

GRUPO DE ESTUDO DE SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO - GDI

PROPOSTA DE FERRAMENTA COMPUTACIONAL PARA AVALIAÇÃO DOS IMPACTOS DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA DISTRIBUÍDA EM SISTEMAS ELÉTRICOS DE DISTRIBUIÇÃO UTILIZANDO O MÉTODO DE MONTE CARLO

EDMAR ARANTES MOREIRA(1,2); ÓSIS EDUARDO SILVA LEAL(3); FÁBIO DONISETE SILVA(2); MARIA HELENA MURTA VALE(2); LUÍS GUILHERME MONTEIRO OLIVEIRA(2)
MEZ ENERGIA(1); UNIVERSIDADE FEDERAL DE MINAS GERAIS(2); UNIVERSIDADE TECNOLÓGICA FEDERAL DO PARANÁ - PATO BRANCO(3)

RESUMO

A crescente inserção de Geração Fotovoltaica Distribuída nas Redes Elétricas de Baixa Tensão impõe desafios ao planejamento da expansão e da operação elétrica. Atualmente, a metodologia aplicada para analisar o impacto da conexão da geração fotovoltaica à rede ignora a natureza estocástica dessa geração. Neste informe técnico, é proposto uma ferramenta, baseada no método de Monte Carlo, que permite incluir a característica estocástica dessa geração nas análises de fluxo de potência. Os resultados obtidos com essa ferramenta permitem que as equipes de planejamento conheçam a faixa estatística de variação dos parâmetros elétricos, provenientes das soluções do fluxo de potência, fornecendo uma ferramenta propícia para o planejamento elétrico dessas redes.

PALAVRAS-CHAVE: Geração Fotovoltaica Distribuída; Método de Monte Carlo; Fluxo de Potência; Redes de Distribuição

1.0 - INTRODUÇÃO

O setor elétrico mundial vive um momento disruptivo caracterizado pelo fato de muitos consumidores se tornarem prosumidores. Esse movimento faz com que a rede de distribuição, que até então desempenha um papel passivo no sistema elétrico de potência, comece a ter influência significativa no balanço carga-geração. O trabalho (1) estabelece que a topologia de sistema elétrico de potência hoje existente, caracterizada pela geração de energia elétrica ocorrendo, majoritariamente, afastada da carga (Modelo Um-para-Muitos) migre para um modelo onde a geração de energia elétrica também ocorra próxima a carga (Modelo Muitos-para-Muitos). A FIGURA 1 apresenta ambos os cenários. Tal fato impõe que as metodologias de planejamento de sistemas elétricos e energéticos considerem a interação estocástica dos Operadores de Sistemas de Transmissão e Operadores de Sistemas de Distribuição. Isso faz com que a hierarquia da transmissão sobre a distribuição não seja mais observada e, sim, uma operação conjunta. O mesmo relatório apresenta um modelo de transição entre esses cenários. Essa transição traz consigo grandes desafios, alguns deles já observados nos sistemas elétricos no mundo e no Brasil.



FIGURA 1 - Modelos centralizado, denominado Modelo Um-Para-Muitos, e descentralizado de SEP, denominado Modelo Muitos-Para-Muitos, adaptado de (1).

Seguindo uma tendência mundial, o Brasil observa uma alta inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica (GDFV) nas redes elétricas de Baixa Tensão (BT). A GDFV cresceu aproximadamente 52,24% entre 2020 e 2021, no Brasil, mesmo com o cenário imposto pela pandemia de COVID-19 (2). O crescimento da GDFV faz com que a correta modelagem da dicotomia carga/geração tenha um papel cada vez mais importante no que tange o planejamento de redes BT (3). Caso tal modelagem não seja executada de forma correta, a operabilidade do sistema em diferentes escalas pode ser comprometida.

Uma grande problemática ocorre em torno do modelo de remuneração da GDFV. Atualmente, o modelo de remuneração adotado no Brasil é o *Feed-In-Tariff* (4). Nesse modelo, o consumidor pode vir a compensar seu consumo por meio da geração distribuída. No que tange a GDFV, a demanda dos consumidores residências não apresenta perfil concordante com a produção de energia elétrica por meio de módulos fotovoltaicos. Logo, o excedente de geração é inserido na rede elétrica BT. Nesse modelo, o consumidor pode vir a pagar, em sua fatura, somente a taxa de disponibilidade. A concessionária de distribuição de energia elétrica acaba por emprestar sua rede ao prossumidor, que atua como uma bateria ao excedente de energia produzido, sem ser remunerada por isso. Ademais, ela também deixa de gerar receita com o atendimento desse consumidor.

