração distribuída de pequeno porte não necessitam participar do controle do sistema de potência. No Brasil, atualmente não existe regulamentação que permita a injeção de potência reativa na rede elétrica. Assim, os sistemas fotovoltaicos tem como objetivo fornecer toda a energia convertida pelos módulos na forma de potência ativa, ou seja, operando com fator de potência unitário. Neste cenário, para uma mesma potência reativa consumida pelas cargas dos consumidores, o fator de potência visto pela concessionária de energia tende a diminuir [26], pois parte da demanda de potência ativa dos consumidores é suprida

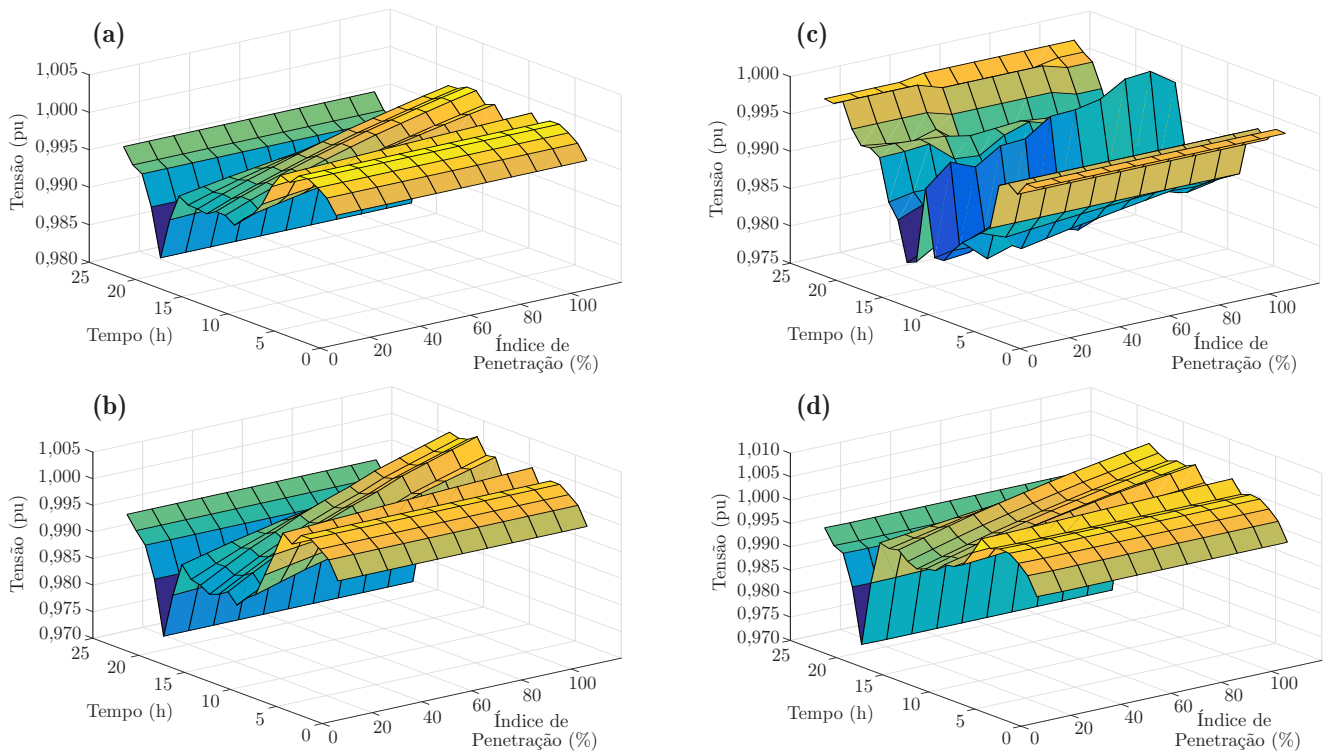


Fig. 7. Perfis de tensão nos alimentadores em estudo, obtidos conforme a Equação 3: a) BFA02 b) FAA09 c) HOE06 d) ISL02. É considerado como sendo 220 V a tensão de referência nos secundários dos transformadores.

