

Análise Probabilística Considerando Incertezas como Cargas e Geração

J. Souza, P. Malaquias, M. Borburema, B. Souza, W. Neves
 Departamento de Engenharia Elétrica
 Universidade Federal de Campina Grande (UFCG)
 Campina Grande, PB- Brasil
 jeane.souza, pollyanne.malaquias, martins.neto@ee.ufcg.edu.br
 benemar, waneves @dee.ufcg.edu.br

Abstract: The Monte Carlo and Power Sum methods were combined in a computational routine to calculate probabilistic power flow in radial distribution networks of photovoltaic solar generation, aiming at more realistic results of the voltage profiles. Loads and solar generation are random input variables. The loads are modeled as having normal distribution and the probability distribution and cumulative distribution of injected power functions are obtained by real data using the generalized distribution of extreme values. The computational routine developed was applied in the power flow calculation in the IEEE 33 bus test system with the insertion of one and two generators. The results demonstrate that the proposed method can be applied to verify probabilistically if the voltages meet the desired limits in all load bus of a system connected to the photovoltaic network.

Resumo: Os métodos de Monte Carlo e da Soma de Potência foram combinados numa rotina computacional de cálculo de fluxo de potência probabilístico em redes de distribuição radiais de geração solar fotovoltaica, visando resultados mais realísticos dos perfis de tensão. As cargas e geração solar são variáveis aleatórias de entrada. Então, essas cargas são modeladas como tendo distribuição normal e as funções de distribuição de probabilidade e distribuição acumulada da potência injetada são obtidas por meio de dados reais utilizando a distribuição generalizada de valores extremos. A rotina computacional desenvolvida foi aplicada no cálculo do fluxo de potência no sistema-teste IEEE 33 barras com a inserção de um e dois geradores. Os resultados demonstram que o método proposto pode ser aplicado para verificar probabilisticamente se as tensões atendem os limites desejados em todas as barras de carga de um sistema conectado à rede fotovoltaica.

Keywords: Monte Carlo, Power Sum methods, generalized distribution of extreme values, normal distribution, computational routine.

Palavras-chaves: Monte Carlo, Método Soma de Potência, distribuição generalizada de valores extremos, distribuição normal, rotina computacional.

1. INTRODUÇÃO

A demanda crescente de energia elétrica tem requerido altos investimentos por parte das concessionárias de energia, visto que a construção de novas linhas de transmissão traz gastos elevados e geralmente são obras a longo prazo. Em contrapartida, a busca por fontes renováveis de energia, tem fomentado a necessidade de geração de energia elétrica que diferem dos meios convencionais, dado que estas formas de geração de energia normalmente trazem grandes impactos ambientais e consequentemente cobrança dos órgãos internacionais, os quais defendem o desenvolvimento sustentável. Assim, com a inserção de fontes renováveis aos sistemas de distribuição de energia elétrica se consegue gerar energia de modo descentralizado.

Um aspecto importante neste cenário em formação é a influência da geração distribuída (GD) nos perfis de tensão nas barras. A GD é definida como unidades geradoras de energia elétrica diretamente conectadas à rede de distribuição ou situadas próximas ao consumidor (Bouktir e Gueriche, 2015).

A GD traz consigo algumas alterações nas características convencionais da rede. Por exemplo, com a operação de um novo gerador, pode haver um aumento do perfil de tensão, redução das perdas nas linhas entre outros benefícios. Embora,

por um lado, seja uma vantagem da GD, por outro, pode resultar em sobretensões, especialmente nas vizinhanças da unidade da GD (Hernández, Medina, Jurado, 2007) (Simões, *et. al.*, 2019).

Usando a análise determinística do fluxo de carga, não é possível medir com objetividade em que frequência e na qual as sobretensões ou subtensões podem ocorrer na rede durante um período de tempo. Devido, principalmente, ao fato de que as variáveis de controle são modeladas de forma determinística e não permitem variações durante o processo de cálculo. Qualquer variação destas grandezas leva ao cálculo de uma nova solução do fluxo de potência (Borkowska, 1974). Nos sistemas elétricos reais, os dados de entrada tais como a demanda, geração e parâmetros elétricos dos elementos empregados para o cálculo do fluxo de potência estão sujeitos a erros, comumente denominados por incertezas. Em um sistema elétrico, essas incertezas podem ocorrer devido à falha de um gerador, mudança na configuração da rede ou variação das cargas ignoradas. Deste modo, para resolver o problema, sugere-se o uso de fluxo de potência probabilístico (FPP).