A GDFV altera o fluxo de potência de uma rede, impactando o valor das perdas elétricas na presença de alta inserção de GDFV e postergando ou adiantando reforços. Existe um movimento no setor elétrico brasileiro que apresenta um discurso “apaixonado” que propaga, de forma descuidada, que a alta inserção de GDFV diminui as perdas elétricas da rede elétrica e que posterga investimentos de reforços. Esse discurso, que em muitas vezes não considera corretamente aspectos técnicos da rede elétrica, visa dar continuidade ao modelo de remuneração de geração distribuída atual. No entanto, o impacto da alta inserção da geração fotovoltaica nas redes BT deve ser analisada de forma técnica, por meio de estudos de conexão consistentes, como fluxo de potência e análise de curto-circuito, por exemplo, e que utilizem modelos adequados. A modelagem pertinente da geração fotovoltaica deve ser realizada por meio de ferramentas de análise de sistemas elétricos, para que a realidade operativa de uma rede com alta inserção de GDFV seja observada em avanço, permitindo que medidas de operação e controle possam ser implementadas de forma a garantir sua correta operação (3). Aqui, não se ignora o fato de que a GDFV contribui para o sistema elétrico, sendo uma fonte indispensável de energia para a matriz elétrica brasileira. No entanto, é imprescindível analisar o impacto da GDFV por meio de modelos que permitam sua correta caracterização, para que sua inserção nas redes elétricas BT não sofra limitações em funções de violações de parâmetros sistêmicos. Um exemplo que descreve bem a situação, é o apresentado em (5), onde foi observado a necessidade da inclusão de um banco de capacitor na rede de alta tensão da distribuidora para controle do perfil de tensão, uma vez que as medidas de controle originais disponíveis não eram suficientes. Essa situação ocorreu em virtude da alta penetração de GDFV nas redes de BT. O valor desse reforço foi distribuído entre todos os consumidores da distribuidora.

Uma força tarefa na Austrália definiu parâmetros que permitem analisar e controlar as redes elétricas com alta inserção de GDFV. Os resultados obtidos nessa força tarefa indicam a necessidade em se considerar tanto as séries históricas quanto as incertezas da GDFV nos estudos de planejamento (6). As metodologias de controle e de análise apresentadas em (6) são sintetizadas a seguir:

1. Modelo elétrico que considerem a característica estocástica da geração fotovoltaica;
2. Alteração do fator de potência automático;
3. Controle de TAP dos transformadores de distribuição;
4. Sistemas de medição.

Ao se analisar os resultados obtidos pela força tarefa, observa-se que com exceção da opção 1, todas as outras metodologias impõem custo às distribuidoras de energia elétrica.

Atualmente, os estudos de planejamento realizados nas concessionárias e agentes do setor elétrico, utilizam estudos de fluxo de potência para avaliar o impacto de um novo empreendimento de GDFV da seguinte forma: adoção de patamar único de carga, nas condições de carga leve, média e pesada; adoção de valor de pico da geração fotovoltaica (valor nominal) para todo o horizonte de tempo. Entretanto, observa-se que esta metodologia pode comprometer o planejamento de redes elétricas de BT, haja vista que os impactos da dinâmica envolvida entre a carga e a geração não são avaliados. Logo, a desconsideração das especificidades da geração fotovoltaica, como, por exemplo, a característica estocástica do recurso solar. Isto pode impactar os resultados dos estudos de conexão de GDFV, tanto sob a perspectiva da acessada quanto do acessante.

Enquanto não se define uma forma mais assertiva em se dividir os custos, entre prossumidores e distribuidoras, que viabilizem um investimento mais adequado do planejamento e controle de redes elétricas BT com alta inserção de GDFV, é necessário otimizar as ferramentas e metodologias de análise. O tempo necessário para uma conclusão dessa discussão pode não atender a urgência de se analisar essas redes com mais critérios. Logo, a solução 1 apontada em (6) se destaca como a mais possível de se utilizar no cenário atual.

Neste contexto, o presente trabalho propõe uma ferramenta computacional para auxiliar nas tomadas de decisões do planejamento da expansão e da operação do sistema de distribuição, cuja máxima capacidade de alocação

fotovoltaica é tomada como norteador. Tal ferramenta é capaz de caracterizar condições para avaliação de diferentes soluções mitigadoras dos possíveis efeitos negativos oriundos da alta penetração de GDFV nas redes de BT.

A modelagem aplicada na elaboração da ferramenta computacional, proposta neste Informe Técnico, vai ao encontro das recomendações da força tarefa australiana, pois se propõe a aplicar o Método de Monte Carlo para analisar o desvio causado em função da dicotomia carga/geração. Cabe destacar que o Método de Monte Carlo permite que um número considerável de simulações seja realizado e o impacto das incertezas da geração fotovoltaica, como, a incerteza do recurso solar, da sujidade sobre o módulo fotovoltaico, entre outras, sejam tratadas estatisticamente.

