

Avaliação do Desempenho de uma Rede de Distribuição com Geração PV e Eólica às VTCD Usando o Método de Monte Carlo

Fellipe Souto Soares, Lucas Silveira Melo, Nestor Rocha Monte Fontenele, Francisco Sousa de Oliveira Neto, Ruth Pastôra Saraiva Leão, Raimundo Furtado Sampaio
Departamento de Engenharia Elétrica - Universidade Federal do Ceará
fellipesout@gmail.com, lucassmelo@dee.ufc.br, nestorfontenele@dee.ufc.br, rleao@dee.ufc.br, rfurtado@dee.ufc.br

Resumo — Este artigo apresenta a avaliação do desempenho a Variações de Tensão de Curta Duração (VTCD) de uma rede de média tensão do CIGRÉ, usando o método estatístico de Monte Carlo. Através de simulações estocásticas foi possível representar as incertezas associadas às variáveis, dando maior representatividade às aleatoriedades inerentes ao sistema sob condição de falta. Foram obtidos a frequência de ocorrência e os índices *SARFI* relativos à VTCD. Na análise foram considerados a presença de geração distribuída (GD), eólica e solar fotovoltaica, ambas de potência igual a 3 MW. As GD foram alocadas segundo critério de minimização de perdas, calculado por algoritmo genético. Os resultados mostraram que a inserção de GD diminui a quantidade de afundamentos de tensão nas barras monitoradas.

Palavras-chaves — Variações de tensão de curta duração, Método de Monte Carlo, Geração distribuída, Modelagem de incertezas, Algoritmo genético.

I. INTRODUÇÃO

Variações de tensão de curta duração (VTCD) são eventos aleatórios de tensão causados predominantemente por curtos-circuitos, que podem resultar em má operação, desligamento e falha de equipamentos. As VTCD são classificadas como interrupção, afundamento e elevação de tensão com duração de até 3 min nos sistemas de distribuição [1].

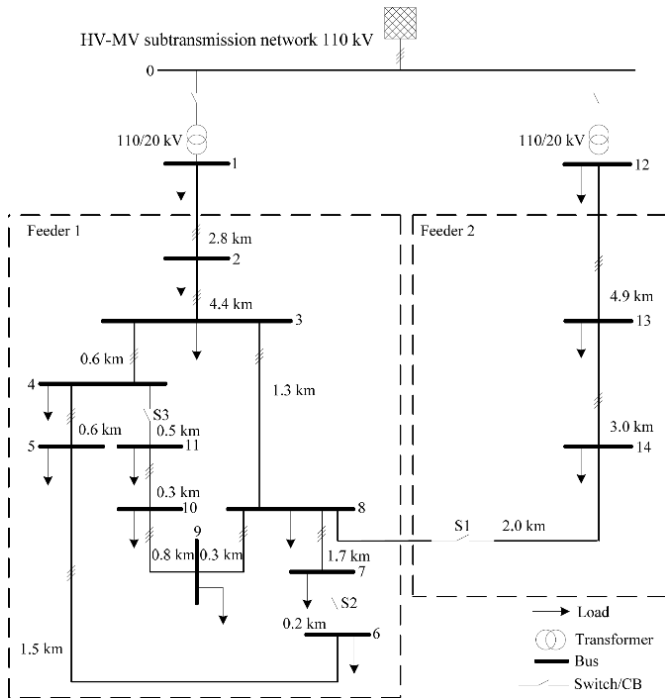
A fim de assegurar a operação adequada de uma planta elétrica, é importante estimar o desempenho da rede elétrica às VTCD, para que as instalações possam ser projetadas e os equipamentos especificados com devida suportabilidade.

A análise de VTCD de uma rede elétrica pode ser realizada por monitoramento ou por simulação computacional. Para o monitoramento de VTCD, vários medidores são instalados em diferentes pontos da rede. Por ser as VTCD de natureza estocástica, a duração do monitoramento deve ser longa para aumentar o grau de confiança dos resultados. O tempo de monitoramento depende da frequência de ocorrência do evento e do intervalo de confiança desejado da variável mensurada. Para uma frequência de um evento por semana, são necessários 200 anos de medição para um grau de confiança de 98% [2]. O alto investimento em rede de medidores e o longo período requerido de monitoramento

conduz à preferência pelos métodos de simulação computacional.