O FPP pode avaliar efetivamente o desempenho de uma rede de energia na maioria de suas condições de trabalho, levando em consideração as incertezas das variáveis aleatórias

de entrada. Alguns métodos de FPP foram propostos na literatura para lidar com variáveis aleatórias de entrada correlacionadas, incluindo o método de convolução (Ruiz-Rodriguez, Hernandez, Jurado, 2012), método de estimativa pontual (Morales, Perez-Ruiz, 2007), método comulantes (Zhang, Lee, 2004) e o método de simulação de Monte Carlo (Hajian, Rosehart, Zareipour, 2012).

Neste contexto, a principal motivação é analisar a influência de fontes fotovoltaicas nos perfis de tensão das linhas de maneira mais realística, utilizando o FPP numérico, considerando as variações da carga e do insumo de geração. Visto que a maioria das pesquisas utilizam modelos de carga e geração simplificados, ou seja, desconsideram a natureza estocástica das variáveis. Portanto, neste trabalho, propõe-se o desenvolvimento de modelos para a carga e geração baseados em funções de densidade (FDP) e distribuição de probabilidade (FDA), e a partir das funções utiliza-se simulações de Monte Carlo em conjunto com o método determinístico para obtenção do algoritmo do FPP.

2. DESCRIÇÃO DO PROBLEMA

O problema analisado consiste em resolver um FPP com a inserção de fontes fotovoltaicas, levando em consideração a natureza estocástica tanto da carga quanto da fonte de GD. A carga e a geração possuem modelos baseados em FDP, tornando-se mais apropriado para resultados realistas e uma análise mais precisa. Para resolver o problema, selecionou-se o Método da Soma de Potências em conjunto com a técnica de Simulação de Monte Carlo. Para ilustrar a importância e validar a metodologia, utiliza-se um exemplo de localização de unidades de geração distribuída no sistema teste IEEE 33-barras, visando demonstrar que o método proposto pode ser aplicado para manter as tensões dentro dos limites desejados, em todos os barramentos de carga de um sistema conectado à rede fotovoltaica.

3. MODELO DA CARGA

O modelo probabilístico da carga do sistema elétrico pode ser representado por meio das FDP e FDA. Vários trabalhos apresentados no âmbito acadêmico empregam a FDP Normal (Jardini, *et.al.*, 2000), (Abdelaziz, *et.al.*, 2015), (Borburema Neto, 2017). Assim, o modelo da carga empregado neste trabalho é o da distribuição Normal, cujas FDP e FDA têm as seguintes expressões, respectivamente:

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\sigma^2}} \left(\exp -\left(\frac{x - \mu}{2\sigma^2}\right) \right) \quad (1)$$

$$F(x) = \frac{1}{2} \left[1 + \left(\operatorname{erf}\left(\frac{x - \mu}{\sigma\sqrt{2}}\right) \right) \right] \quad (2)$$

em que: $f(x)$: função de densidade de probabilidade; $F(x)$: função de distribuição acumulada; x : variável aleatória; μ : média; σ : desvio padrão; erf: função erro de Gauss.

4. MODELAGEM DA GERAÇÃO FOTOVOLTAICA

A irradiância solar é um processo temporal não-determinístico e, em algumas aplicações, é modelado por uma FDP. Efetivamente, a irradiância solar no Brasil ocorre por 10

a 12 horas das 24 horas do dia. Assim, o processo para obter a FDP da geração fotovoltaica foi baseado segundo Souza *et al.* (2018) em três etapas:

1. *Obtenção da base de dados*: os dados usados foram cedidos pelo Instituto Nacional de Meteorologia (INMET) e são referentes à cidade de Patos - PB. Os valores foram coletados em intervalos de uma hora e estão em uma janela de tempo de janeiro de 2007 a dezembro de 2018.
2. *Tratamento da base de dados*: os dados de irradiância bem como os dados de carga foram analisados, de modo a compatibilizar ambos os modelos, de geração e da carga. Anualizar os dados significa agrupá-los de acordo com o mês, dia e hora, independente de qual seja o ano. Com isso, reforça-se a base de dados e se obtém mais segurança contra falhas na base decorrentes de falta de registro completo ou escassez de dados em alguns horários. Desta forma, obtém-se um modelo de irradiância anual mais consistente.
3. *Procedimento para determinar a FDP*: o procedimento para determinar quais FDP podem representar os dados da irradiância solar são descritas a seguir:

Validar a informação dos dados: Verificar se os dados de irradiância medidos apresentam inconsistências ou erros. Por exemplo, visto que a base de dados de irradiância deve ter apenas valores positivos, os valores negativos devem ser excluídos;

Identificar as distribuições que podem representar os dados: Fazem-se hipóteses acerca das distribuições de probabilidade que podem representar os dados de irradiância em estudo. Isto é feito considerando o tipo de variável aleatória (discreta ou contínua), a faixa de valores da variável, tipos de dados (positivos ou negativos), a forma do histograma e coeficiente de variação estatístico;

Estimar os parâmetros das distribuições: Avaliar os parâmetros das distribuições de probabilidade propostas por meio do método de máxima verossimilhança;

Verificar o ajuste das distribuições: Verificar se existe ajuste das distribuições propostas mediante os testes de aderência de Kolmogorov-Smirnov;

Determinar a distribuição que representa os dados: Determinar quais FDP representam melhor a base de dados em estudo: que pode ser, nenhuma das FDP, várias FDP ou apenas uma delas.