A resposta oriunda do fluxo de potência desbalanceado de uma rede elétrica de BT real, utilizando a metodologia tradicional, com patamares únicos de carga e ignorando a dicotomia carga/geração, são comparados com aqueles obtidos na ferramenta proposta. A análise dessas simulações evidencia as vantagens em se utilizar as informações da série histórica e da modelagem estocástica da dicotomia carga/geração presente nas Unidades Consumidoras Geradoras (UCG). Isso possibilita que o planejamento de redes com alta inserção de GDFV seja realizado de forma mais assertiva. Os resultados também permitem obter parâmetros estatísticos que podem ser adotados como semente de uma margem de planejamento de redes de baixa tensão.

2.0 - AMBIENTE COMPUTACIONAL

A estrutura básica desenvolvida para a ferramenta estocástica para análise de redes de baixa tensão com a inserção de GDFV encontra-se ilustrada na FIGURA 2.

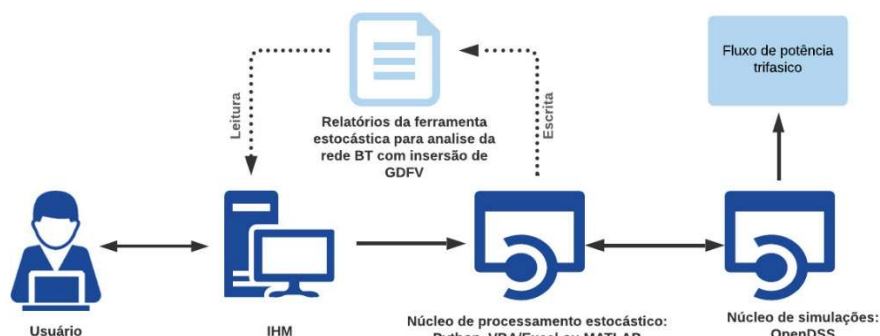


FIGURA 2 - Estrutura Básica do Ambiente Computacional.

O ambiente computacional consiste na integração de dois núcleos: um para a simulação do fluxo de potência trifásico quase estático e outro para elaboração de cartões de modificação contendo as incertezas estocásticas da GDFV. No primeiro núcleo é utilizado o software OpenDSS, haja vista a grande disponibilidade de opções para estudo de recursos energéticos distribuídos. O processamento da característica estocástica pode ser realizado em *softwares* com interfaces compatíveis com os códigos de simulação do OpenDSS, bem como o Python, o VBA/Excel ou o MATLAB. Destaca-se que a implementação em um dos softwares deste núcleo visa automatizar a inicialização, a modificação do caso base, a execução de fluxo de potência trifásico quase estático, a leitura e o armazenamento de relatórios e de dados do OpenDSS.

Em relação a modelagem da GDFV, o analista do sistema elétrico pode optar por utilizar valores de referência para as margens de incerteza ou por inserir os valores pertinentes para a localização na qual o estudo elétrico é realizado. As incertezas são inseridas pelo usuário em faixas de valores ou pela média e o desvio padrão de uma grandeza. O núcleo de processamento das incertezas cria cenários, por meio do Método de Monte Carlo, e disponibiliza um vetor de irradiâncias. A incerteza global do recurso solar é utilizada para elaborar um cartão que modifica o núcleo de simulações. O perfil da carga é lido no OpenDSS de um arquivo em formato preferido pelo usuário, como do tipo texto ou do tipo planilha, e carregado no núcleo de simulações. Os parâmetros dos componentes da rede elétrica, como dados dos transformadores, das linhas de distribuição e das cargas são inseridos via *script* no OpenDSS. O resultado da massa de dados contendo soluções de fluxo de potência, discretizadas pelas horas do dia, é sintetizado para apresentar as grandezas mais representativas, contendo perdas elétricas, faixa de tensão, carregamento.

A FIGURA 3 mostra a IHM – Interface Homem-Máquina da ferramenta computacional apresentada.

Em (7) apresenta-se uma análise profunda das incertezas fotovoltaicas e em (3) descreve-se uma metodologia que possibilita inserir tais incertezas na simulação da geração fotovoltaica considerada na análise de fluxo de potência. Isso permite que uma análise mais assertiva do impacto da GDFV nas redes elétricas de BT possa ser conduzida. O planejamento desse tipo de rede pode ser executado de forma bem fundamentada, possibilitando a proposição de reforços e manobras de controle pertinentes.