Os métodos de predição de VTCD por simulação computacional têm como vantagem menor custo de hardware (medidores), precisão dos resultados e possibilidade de avaliar sistemas na fase de projeto. Os métodos de simulação mais utilizados em análises de VTCD são: Método de Posição de Falta, Método de Distância Crítica e Método de Monte Carlo [3]. O método de posição de falta combina a teoria determinística de curto circuito com a informação estocástica de taxa de falha. É um método direto para se determinar o número esperado de VTCD para uma dada posição de falta. O método das distâncias críticas, ao contrário do anterior, calcula a posição da falta para uma dada tensão no ponto de interesse. O método de Monte Carlo (MC) consiste em sucessivas simulações estocásticas, usando amostragens aleatórias das variáveis envolvidas para obter uma estimativa para a solução do problema. Na estimativa de VTCD por MC, as variáveis aleatórias são, em geral, tipo da falta (curto-circuito trifásico, bifásico e monofásico), posição da falta, resistência da falta, e fase em que ocorre a falta.

O objetivo deste artigo é analisar o desempenho de uma rede elétrica frente às VTCD usando o método estatístico de Monte Carlo, considerando, além das incertezas associadas às faltas, a aleatoriedade e a influência de geração distribuída (GD) baseada em fonte renovável intermitente. Com base no número estimado de ocorrências de VTCD, em termos de magnitude e duração, são calculados os índices *SARFI-X*, os quais avaliam a taxa de VTCD além do limite *X* [4]. *SARFI-70*, p.ex., corresponde ao número total esperado de VTCD (afundamentos e interrupções de curta duração) igual e inferior a 0,7 pu de tensão residual ou 70% de uma tensão de base do sistema. GD eólica e solar fotovoltaica (FV) de 3 MW nominal cada foram alocadas na rede elétrica segundo o critério de minimização de perdas, usando a técnica de algoritmo genético. A rede elétrica CIGRÉ de média tensão de 16 barras, mostrada na Fig. 1, foi usada para teste. Todos os cálculos e modelagens foram implementados em linguagem de programação Python.



A função objetivo para otimizar a alocação de GD visando a minimização das perdas totais de potência ativa do sistema é definida em (8).

$$\text{Minimizar } \Delta P_{\text{Total}} = \sum_{i=1}^{\text{barras}} \Delta P_i \quad (8)$$

Nesse processo de otimização, foram alocadas as duas fontes de GD simultaneamente, obtendo-se perda total ativa mínima igual a 129,4 kW com as localizações das GD nas barras 5 e 10 da rede teste. Escolheu-se a barra 5 para a GD FV e a barra 10 para a GD eólica.

IV. MÉTODO DE MONTE CARLO PARA ANÁLISE DE VTCD

O Método de Monte Carlo é uma técnica heurística para avaliação ou estimação de problemas usando simulação probabilística e amostragem. A Fig. 2 mostra o fluxograma dos procedimentos de simulação baseados no método MC desenvolvido. O número de iterações é definido com base no grau de confiança desejado para estimar as VTCD. No presente estudo foram simulados 100 anos, o que corresponde a um grau de confiança entre 95% e 98%.

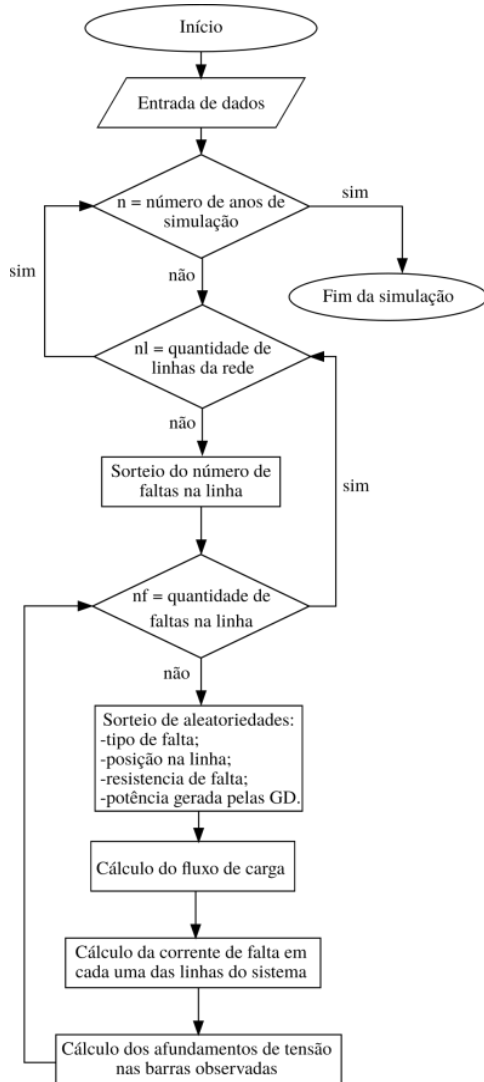


Fig. 2. Fluxograma para simulação estatística de VTCD baseado em MC.