pelas unidades de geração distribuída. Esse fato justifica os gráficos da Figura 11, onde fica evidente a redução do fator de

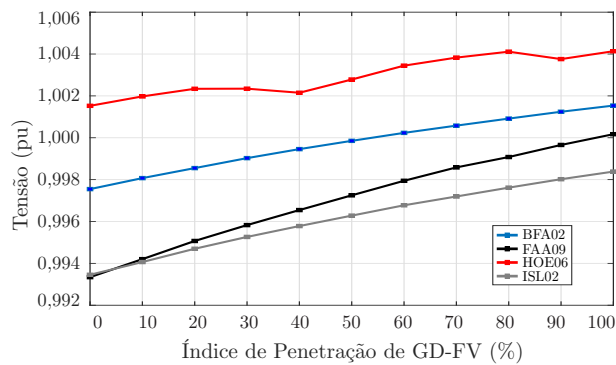


Fig. 8. Evolução das tensões nos alimentadores em função do índice de penetração de GD-FV (I_{gd}), obtido conforme a Equação 4.

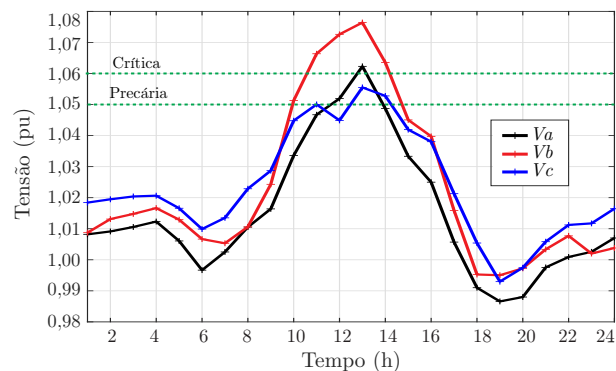


Fig. 9. Transgressões da tensão em regime permanente, verificadas na barra 195613 do alimentador BFA02, considerando $I_{gd}=100\%$.

potência dos quatro alimentadores, na medida que o índice de penetração de GD-FV aumenta.

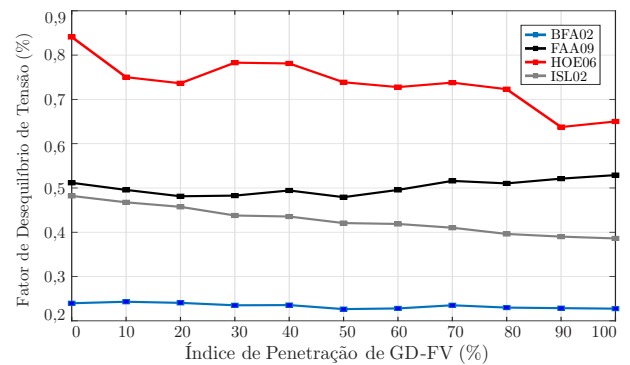


Fig. 10. Fator de desequilíbrio de tensão nos alimentadores, obtido conforme a Equação 5 e empregado o método CIGRE [24].

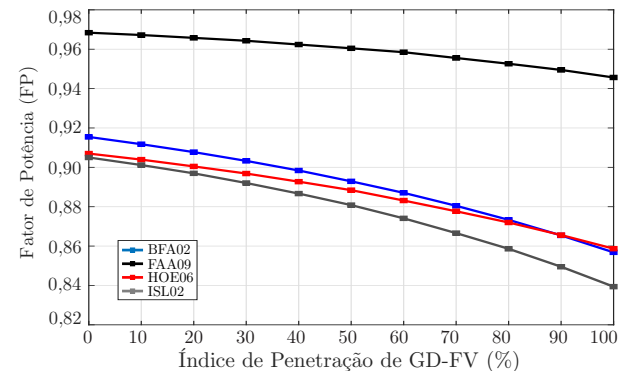


Fig. 11. Fator de potência nos alimentadores, do ponto de vista da concessionária de energia, calculado conforme a Equação 5.