Ao se realizar o estudo de fluxo de potência considerando o perfil estocástico da geração fotovoltaica, podem ser incluídas as incertezas desta fonte, listadas em (3) e (7), na potência gerada. Os valores máximos e mínimos observados para diferentes incertezas fotovoltaicas obtidos em pesquisas nacionais e internacionais são utilizados como limites inferiores e superiores de uma faixa onde o valor da incerteza fotovoltaica pode variar. Esse limite, pode ser ajustado de acordo com a região de empreendimento. Em regiões de alto índice pluviométrico, por exemplo, pode-se considerar um valor menos restritivo para a incerteza da sujidade ao invés de 8%, valor observado para regiões de grande densidade de circulação de veículos (8). Na região de alto índice pluviométrico é observado valor de 5%. Em (3) e (7), há uma extensa revisão de literatura para identificar os limites mínimos e máximos. O trabalho (9) é estabelecido que quanto maior o desconhecimento de uma grandeza maior a entropia associada e este dado. A entropia da geração fotovoltaica pode ser reduzida levando-se em conta a localidade e as medições de parâmetros elétricos dessas regiões. A redução da entropia associado às incertezas fotovoltaicas permite resultados do fluxo de potência com menor entropia. Tal fato permite que o planejamento desses sistemas possa ser realizado corretamente, evitando o uso de aproximações que consideram a geração fotovoltaica de forma estática, metodologia predominante nas concessionárias de distribuição.

Parâmetro	Mínimo [%]	Máximo [%]	Habilitar
Irradiação no plano dos módulos	0	1	<input type="checkbox"/>
Quantificação da irradiação	0	5	<input type="checkbox"/>
Modelo de transposição	4	6	<input type="checkbox"/>
Potência nominal do módulo	0	5	<input type="checkbox"/>
Modelo de temperatura	0	1.45	<input type="checkbox"/>
Modelo do inversor	0	0.3	<input type="checkbox"/>
Sujidade	2	7.6	<input type="checkbox"/>
Perdas ôhmicas	0.5	0.75	<input type="checkbox"/>
Mismatch	0	1	<input type="checkbox"/>
Degradação	0.5	0.7	<input type="checkbox"/>
Disponibilidade	0	1	<input type="checkbox"/>
Reflexão	0	1	<input type="checkbox"/>

Média [kW/m²]: 5.62 Desvio Padrão: 0.28

Incidência:

Salvar Executar

FIGURA 3 - Ferramenta computacional para análise estocástica da GDFV.

A incerteza associada ao recurso solar (irradiância) é um dos parâmetros que mais impacta a estimativa da potência gerada por sistemas fotovoltaicos. Como há diferentes bases de dados disponíveis é possível obter-se o desvio padrão e a média associada esse dado, permitindo a criação de uma distribuição normal. As demais incertezas fotovoltaicas por serem analisadas por meio de uma faixa determinada pelo maior valor e menor valor, referenciado na literatura técnica, modeladas com distribuição uniforme. Para a análise do impacto da entropia das incertezas fotovoltaicas aplicou-se o Método de Monte Carlo para gerar 20000 casos com valores randômicos provenientes da distribuição normal para irradiância e distribuição uniforme para as demais incertezas fotovoltaicas.

3.0 - RESULTADOS DA ANÁLISE ESTOCÁSTICA X RESULTADOS ESTÁTICO DA INSERÇÃO DE GDFV

3.1 – Rede Elétrica BT Utilizada na Validação da Ferramenta Proposta

A demonstração das funcionalidades da ferramenta computacional proposta é realizada por meio de simulações de uma rede elétrica BT real. Um segmento foi selecionado de forma a se analisar um alimentador e seus ramais de conexão. O segmento de rede possui 11 consumidores, sendo que 7 têm GFDV. Tal segmento é exibido na FIGURA 4.

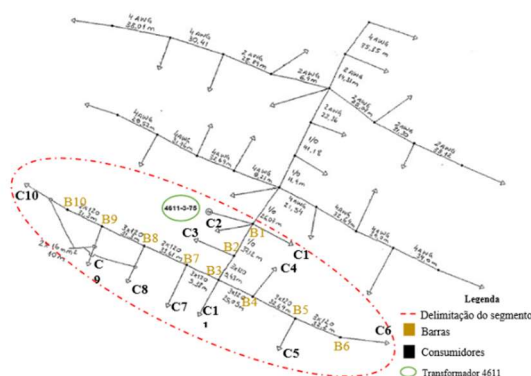


FIGURA 4 - Segmento de rede utilizada.

As TABELA 1 e TABELA 2 contêm os dados dos condutores e a TABELA 3 apresenta os dados do transformador. Todos esses equipamentos constituem o segmento de rede destacado na FIGURA 4.

TABELA 1 - Dados dos cabos - sequências positiva e zero e corrente nominal (10).

Condutor	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	(Ω/km)	Corrente nominal (A)
ISL1/0CABT	0,6719	0,1278	0,9003	0,2172	201
2x16+16BT	2,449	0,1707	3,2810	0,2903	95
3x120+70BT	0,3414	0,1539	0,4574	0,2617	201

TABELA 2 - Identificação dos condutores e o comprimento dos trechos da rede (10).