No caso de não encontrar uma FDP que represente os dados, pode-se tentar os seguintes procedimentos:

1. Mudar os parâmetros de análise alterando o nível de confiança;
2. Diminuir o tamanho da amostra, caso seja muito grande;
3. Retirar os valores discrepantes e repetitivos.

No caso de existir várias FDP, pode-se avaliar os seguintes critérios para a escolha da distribuição:

1. Escolher a distribuição de probabilidade que tenha o menor estatístico de prova;
2. Escolher a distribuição de probabilidade que melhor se ajusta às condições naturais do problema em estudo.

Os passos descritos foram aplicados e diversas distribuições foram testadas. Entre elas: Normal, Lognormal,

Weibull, Gamma, Valores Extremos e Valores Extremos Generalizados (GEV). Os parâmetros de cada distribuição testada foram estimados pelo método de máxima verossimilhança (In Jae Myung, 2001), (Cordeiro, 2016), porque os métodos gráficos são subjetivos e os métodos dos momentos não têm justificativa matemática (Pareja, 2009). Concluída esta etapa, cada distribuição foi submetida ao teste Kolmogorov-Smirnov, um teste não paramétrico, tendo como embasamento a máxima distância entre as probabilidades empíricas e teóricas, obtidas sob a função de distribuição de probabilidade em teste (Morettin e Bussab, 2004). Assim, menores valores da estatística fornecem maiores níveis de significância (valor-p) e, consequentemente, maior evidência de não rejeição da hipótese nula, H_0 , e há maior aderência dos dados à distribuição em teste. Portanto, quando o valor-p for maior que 5%, a hipótese nula é aceitável e os dados seguem a distribuição em que se esperava. Caso o valor-p seja menor que 5%, a hipótese é rejeitada, ou seja, os dados não seguem a distribuição esperada, H_1 . As distribuições Normal, Lognormal, Gamma e Valores Extremos apresentaram erros, obtendo valor-p menores que o nível de significância, elas foram, portanto, descartadas.

Dentre as distribuições citadas, a GEV foi a que obteve o maior valor-p e apresentou uma boa alternativa para modelar os dados de irradiância anualizados. Na Figura 1 é possível observar a distribuição GEV, usada para modelar a base de dados da cidade de Patos. Portanto, o modelo de geração utilizado neste trabalho segue a distribuição GEV. A GEV possui três parâmetros: um de posição, um de escala e um fator de forma. Os parâmetros são $k = -0,37887$, $\alpha = 248,599$ e $\delta = 429,913$. As expressões para FDP e FDA são as seguintes:

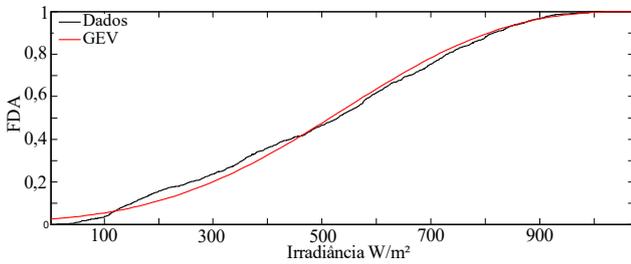


Figura 1. Distribuição GEV.

$$g(z) = \frac{1}{\delta} \left[1 + \xi \left(\frac{z - \alpha}{\sigma} \right) \right]^{-\left(\frac{1}{\xi}\right) - 1} \exp \left\{ - \left[1 + \xi \left(\frac{z - \alpha}{\delta} \right) \right]^{\left(\frac{1}{\xi}\right)} \right\} \quad (3)$$

$$G(z) = \exp \left\{ - \left[1 + \xi \left(\frac{z - \alpha}{\delta} \right) \right]^{\left(\frac{1}{\xi}\right)} \right\} \quad (4)$$

5. MÉTODO DA SOMA DE POTÊNCIAS

O algoritmo de fluxo de potência determinístico utilizado foi o Método da Soma de Potências (MSP), desenvolvido por Broadwater em 1988. É um método iterativo utilizado no cálculo das variáveis de estado em sistemas de distribuição de energia elétrica. De forma geral, o método possui um princípio simples, podendo ser dividido em duas partes. Inicialmente, as perdas em todos os trechos são nulas e na próxima iteração as estimativas dessas perdas melhoram. Sabendo o valor da tensão da barra da subestação, o vetor de configuração, e considerando as perdas nulas, calcula-se a tensão em todas as

barras do alimentador. Após esse primeiro estágio (*forward*) se tem valores aproximados de todas as tensões de barra. Com os valores das tensões conhecidos, calculam-se as perdas em todos os trechos e então os fluxos são corrigidos em um processo *backward*. Portanto, o MSP é restrito para sistemas radiais em que todas as barras sejam de carga (Souza, 2005). Neste trabalho, o MSP considera os geradores como cargas, o que facilita seu cálculo quando a geração distribuída é aplicada.