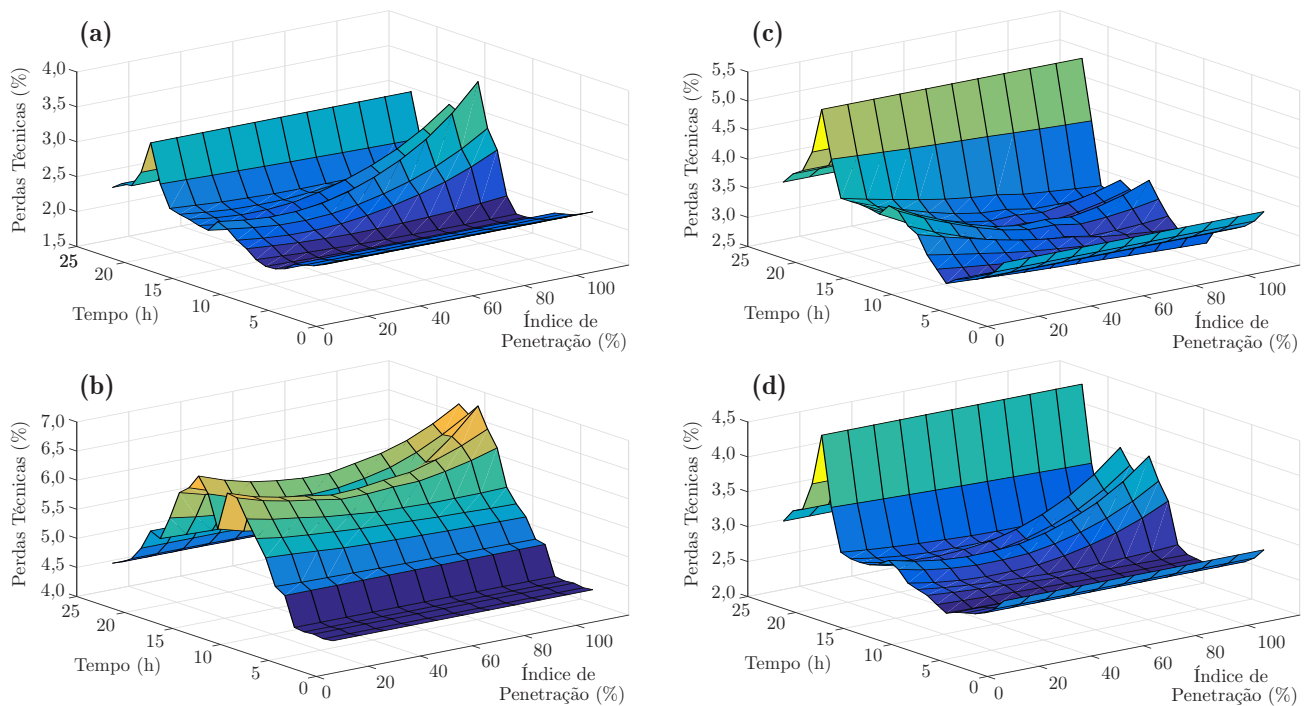


Fig. 12. Perfis de perdas técnicas nos alimentadores em estudo, obtidos a partir das simulações de fluxo de potência: a) BFA02; b) HOE06; c) FAA09; d) ISL02. Os percentuais de perdas são em relação a potência ativa de cada alimentador.

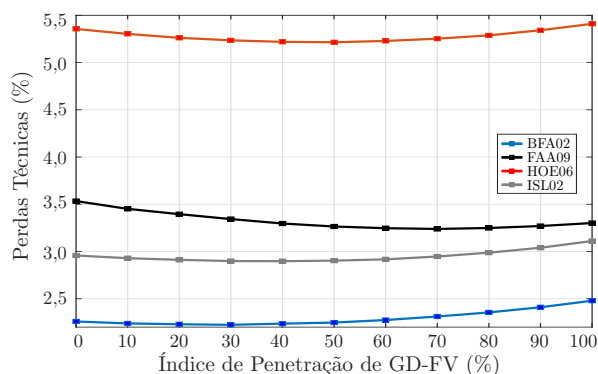


Fig. 13. Perdas técnicas nos alimentadores em função do índice de penetração de GD-FV (I_{gd}), definido conforme a Equação 6.