Trecho	Condutor	Comprimento (m)
B1-B2	ISL1/0CABT	37,12
B2-B3	3x120+70BT	9,43
B3-B4	3x120+70BT	25,05
B3-B7	3x120+70BT	5,38
B4-B5	3x120+70BT	32,64
B5-B6	3x120+70BT	32,20
B7-B8	3x120+70BT	33,61
B8-B9	3x120+70BT	31,30
B9-B10	3x120+70BT	31,30
Alimentadores 2 Φ	2x16+16BT	10,00
Alimentadores 3 Φ	3x120+70BT	10,00

TABELA 3 - Dados do transformador nº 4611 (3)

Fases	Trifásico
Potência nominal	75
Tensão do lado de alta	13,8
Tensão do lado de baixa	220
Impedância de sequência positiva	3%

O perfil de carga do sistema analisado neste trabalho foi obtido por meio da extrapolação linear do carregamento do transformador. Este perfil é proveniente de medição realizada pela CEMIG D, em um dia útil. O perfil de carregamento do transformador é apresentado na FIGURA 5.

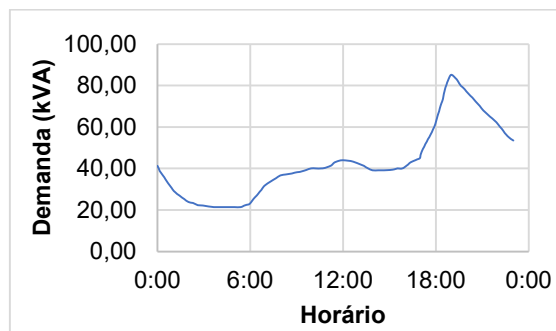


FIGURA 5 - Curva de demanda do Transformador nº 4611 em um dia útil – verão (3).

O perfil das cargas segue o comportamento mostrado na **Erro! Fonte de referência não encontrada**, considerando-se uma discretização de 15 minutos. As cargas possuem fator de potência próximo a 0,92 indutivo, modeladas como potência constante e estão distribuídas conforme a TABELA 4.

TABELA 4 - Dados dos consumidores do segmento estudado (10)

Consumidor	Fases	SFCR	Demanda (kVA)	Barra
C1	2 Φ (ab)	X	2,17	B11
C2	2 Φ (ac)		0,42	B12
C3	2 Φ (bc)	X	0,90	B13
C4	3 Φ	X	1,32	B14
C5	3 Φ		21,10	B15
C6	3 Φ	X	1,56	B16
C7	2 Φ (ac)	X	1,23	B17
C8	2 Φ (ab)		1,22	B18
C9	3 Φ		1,27	B19
C10	2 Φ (bc)	X	0,70	B20
C11	3 Φ	X	1,92	B21

As UCG da rede analisada têm instalados cinco módulos fotovoltaicos modelo Yingli 245P (potência nominal de pico de 245 kWp), totalizando 1,225 kWp por instalação. O inversor utilizado para injetar a potência gerada na rede é o SunnyBoy 1100 LV.

3.2 - Análise do Impacto da GDFV Considerando seu Perfil Estocástico

Para analisar a efetividade da ferramenta proposta, realiza-se o estudo de fluxo de potência do segmento de rede escolhido considerando a característica estocástica da GDFV. O impacto dessa modelagem no módulo de tensão, perdas totais e variação da tensão em função da potência injetada são analisados.

A FIGURA 6 exibe a função densidade de probabilidade (FDP) para o valor máximo de tensão nas barras 4, 5, 6 e 10. Para efeitos de comparação exibe-se o mesmo resultado dos maiores valores de tensão considerando-se os patamares de carga leve e de carga média. Esses resultados refletem a análise estática do impacto da GDFV. A FDP do máximo valor de tensão representa a probabilidade do valor de tensão dos barramentos analisados serem menor ou igual ao valor descrito no eixo das abscissas. Para ilustrar os resultados da ferramenta proposta, escolheu-se os barramentos com resultados mais significativos em cada análise.

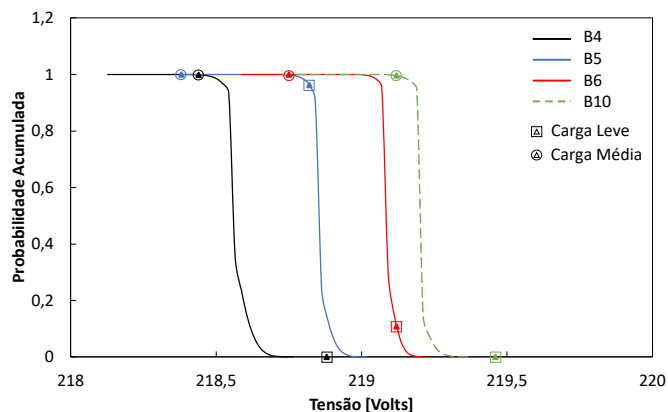


FIGURA 6 - Função densidade de probabilidade para o valor máximo de tensão nas barras 4, 5, 6 e 10.