A amplitude da tensão na barra final de um trecho genérico do alimentador radial corresponde à solução da seguinte equação biquadrada:

$$V_l^4 - 2AV_l^2 + B = 0 \quad (5)$$

$$A = (R_i P_i + X_i Q_i) - \frac{1}{2} V_{l-1}^2 \quad (6)$$

$$B = (R_i^2 + X_i^2)(P_i^2 + Q_i^2) \quad (7)$$

R e X são a resistência e reatância do trecho e V a tensão em seu início.

Como V_l é sempre positivo em (5), tem-se na barra final:

$$V_l = \sqrt{A + \sqrt{A^2 - B}} \quad (8)$$

Depois de calculada a tensão V_l , as estimativas das perdas de potência ativa e reativa podem ser redefinidas:

$$\Delta P_i = R_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_l^2} \right) \quad (9)$$

e

$$\Delta Q_i = X_i \left(\frac{P_i^2 + Q_i^2}{V_l^2} \right) \quad (10)$$

Se i for o trecho que termina na barra i e Ω_i o conjunto de todos os trechos que começam nessa mesma barra i , então os fluxos no final do trecho i serão:

$$P_i = P_{Li} + \sum_{k \in \Omega_i} (P_k + \Delta P_k) \quad (11)$$

$$Q_i = Q_{Li} + \sum_{k \in \Omega_i} (Q_k + \Delta Q_k) \quad (12)$$

sendo: P_i (Q_i): fluxo de potência ativa (reativa) no fim do trecho i ; P_{Li} (Q_{Li}): carga ativa (reativa) instalada na barra i ; ΔP_k (ΔQ_k): perdas de potência ativa (reativa) no trecho k . No caso de i ser uma barra terminal, Ω_i é um conjunto vazio. Assim, $P_i = P_{Li}$ e $Q_i = Q_{Li}$ (Souza, 2005).

6. SIMULAÇÃO DE MONTE CARLO

O método de Simulação Monte Carlo (SMC) é um dos métodos mais utilizados na literatura para simular as incertezas dos componentes de um sistema. Nesse método, todas as variáveis de interesse que possuem algum grau de incerteza são associadas a uma FDP e, então, tomando a FDP das variáveis em questão são gerados números aleatórios para se encontrar os possíveis estados do sistema. No ambiente de simulação escolhido (Matlab®), essa geração de números

aleatórios é feita por meio das funções *gevrnd* (distribuição GEV) e *normrnd* (distribuição Normal). Então, o fluxo de potência determinístico é solucionado para cada um dos valores aleatórios gerados (Pareja, 2009).

A vantagem da SMC é a sua capacidade de solucionar a FPP utilizando as equações de balanço de potência ativa e reativa, que são próprias do problema de fluxo de potência determinístico. Por este motivo, esse método é bastante utilizado na validação de outros métodos utilizados na solução do FPP. Entretanto, para que o método de SMC possua um grau de exatidão apropriado e gere resultados condizentes com a variação real do sistema, uma enorme quantidade de números aleatórios deve ser gerada a partir da FDP de uma dada variável aleatória. Isso implica na solução do fluxo de potência inúmeras vezes, o que demanda tempo e um esforço computacional geralmente alto. Na maioria dos trabalhos, o Monte Carlo executa de 10.000 a 20.000 iterações para obter resultados confiáveis (Vicente, *et. al.*, 2012). Assim como em Alencar *et.al* (2019) as simulações de Monte Carlo foram em número igual ao total de horas do ano: 8760. Os parâmetros médios (μ) e desvio padrão (σ) das variáveis aleatórias estão mostrados na Tabela 1, foram determinados mediante bases de dados anuais.

Tabela 1. Modelo estatístico da carga.