C. Perdas Técnicas

Os perfis de perdas técnicas nos alimentadores são exibidos na Figura 12. De uma forma geral, no horário de incidência de geração fotovoltaica, as perdas diminuem com o aumento da geração. Porém, após atingir um valor mínimo, ocorre a elevação destas perdas com o aumento de I_{gd} .

Para os alimentadores FAA09 e ISL02 (Figura 12.c e 12.d), o ponto de máxima perda técnica ocorre no período noturno para qualquer cenário de penetração, devido ao pico de demanda na curva de carga (característica residencial). Para o alimentador BFA02 (Figura 12.a), também ocorre um valor considerável de perdas no período noturno, porém, o valor máximo é deslocado para o período diurno, no horário de maior incidência de geração fotovoltaica. Por fim, o alimentador HOE06 (Figura 12.b) já possui as maiores perdas técnicas no período diurno, devido ao seu perfil de carga comercial/industrial. Assim, a GD-FV tende a contribuir com o incremento dessas perdas.

Considerando a média dos valores de perdas técnicas simuladas, envolvendo os 24 patamares de cargas, é exibido na Figura 13 o comportamento das perdas nos alimentadores em função de I_{gd} . Com exceção do alimentador FAA09 (cujas perdas com GD-FV sempre serão menores que o caso base), os demais alimentadores possuem um limite de GD-FV que minimiza as perdas e um valor de I_{gd} que retorna as perdas do caso base (com $I_{gd}=0\%$). Esses indicadores são apresentados na Tabela IV.

TABELA IV

Indicadores de Perdas Técnicas de acordo com I_{gd}

Alimentador	I_{gd} perda mínima	I_{gd} retorno caso base
BFA02	30%	50%
FAA09	70%	–
HOE06	40%	90%
ISL02	40%	70%

VI. CONCLUSÕES

A partir do estudo realizado, conclui-se que a geração distribuída fotovoltaica possui potencial para impactar negativamente a QEE da rede de distribuição em baixa tensão.

Diante da expansão da GD-FV, a análise das perdas elétricas torna-se cada vez mais relevante, existindo demandas das concessionárias de energia em prol da revisão da metodologia de cálculo das perdas técnicas regulatórias, visando incluir os efeitos causados pela GD [27]. Neste aspecto, o estudo apresentado mostra a viabilidade de uso do OpenDSS para avaliação das perdas técnicas, obtendo resultados compatíveis com outras publicações sobre o tema [11],[12]. Nestes trabalhos, verifica-se que a GD-FV contribui

para reduzir as perdas técnicas até um determinado limite de penetração, passando posteriormente a incrementá-las. Este comportamento também foi verificado neste trabalho, porém envolvendo redes elétricas típicas nacionais, buscando representá-las da forma mais detalhada possível.

Diferentemente dos estudos envolvendo redes padronizadas do IEEE [14], [15] ou redes malhadas (*meshed*) [8], foram avaliados sistemas de distribuição realistas, em configuração radial. Observa-se que essas redes apresentam alterações no perfil da tensão em regime permanente, não só devido ao nível de penetração de GD-FV, mas também conforme o local onde estão instaladas. Assim, a GD-FV pode ajudar ou prejudicar os indicadores de violações de tensão em regime permanente, de acordo com a posição dessas unidades de geração em relação aos transformadores de distribuição.

Contudo, é importante destacar que a modelagem utilizada neste trabalho possui limitações, tendo em vista a complexidade das redes elétricas avaliadas. Além das hipóteses citadas na Seção IV.C para as discrepâncias entre as tensões medidas e simuladas, certamente seriam necessárias campanhas de medições com maior tempo de duração e em mais TDs, visando contribuir para refinar os modelos empregados. Pondera-se também que a distribuição aleatória das unidades de geração talvez não seja condizente com a futura expansão da GD-FV nos alimentadores. Esse fato pode influenciar também no comportamento observado para o fator de desequilíbrio de tensão, sendo possível que a falta de correlação desse parâmetro com os índices de GD-FV seja apenas uma particularidade dos resultados deste estudo.