Os valores para carregamento pesado não foram incluídos no gráfico da FIGURA 6 por produzirem resultados de valores de tensão muito abaixo do valor mínimo de escala. Isso se faz porque o perfil de tensão tende a apresentar valores mais elevados para baixo fluxo de potência.

A FIGURA 7 apresenta a FDP para o valor máximo de tensão nas cargas 4, 6, 7, 10 e 11.

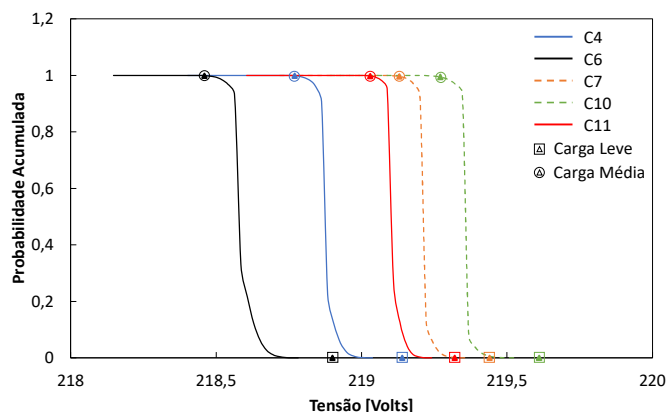


FIGURA 7 - FDP para o valor máximo de tensão nas cargas 4, 6, 7, 10 e 11.

Os resultados da FIGURA 6 e FIGURA 7 exibem a vantagem em se utilizar a característica estocástica da modelagem da GDFV nas análises de fluxo de potência. O planejador da rede elétrica, possui um intervalo para analisar e verificar se a GDFV acarretaria algum problema operativo na rede, bem como observar a necessidade de reforços para controlar o perfil de tensão. Ressalta-se que o resultado utilizando patamares de carga único fornece um ponto operativo que pode não refletir o comportamento da rede, comprometendo as análises a partir dos resultados do fluxo de potência.

Na FIGURA 8 apresenta-se as taxas de variação das perdas totais no segmento de rede analisado. A taxa de variação é calculada em relação às perdas totais observadas quando os módulos fotovoltaicos não estão injetando potência na rede elétrica BT.

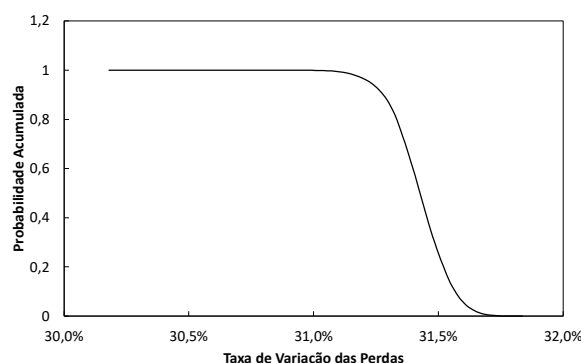


FIGURA 8 - Função densidade de probabilidade para a taxa de variação das perdas totais da rede.

No caso analisado, mesmo com todas as incertezas fotovoltaicas observa-se que, por exemplo, as perdas elétricas totais serão inferiores a 31%. Vale ressaltar que para esse caso as perdas elétricas totais diminuíram com a inserção da GDFV. A TABELA 5 sintetiza os valores da média e desvio padrão relativos à alteração nas perdas elétricas causadas pela GDFV.

TABELA 5 - Média e desvio padrão

Carga	Fase A		Fase B		Fase C	
	Média	Desvio padrão	Média	Desvio padrão	Média	Desvio padrão
1	38,31%	0,343%	38,66%	0,347%	-	-
3	-	-	0,53%	0,005%	0,49%	0,004%
4	45,86%	0,406%	43,86%	0,388%	40,79%	0,367%
6	43,95%	0,393%	40,13%	0,355%	35,92%	0,322%
7	51,54%	0,458%	-	-	53,57%	0,489%
10	-	-	62,93%	0,567%	56,98%	0,510%
11	47,24%	0,419%	47,38%	0,422%	46,86%	0,422%

Uma última análise realizada foi a verificação da taxa de variação de tensão ocasionada pela potência ativa injetada pela GDFV no período das 11h30min às 13h00min (período de maior geração de potência ativa pelos módulos fotovoltaicos). A alteração da dinâmica da rede, neste período, pode tornar as medidas de controle de tensão

existentes, por exemplo, ineficientes de atender à rede elétrica. Na FIGURA 9, observa-se que ocorre um crescimento relativo da variação de tensão por volta de 60% para a Fase 2 e de aproximadamente 55% para a Fase 1. A taxa de variação tem como referência os valores de tensão da rede elétrica sem injeção de potência pelos sistemas fotovoltaicos da rede analisada.