Barras no trecho		Potência ativa (MW) no fim do trecho		Potência reativa (MW) no fim do trecho		Alimentador	
Início	Fim	μ	σ	μ	σ	R (Ω)	X (Ω)
1	2	0,1	0,05	0,06	0,04	0,0922	0,047
2	3	0,09	0,06	0,04	0,06	0,493	0,2511
3	4	0,12	0,06	0,08	0,06	0,366	0,1864
4	5	0,06	0,06	0,03	0,06	0,3811	0,1941
5	6	0,06	0,06	0,02	0,06	0,819	0,707
6	7	0,2	0,06	0,1	0,06	0,1872	0,6188
7	8	0,2	0,05	0,1	0,04	1,7114	1,2351
8	9	0,06	0,07	0,02	0,04	1,03	0,74
9	10	0,06	0,1	0,02	0,1	1,044	0,74
10	11	0,045	0,09	0,03	0,09	0,1966	0,065
11	12	0,06	0,07	0,035	0,08	0,3744	0,1238
12	13	0,06	0,05	0,035	0,07	1,468	1,155
13	14	0,12	0,09	0,08	0,09	0,5416	0,7129
14	15	0,06	0,06	0,01	0,06	0,591	0,526
15	16	0,06	0,11	0,02	0,09	0,7463	0,545
16	17	0,06	0,08	0,02	0,045	1,289	1,721
17	18	0,09	0,06	0,04	0,06	0,732	0,574
2	19	0,09	0,06	0,04	0,06	0,164	0,1565
19	20	0,09	0,05	0,04	0,04	1,5042	1,3554
20	21	0,09	0,07	0,04	0,04	0,4095	0,4784
21	22	0,09	0,1	0,04	0,1	0,7089	0,9373
3	23	0,09	0,06	0,05	0,06	0,4512	0,3083
23	24	0,42	0,07	0,2	0,08	0,898	0,7091
24	25	0,42	0,06	0,2	0,06	0,896	0,7011
6	26	0,06	0,09	0,025	0,09	0,203	0,1034
26	27	0,06	0,1	0,025	0,1	0,2842	0,1447
27	28	0,06	0,11	0,02	0,09	1,059	0,9337
28	29	0,12	0,08	0,07	0,045	0,8042	0,7006
29	30	0,2	0,06	0,6	0,06	0,5075	0,2585
30	31	0,15	0,06	0,07	0,06	0,9744	0,963
31	32	0,21	0,06	0,1	0,06	0,3105	0,3619
32	33	0,06	0,07	0,04	0,04	0,341	0,5302

7. ESTUDOS DE CASOS E RESULTADOS

Esta seção apresenta os resultados obtidos e as análises realizadas. Para isso, foram realizadas simulações em casos diferentes:

- Sistema IEEE de 33 barras sem fontes fotovoltaicas;
- Sistema IEEE de 33 barras com fontes fotovoltaicas de 1,5 MW.

Sistema IEEE de 33 barras com fontes fotovoltaicas de 0,7 e 0,8 MW; Apresenta-se a comparação entre os três estudos de caso.

Em todos os estudos são avaliados:

- Perfil médios de tensão dos trechos;
- Perdas de energia.

7.1 Sistema IEEE de 33 barras

O sistema teste foi extraído de Conti (2007), que consiste em um alimentador de distribuição radial com tensão nominal de 12,66 kV (Figura 2). Para facilitar a visualização do perfil de tensão, o sistema teste foi dividido em quatro trechos, representados pela Tabela 2. Na discussão de resultados, o foco será nos trechos A e B, pois os geradores foram instalados em barras dos mesmos, considerando esta localização como critério para análise dos resultados.

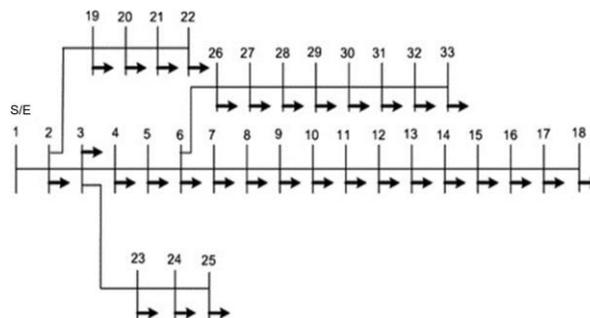


Figura 2. Sistema teste 33 barras.

Tabela 2. Barras por trecho.

Trechos	Barras
A	1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18
B	1,2,3,4,5,6,26,27,28,29,30,31,32,33
C	1,2,19,20,21,22
D	1,2,3,23,24,25

7.2 Sistema IEEE de 33 barras sem fontes fotovoltaicas

Este primeiro caso iniciou com a execução do método de FPP. Assim, uma investigação do perfil de tensão sem a inserção de geração fotovoltaica em cada barra foi realizada. A menor tensão ocorreu na barra 18 com tensão de 11,45 kV (0,9 p.u). Sabe-se que essa tensão é considerada baixa para o sistema de distribuição. Nas Figura 3 e 4, são apresentados os perfis de tensão médios em cada barra dos trechos A e B. As perdas anuais de energia do alimentador sem geração fotovoltaica são de 1887,4 MWh/ano. Esse valor de perdas foi considerado como referência para o cálculo da redução das perdas de energia.