Por fim, é necessário que as unidades de GD-FV passem a contribuir com a regulação da tensão da distribuidora de energia, evitando a ocorrência de sobretensões em determinados pontos da rede. Essa funcionalidade poderia ser implementada por meio do processamento de energia reativa pelos inversores fotovoltaicos, que passariam a operar com um fator de potência variável, contribuindo para mitigar as flutuações no fluxo de potência introduzidas por este tipo de geração [28]. Conforme [29], o tempo ocioso dos sistemas fotovoltaicos no período noturno poderia ser aproveitado para prover potência reativa para as unidades consumidoras, contribuindo para a regulação de tensão neste período.

REFERÊNCIAS

- [1] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resolução Normativa nº 482, de 17 de dezembro de 2012”, [Online], disponível: www.aneel.gov.br.
- [2] X. Liang, “Emerging Power Quality Challenges Due to Integration of Renewable Energy Sources”, *IEEE Transactions on Industry Applications*, vol. 53, no. 2, pp. 855–866, March 2017.
- [3] R. Tonkoski, D. Turcotte, T. EL-Fouly, “Impact of High PV Penetration on Voltage Profiles in Residential Neighborhoods”, *IEEE Transactions on Sustainable Energy*, vol. 3, no. 3, pp. 518–527, July 2012.
- [4] F. Katiraei, J. Aguero, “Solar PV Integration Challenges”, *IEEE Power and Energy Magazine*, vol. 9, no. 3, pp. 62–71, may 2011.
- [5] R. A. Walling, R. Saint, R. C. Dugan, J. Burke, “Summary of Distributed Resources Impact on Power Delivery Systems”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 23, no. 3, pp. 1636–1644, July 2008.
- [6] P. Mohammadi, S. Mehraeen, “Challenges of PV Integration in Low-Voltage Secondary Networks”, *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 32, no. 1, pp. 525–535, Feb 2017.
- [7] M. A. Mendes, M. C. Vargas, O. E. Batista, D. S. L. Simonetti, “A review on the methods for mitigate the impacts of photovoltaic distributed generation in power systems protection”, in *2018 Simposio Brasileiro de Sistemas Eletricos (SBSE)*, pp. 1–6, May 2018.
- [8] P. Chen, R. Salcedo, Q. Zhu, F. de Leon, D. Czarkowski, Z. Jiang, V. Spitsa, Z. Zabar, R. E. Uosef, “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.
- [9] T. Aziz, N. Ketjoy, “Enhancing PV Penetration in LV Networks Using Reactive Power Control and On Load Tap Changer With Existing Transformers”, *IEEE Access*, vol. 6, pp. 2683–2691, 2018.
- [10] T. Aziz, N. Ketjoy, “PV Penetration Limits in Low Voltage Networks and Voltage Variations”, *IEEE Access*, vol. 5, pp. 16784–16792, 2017.
- [11] V. H. M. Quezada, J. R. Abbad, T. G. S. Roman, “Assessment of energy distribution losses for increasing penetration of distributed generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 21, no. 2, pp. 533–540, May 2006.
- [12] L. F. Ochoa, G. P. Harrison, “Minimizing Energy Losses: Optimal Accommodation and Smart Operation of Renewable Distributed Generation”, *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 26, no. 1, pp. 198–205, Feb 2011.
- [13] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Indicadores de Conformidade da Tensão em Regime Permanente”, 2019. [Online], disponível: www.aneel.gov.br.
- [14] M. C. Vargas, M. A. Mendes, O. E. Batista, “Impacts of High PV Penetration on Voltage Profile of Distribution Feeders Under Brazilian Electricity Regulation”, in *2018 13th IEEE International Conference on Industry Applications (INDUSCON)*, pp. 38–44, Nov 2018.
- [15] T. M. Blasi, T. S. P. Fernandes, D. N. Gevers, A. R. Aoki, P. R. Impinnisi, C. L. da S. Pinto, “Evaluation of the Impacts of Renewables Sources and Battery Systems in Distribution Feeders with Different Penetration Levels”, in *2019 IEEE PES Innovative Smart Grid Technologies Conference - Latin America (ISGT Latin America)*, pp. 1–6, Sep. 2019.
- [16] Fluke, USA, *1744 Power Quality Logger: Manual do usuário*, Apr. 2006.
- [17] R. C. Dugan, D. Montenegro, *Reference Guide - The Open Distribution System Simulator (OpenDSS)*, Electric Power Research Institute, Apr. 2018.
- [18] L. R. Dias, *Análise da influência de elevados níveis de geração fotovoltaica na operação das redes reticuladas de distribuição de energia elétrica*, Mestrado em Sistemas Elétricos de Potência, Escola de Engenharia de São Carlos, USP, São Paulo, 2018.