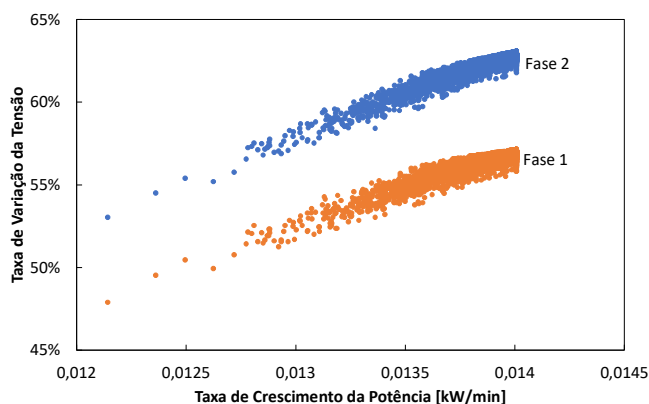


FIGURA 9 - Taxa de variação da tensão em função da taxa de crescimento da potência da carga na barra.

A FIGURA 10 apresenta a *Duck Curve* onde o efeito da dicotomia carga/geração é considerado. A GDFV impacta no valor líquido de demanda de potência, ou seja, altera o perfil de carga até então conhecido. No gráfico apresentado, a potência considerando a GDFV é uma média dos resultados obtidos pela ferramenta (20000 casos simulados). Observa-se que quando os módulos não injetam mais potência ativa, no fim da tarde, uma rampa de subida acontece. É necessário enfatizar a necessidade de preparo dos sistemas elétricos para suportar a dinâmica de tal rampa.

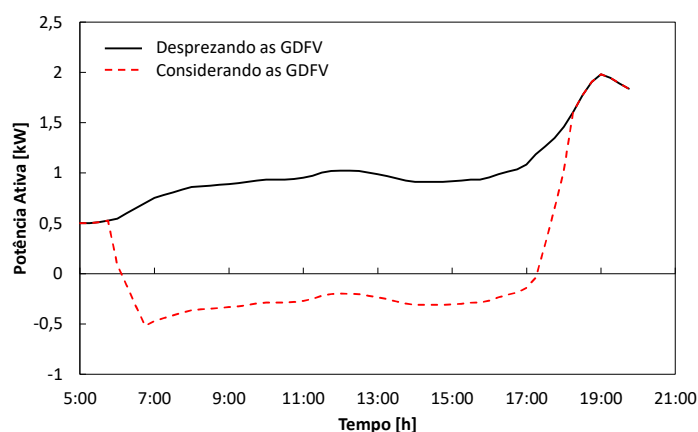


FIGURA 10 - *Duck Curve* do perfil de demanda do alimentador nº 4611

Os resultados observados dizem respeito a um segmento de rede com baixo número de consumidores e de GDFV. Contudo, pode-se observar o impacto da GDFV nessa rede é relevante. Ao se expandir a rede ou a GDFV é pertinente esperar que esses resultados sejam mais proeminentes.

4.0 - CONCLUSÃO

A GDFV cresce a cada ano, no Brasil e no mundo, e as metodologias tradicionais de análise de redes elétricas não são aptas para analisar seu perfil estocástico. A ferramenta proposta nesse trabalho permite que as equipes de planejamento possam prever os impactos da alta inserção da geração fotovoltaica nas redes BT sem a necessidade de elevados investimentos, uma vez que ela se baseia no aprimoramento na metodologia baseada em modelo elétrico.

Os impactos da GDFV provenientes da ferramenta proposta foram comparados com aqueles obtidos pela metodologia tradicional. Os resultados provenientes pela ferramenta desenvolvida indicam a faixa de incerteza dos resultados, permitindo que as equipes de planejamento saibam os limites possíveis que as grandezas podem assumir. Isso permite que o planejamento da expansão e da operação possam ser realizados de forma mais assertiva garantido que a carga seja atendida.