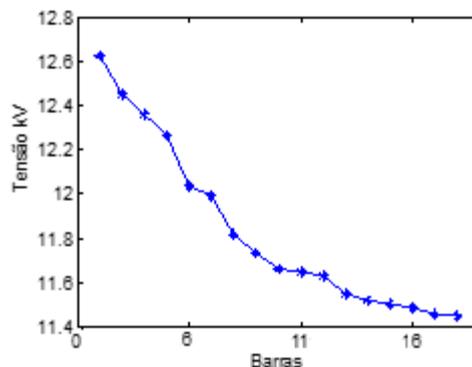


Figura 3. Tensão no trecho A sem fonte fotovoltaica.

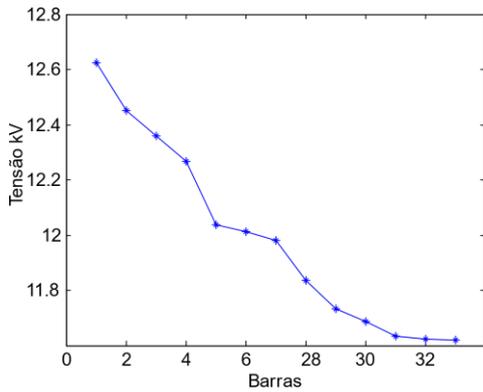


Figura 4. Tensão no trecho B sem fonte fotovoltaica.

7.3 Sistema IEEE de 33 barras com uma fonte fotovoltaica

Com a inserção de um gerador fotovoltaico de acordo com Bouktir (2015) considerando a influência da carga e do insumo, espera-se que o sistema teste melhore alguns parâmetros como o perfil de tensão. Com isso, a primeira aplicação do método diz respeito à instalação de um gerador fotovoltaico de 1,5 MW localizado na barra 6. Neste caso, as perdas de energia foram reduzidas para 1434,1 MWh/ano, que representa uma redução de 24% em relação ao valor de referência de 1887,4 MWh/ano.

O perfil de tensão médio está detalhado nas Figura 5 e 6, em que são mostrados os perfis de tensão em cada trecho do alimentador depois da localização da GD. É possível notar que com a localização na barra 6, os níveis de tensão das barras do sistema ficaram entre 11,8 kV e 12,6 kV (0,94 e 1 p.u). Em média a tensão cresceu 2,6%.

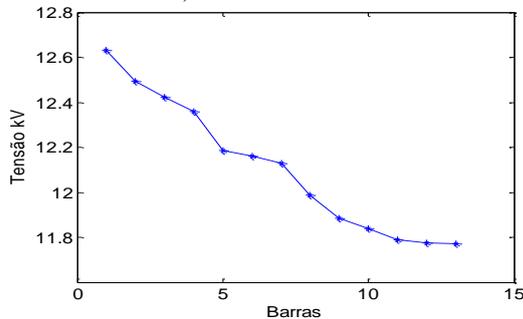


Figura 5. Tensão no trecho A com uma fonte fotovoltaica.

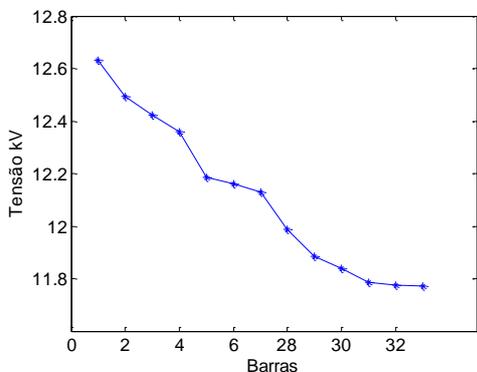


Figura 6. Tensão no trecho B com uma fonte fotovoltaica.

As barras 17 e 18, em que a melhoria foi mais significativa, obtiveram um crescimento na tensão de 5,23% e 5,36%, respectivamente.

7.4 Sistema IEEE de 33 barras com duas fontes fotovoltaicas

Neste caso, os geradores injetaram no sistema potências distintas de 0,7 MW e 0,8 MW localizados nas barras 13 e 30 respectivamente. Assim, como no caso anterior, é notório a melhoria do perfil de tensão médio nas barras do alimentador. Nas Figura 7 e 8, é possível analisar o perfil de tensão nas barras do sistema depois da instalação dos dois geradores fotovoltaicos. As barras do sistema ficaram com os níveis de tensão entre 12,1 kV e 12,6 kV (0,96 e 1 p.u). Em média a tensão cresceu 3,2%. Além disso, observou-se o aumento da tensão média em todas as barras.