- [19] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Nota Técnica nº 0057/2014-SRD/ANEEL - Aprimoramento da metodologia de cálculo de perdas na distribuição regulamentada no Módulo 7”, 2014.[Online], disponível: www.aneel.gov.br.
- [20] Agência Nacional de Energia Elétrica, “Resultado dos Processos Tarifários de Distribuição”, 2016.[Online], disponível: www.aneel.gov.br.
- [21] Ministério de Minas e Energia, “Programa de Metas para Transformadores de Distribuição em Líquido Isolante - Portaria Interministerial nº 3, de 31 de julho de 2018”, Diário Oficial da União, Brasília, DF, 2018.
- [22] Electric Power Research Institute, “OpenDSS PVSystem Element Model”, 2011.[Online], disponível: www.epri.com.
- [23] Fronius, “Fronius Solar Energy”, 2020.[Online], disponível: www.fronius.com.
- [24] Agência Nacional de Energia Elétrica, “PRODIST Módulo 8 - Qualidade da energia elétrica”, 2018.[Online], disponível: www.aneel.gov.br.
- [25] D. Montgomery, E. Peck, G. Vining, *Introduction to Linear Regression Analysis*, General & Introductory Statistics, John Wiley & Sons, USA, 2012.
- [26] E. A. F. Nunes, *Análise de impactos na rede de distribuição de energia elétrica decorrentes da inserção de sistemas de geração fotovoltaicos*, Mestrado em Engenharia Elétrica e de Computação, Universidade Federal do Rio Grande do Norte, 2017.
- [27] Grupo Energisa, “Contribuição ao Processo de Audiência Pública nº 044/2018”, 2018.[Online], disponível: www.aneel.gov.br.
- [28] A. Woyte, V. Van Thong, R. Belmans, “Voltage fluctuations on distribution level introduced by photovoltaic systems”, *IEEE Transactions on Energy Conversion*, vol. 21, no. 1, pp. 202–209, March 2006.
- [29] Y. Yang, F. Blaabjerg, H. Wang, M. G. Simões, “Power control flexibilities for grid-connected multi-functional photovoltaic inverters”, *IET Renewable Power Generation*, vol. 10, no. 4, pp. 504–513, April 2016.

DADOS BIOGRÁFICOS

Pierry Moreno Reinaldo, nascido em 26/01/1982 em Florianópolis, é graduado em Engenharia Elétrica (2010) pela Universidade Federal de Santa Catarina e mestre em Engenharia Elétrica (2020) pelo Instituto Federal de Santa Catarina. Atualmente é Engenheiro Eletricista da Celesc Distribuição.

Bruno S. Dupczak, membro da SOBRAEP desde 2009. Possui graduação (2006), mestrado (2008) e doutorado (2013) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC). Tem experiência na área de eletrônica de potência, atuando principalmente nos seguintes temas: fontes de alimentação, transformadores de alta frequência, conversores PWM trifásicos para o acionamento de máquinas elétricas e qualidade da energia elétrica. Atualmente é professor do IFSC no Campus Florianópolis.

Edison A. C. Aranha Neto, possui graduação em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal do Paraná (2004), mestrado (2006) e doutorado (2012) em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Catarina. Tem experiência na área de sistemas de energia elétrica, com ênfase em sistemas de transmissão e distribuição, atuando principalmente nos seguintes temas: metodologia multicritério, confiabilidade, perdas, qualidade da energia elétrica e simulação, treinamento e avaliação de operadores. Atualmente é professor do IFSC no Campus Florianópolis.