5.0 - REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- (1) WEC/OLIVER WYMAN. World Energy Trilemma. World Energy Council / Oliver Wyman Global Consultancy. [S.l.], p. 85. 2017.
- (2) ABSOLAR - ASSOCIAÇÃO BRASILEIRA DE ENERGIA SOLAR FOTOVOLTAICA. Panorama da Solar Fotovoltaica no Brasil e no Mundo. Disponível em: <<https://www.absolar.org.br/mercado/infografico/>>. Acesso em: 19 de nov. 2021.
- (3) MOREIRA, E. A. Análise dos impactos de diferentes modelagens da microgeração fotovoltaica nos estudos de planejamento de sistemas de energia elétrica de baixa tensão. 2018. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- (4) AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Micro e minigeração distribuída: sistema de compensação de energia elétrica. 2. ed. Brasília: 2016.
- (5) LUIZ, C. M.; OLIVEIRA, A. M.; MENDES, P. S. S.; ALVES, D. D. S.; CATÃO, B. H. A.; TEIXEIRA, J. L. Avaliação do impacto da inserção de GD no sistema elétrico da CEMIG D. XXV Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica: Belo Horizonte, 2019.
- (6) NACMANSON, W.; OCHOA, L. N. Advanced planning of PV-rich distribution networks – Deliverable 6: Consolidation of findings (Final Report). The University of Melbourne and AusNet Services, 2021.
- (7) OLIVEIRA, L. G. M. Avaliação de fatores que influenciam na estimativa da geração e operação de sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica, 2017. Tese (Doutorado em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.
- (8) ZILLES, R.; MACÊDO, W. N.; GALHARDO, M. A. B.; OLIVEIRA, S. H. F. Sistemas fotovoltaicos conectados à rede elétrica. 1ª. ed. São Paulo: Oficina de Textos, 2012.
- (9) COVER, T. M.; THOMAS, J. A. Elements of information theory. 2ª. ed. [S.l.]: Wiley, 2006.
- (10) BRANT, H. P. Inserção de geração distribuída proveniente de telhados solares nas redes de baixa tensão. 2014. Trabalho de Conclusão de Curso (Graduação em Engenharia Elétrica) - Escola de Engenharia, Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte.

DADOS BIOGRÁFICOS



Edmar é graduado em Engenharia de Telecomunicações pela Universidade Federal de São João del-Rei possui mestrado em Engenharia Elétrica na linha de pesquisa de Sistemas de Energia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais. Tem atuado na investigação dos impactos da geração fotovoltaica distribuída nos estudos de planejamento de Sistemas Elétricos. Atuou como professor do Instituto de Ciências Exatas da Universidade Federal de Viçosa lecionando para os cursos técnico em Eletrônica e Técnico em Eletrotécnica. Atuou como Engenheiro de Estudos de Acesso ao SIN. Atualmente trabalha como Engenheiro de Estudos Elétricos Sistêmicos e Proteção na Transmissora MEZ Energia.

- (2) ÓSIS EDUARDO SILVA LEAL nasceu em São Francisco, Brasil, em 29 de agosto de 1985. Formou-se em Engenharia Elétrica pela Faculdade de Ciências Exatas e Tecnológicas de Santo Agostinho, Montes Claros, Brasil, em 2010 e no Mestrado e doutorado em engenharia elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais, Belo Horizonte, Brasil, em 2012 e 2020, respectivamente. Atualmente é professor e pesquisador na Universidade Federal de Tecnologia - Paraná (UTFPR), Pato Branco, Brasil.
- (3) FÁBIO DONISETE SILVA graduou-se pela Universidade Federal de Uberlândia (UFU) em 2015. Mestre em 2018 e atualmente estudante de doutorado pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG). Pesquisa técnicas para estimação de equivalentes de redes elétricas que permitam avaliar a estabilidade de tensão em tempo real. Desenvolve trabalhos relacionados ao impacto da conexão da geração fotovoltaica distribuída e ao cálculo de equivalente para supervisão da rede de baixa tensão com a inserção desta fonte. Realiza estudos de conexão de usinas de grande porte no Sistema Interligado Nacional.
- (4) MARIA HELENA MURTA VALE nasceu em Belo Horizonte (MG) em 1956. Graduiu-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Minas Gerais (UFMG) em 1979. Respectivamente em 1986 e 1995 obteve os títulos de mestrado e doutorado pela Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ). Possui experiência em projetos

voltados para o setor elétrico, tendo atuado na empresa Leme Engenharia de 1980 a 1987. Desde 1987, é professora do Departamento de Engenharia Elétrica da UFMG. Atualmente, é professora titular e seus campos de especial interesse incluem a Expansão e Operação dos sistemas de energia elétrica.

(5) LUÍS GUILHERME MONTEIRO OLIVEIRA possui graduação em Engenharia de Controle e Automação pela Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais - PUC Minas (2002), Mestrado em Energia, na especialidade Sistemas Fotovoltaicos, pela Universidade de São Paulo - USP (2005) e Doutorado em Engenharia Elétrica, na especialidade Sistemas Fotovoltaicos, pela Universidade Federal de Minas Gerais - UFMG (2016). Atualmente, é Professor Adjunto IV do Instituto Politécnico (IPUC) da Pontifícia Universidade Católica de Minas Gerais (PUC Minas), Professor do Curso de Pós-Graduação (Lato-Sensu) em "Fontes Renováveis de Energia: Geração, Operação e Integração".