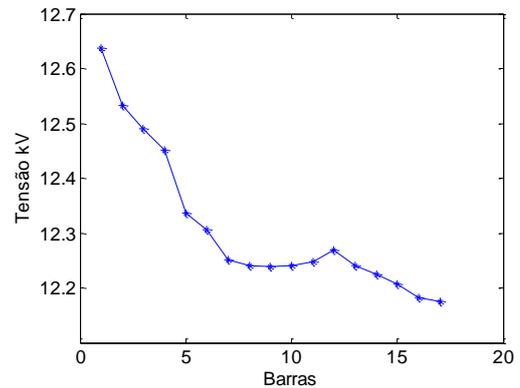


Figura 7. Tensão no trecho A com duas fontes fotovoltaicas.

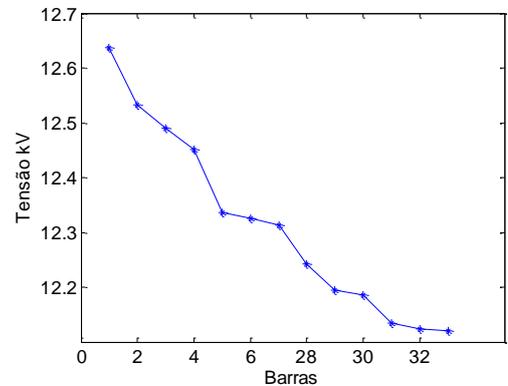


Figura 8. Tensão no trecho B com duas fontes fotovoltaicas.

Neste caso, as perdas de energia foram reduzidas para 984,2 MWh/ano, que representa uma redução de mais de 40% em relação ao valor de referência.

7.5 Comparação dos estudos de casos

Com o intuito de observar a influência da distribuição dos geradores fotovoltaicos no perfil de tensão do sistema, foi realizada uma comparação dos resultados referentes aos três casos. Na Tabela 3 é apresentado um resumo em que são listadas a tensão e as perdas, segundo a localização e o dimensionamento correspondente aos casos I, II e III. Como poder ser observado, há uma melhoria do perfil de tensão e uma redução significativa das perdas de energia totais após a instalação de unidades GD fotovoltaicas no sistema. Além

disso, todas as barras do sistema apresentaram uma tensão que se adequa a Resolução ANEEL 505/2001, que se enquadra entre 0,93 e 1,05 p.u. Nas Figura 9 e 10 são apresentados os perfis de tensão de cada trecho em cada um dos cenários, em que é possível analisar que o caso III é o melhor.

Tabela 3. Síntese de resultados.

	Caso I	Caso II	Caso III
Perdas de Energia (MWh/ano)	1887,40	1434,1	984,2
Localização da GD	-	6	13 e 30
Tamanho da GD (MW)	-	1,5	0,8 e 0,7
Redução de Perdas (%)	-	24,1%	47,8%
Tensão Mínima (p.u)	0,90 (barra 18)	0,95 (barra 33)	0,96 (barra 33)

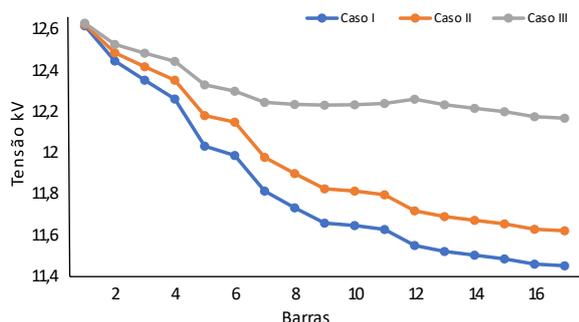


Figura 9. Perfis de tensão de todos os casos no trecho A.

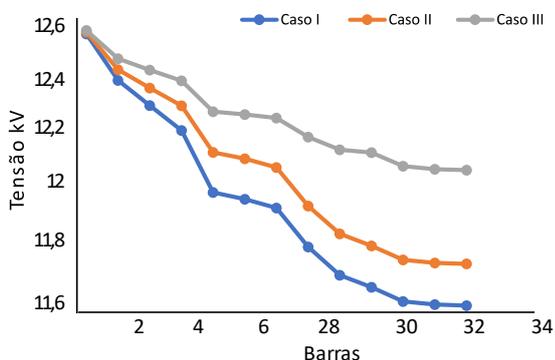


Figura 10. Perfis de tensão de todos os casos no trecho B.