Para a estimação do número de faltas ocorridas por ano nos alimentadores e a modelagem das incertezas consideradas nos cenários de falta, foram utilizadas as funções probabilísticas

que obtiveram resultados mais satisfatórios segundo a literatura pesquisada.

A. Número de Faltas

Para determinar o número total de faltas ocorridas por ano em um dado alimentador, considerou-se uma taxa de falhas total anual λ_t constante ao longo do período de vida útil do alimentador. Utilizou-se a distribuição de Poisson a fim de obter λ_t [8], conforme definida em (9), em que $F(\lambda_t, x)$ é a probabilidade de um condutor sofrer x quantidades de faltas.

$$F(\lambda_t, x) = \frac{e^{-\lambda_t} \lambda_t^x}{x!} \quad (9)$$

Dados práticos mostram, no entanto, que condutores com maiores carregamentos são mais propensos a ocorrências de falhas. Portanto, uma função que relacione a taxa de falhas permanentes e o carregamento é desejável para que os resultados sejam mais coerentes com a realidade. Segundo [8], a função que melhor representa essa relação é a função exponencial mostrada em (10).

$$\lambda_p(y) = Ae^{By} + C \quad (10)$$

Em que λ_p é a taxa de falhas permanentes dada em falha/(ano.milha), A , B e C são constantes, mostradas na Tabela I, e y é um escore que depende da condição de carregamento $I_0\%$ do condutor. A expressão que calcula y foi obtida experimentalmente [9], tendo-se para $y = 0$ e $y = 1$ a melhor e a pior condição, respectivamente, do condutor.

$$y(I_0\%) = \frac{1}{1 + e^{-10(I_0\% - 0,5085)}} \quad (11)$$

Para determinar o número de faltas x , primeiramente, substitui-se o carregamento do condutor $I_0\%$ em (11) para obter o escore de condição y . Em seguida, substitui-se o escore y em (10) para determinar a taxa de falhas permanentes λ_p . Segundo [10], as faltas permanentes representam 17,5% do número total de faltas. Em assim sendo, a taxa de falha total anual λ_t é igual ao produto $(100/17,5) \cdot \lambda_p$ multiplicado pelo comprimento do trecho. A taxa de falha total anual é finalmente utilizada em (9) para se determinar o número de faltas x .

TABELA I. PARÂMETROS DO MODELO DE TAXA DE FALTAS DOS ALIMENTADORES (ADAPTADO DE [8])

Alimentador	A	B	C
Linhas aéreas			
Tronco primário	0,01976	3,4295969	-0,009756098
Derivação lateral	0,07759	2,1522789	-0,067586207
Linha secundária	0,01402	3,7632316	-0,004018433
Cabos subterrâneos			
Cabo primário	0,00453	5,5597230	-0,003031386
Cabo secundário	0,09274	1,4369300	-0,090243902

B. Modelagem das Incertezas dos Cenários de Faltas

Para cada cenário de falta que ocorre em um alimentador qualquer do sistema, três variáveis são levadas em consideração: posição da falta ao longo do alimentador, resistência da falta e o tipo da falta (trifásica, trifásica à terra, bifásica, bifásica à terra e monofásica).

A posição da falta foi considerada uma variável com distribuição uniforme [11]. Portanto, para se determinar a distância da falta, d_f , em relação ao início do trecho, gera-se um número aleatório n , no intervalo entre 0 e 1, e multiplica-se pelo comprimento total do segmento, L_t , conforme (12).

$$d_f = nL_t \quad (12)$$

Para modelar a incerteza relacionada ao tipo de falta, são consideradas as probabilidades apresentadas na Tabela II [12].

TABELA II. PROBABILIDADES DOS TIPOS DE FALTAS (ADAPTADO DE [12]).

Tipo de falta	Probabilidade (%)
Trifásico à terra	1,5
Trifásico	1,5
Bifásico à terra	6
Bifásico	10
Monofásico	81

A resistência de falta, R_f , é mais bem ajustada quando se utiliza a distribuição de Weibull [13]. Como não se tem dados históricos para ajustar os parâmetros da curva, atribui-se uma confiança de 99% ao intervalo típico de valores dessa variável, 1 a 5 Ω , encontrado em [14], e utiliza-se a solução analítica presente em [9] para o cálculo dos mesmos.