8. CONCLUSÕES

Uma proposta de método para cálculo de fluxo probabilístico em sistemas com geração distribuída fotovoltaicas utilizando dados reais da carga e geração foi apresentada. A partir de dados específicos de 10 anos, construíram-se FDP e FDA usando a distribuição GEV. Com as curvas definidas e considerando as cargas como tendo distribuição Normal, o método de Monte Carlo foi combinado com o MSP para o cálculo do FPP. A partir dos resultados obtidos, fez-se uma análise do impacto da inserção de geradores solares fotovoltaicos na rede, não apenas o impacto local, ou seja, a tensão da barra em que o gerador foi instalado, mas também do impacto global. A presença de geradores fotovoltaicos melhorou o perfil de tensão em todos os casos analisados, assim como, reduziu as perdas de energia anual.

REFERÊNCIAS

- Abdelaziz, A. Y., Hegazy, Y. G., El-Khattam, W., and Othman, M. M. (2015). Optimal allocation of stochastically dependent renewable energy based distributed generators in unbalanced distribution networks. *Electric Power Systems Research*, 119, 34-44.
- Borburema Neto, M.M. (2017). Fluxo de Carga Probabilístico com Geração Fotovoltaica utilizando Estimativa de Densidade Kernel.
- Borkowska, B. (1974). Probabilistic load flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, (3), 752-759.
- Bouktir, T., and Guerriche, K. R. (2015). Optimal allocation and sizing of distributed generation with particle swarm optimization algorithm for loss reduction. In *International Conference and Workshop on Electronics & Telecommunication Engineering (ICWET)* (pp. 59-69).
- Conti, S.; Raiti, S. (2007). Probabilistic Load Flow for Distribution Networks With Photovoltaic Generators Part I: Theoretical Concepts and Models. In: *International Conference on Power System Technology – ICCEP*.
- Cordeiro, I.N.A (2016). Modelo Generalizado de Valores Extremos Aplicado para Irradiação Solar e Análise de Confiabilidade de Sistemas Fotovoltaicos Residencial. *Dissertação de Mestrado, UFCG*.
- Hajian, M., Rosehart, W. D., and Zareipour, H. (2012). Probabilistic power flow by Monte Carlo simulation with Latin supercube sampling. *IEEE Transactions on Power Systems*, 28(2), 1550-1559.
- Hernández, J. C., Medina, A., and Jurado, F. (2007). Optimal allocation and sizing for profitability and voltage enhancement of PV systems on feeders. *Renewable Energy*, 32(10), 1768-1789.
- In Jae Myung, Tutorial on maximum likelihood estimation, Department of Psychology, Ohio State University, 1885 Neil Avenue Mall, Columbus, OH 43210-1222, USA, 2001.
- Jardini, JA, Tahan, CM, Gouvea, MR, Ahn, SU e Figuraueiredo, FM (2000). Perfis de carga diária para consumidores residenciais, comerciais e industriais de baixa tensão. *Transações IEEE na entrega de energia*, 15 (1), 375-380.
- Morales, J. M., e Perez-Ruiz, J. (2007). Point estimate schemes to solve the probabilistic power flow. *IEEE Transactions on power systems*, 22(4), 1594-1601.
- Morettin, P.A.; Bussab, W.O (2004). *Estatística básica*. 5.ed. São Paulo.
- Pareja, G. L. A. (2009). Fluxo de Potência em Redes de Distribuição de Energia Elétrica Considerando Incertezas, Tese de Doutorado, UESP.
- Ruiz-Rodriguez, F. J., Hernandez, J. C., and Jurado, F. (2012). Probabilistic load flow for radial distribution networks with photovoltaic generators. *IET renewable power generation*, 6(2), 110-121.
- Simões, M. C. S.; Malaquias, P.de O.; Souza, B. A.; Brito, N. S. D.; Silva, C. A. da. (2019). Análise da Estabilidade de Tensão Considerando Diferentes Níveis de Penetração de Geração Híbrida Fotovoltaica-Eólica. *XIII Conferência Brasileira sobre Qualidade da Energia Elétrica, São Caetano do Sul*.
- Souza, B. A. (2005). Como funciona o MSP e o que precisa ser modificado? Apostila, Universidade Federal de Campina Grande.
- Souza, J. S., Alencar, M. R. B., Souza, B. A., and Neves, W. A. (2018). Modelagem de Insumo de Geração Solar Usando Distribuições de Probabilidade. In *2018 Congresso Brasileiro de Automatica (CBA)*.
- Vicente, W. B.; Caire, R.; Hadjsaid, N (2012). Probabilistic load flow for voltage assessment in radial systems with wind power. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems, Elsevier*, v. 41, n. 1, p. 27-33.
- Zhang, P., and Lee, S. T. (2004). Probabilistic load flow computation using the method of combined cumulants and Gram-Charlier expansion. *IEEE transactions on power systems*, 19(1), 676-682.