C. Modelagem da GD

1) Geração solar fotovoltaica

O modelo mais utilizado para representar a relação não linear entre tensão e corrente na saída de uma célula FV é o modelo de 5 parâmetros mostrado na Fig. 3.

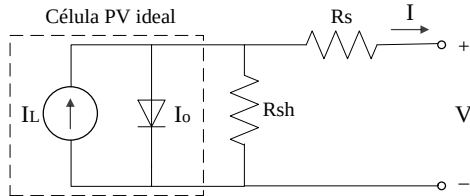


Fig. 3. Circuito elétrico equivalente de um módulo fotovoltaico.

A corrente nos terminais do módulo FV para esse modelo é dada por (13).

$$I = I_L - I_o \left[e^{\frac{q(V+IR_s)}{\eta k T_m}} - 1 \right] - \frac{V+IR_s}{R_{sh}} \quad (13)$$

Em que I_L é a corrente gerada pelo efeito fotovoltaico, I_o é a corrente de saturação reversa do diodo, q é a carga do elétron ($1,60217646 \times 10^{-19}$ C), V é a tensão nos terminais do módulo, η é o fator de qualidade da junção p-n, k é a constante de Boltzmann ($1,3806503 \times 10^{-23}$ J/K), T_m é a temperatura do módulo, R_s é a resistência em série, R_{sh} é a resistência em paralelo.

Como (13) é não linear, sua solução é obtida por método iterativo. Porém, é necessário conhecer os parâmetros iniciais I_L , I_o , R_s , R_{sh} e η para alcançar a convergência. Os cinco parâmetros são calculados para determinadas condições de temperatura T e irradiância G [15]. Foram considerados seis agrupamentos bidimensionais de irradiância e temperatura, mostrados na Tabela III, obtidos a partir de medições feitas pelo Projeto SONDA na estação de São Luís do Maranhão

[9]. Utilizando-se distribuição uniforme, sorteia-se o agrupamento bidimensional e utilizam-se os valores para o cálculo desses cinco parâmetros.

TABELA III. VALORES DE IRRADIÂNCIA E TEMPERATURA AMBIENTE CONSIDERADOS (ADAPTADO DE [9]).

Irradiância (W/m²)	Temperatura (°C)	Probabilidade (%)
0,0000	26,35	49,1741
264,683	30,23	12,6897
468,267	31,87	9,4591
971,098	34,06	6,7445
712,626	33,19	7,3430
66,022	27,39	14,5896

O módulo fotovoltaico utilizado nas simulações é o Kyocera KC200GT, cujas especificações obtidas sob as condições de teste de irradiância de 1000 W/m², AM 1,5 e temperatura do módulo de 25 °C estão presentes na Tabela IV

TABELA IV. DADOS DO MÓDULO FOTOVOLTAICO UTILIZADO.

Modelo	Kyocera KC200GT
P_{nom}	200 W
$V_{mp,ref}$	26,3 V
$I_{mp,ref}$	7,61 A
$V_{oc,ref}$	32,9 V
$I_{sc,ref}$	8,21 A
μ_{Voc}	$-1,23 \times 10^{-1}$ V/°C
μ_{Isc}	$3,18 \times 10^{-3}$ A/°C

Então, a potência P_o injetada na rede pelo inversor de uma geração distribuída fotovoltaica no momento da falta é dada por:

$$P_o = \eta_{inv} \times \eta_{im} \times \eta_s \times P_{FV} \quad (14)$$

Em que P_{FV} é a potência total fornecida pelos módulos, obtida pelo produto da potência de saída de um módulo encontrada a partir da modelagem anterior e do número de módulos, η_{inv} é o rendimento do inversor, η_{im} é o rendimento relacionado à potência perdida por incompatibilidade entre os módulos fotovoltaicos e η_s é o rendimento que modela a perda de potência devido à sujeira nos painéis. Os valores dos rendimentos considerados são, respectivamente, 96%, 97% e 96% [9].

2) Geração Eólica

Em relação à geração distribuída eólica, utilizou-se a distribuição de Weibull para modelar a velocidade do vento no instante da ocorrência da falta.

A partir dos dados de velocidade do vento obtidos do Projeto SONDA, da localidade de São João do Cariri (PB), utilizou-se o Método do Desvio Padrão [16] para determinar os parâmetros da curva de Weibull, obtendo-se fator de escala $c = 7,45$ m/s e fator de forma $k = 2,33$.

A turbina escolhida para simulação foi a Vestas V126-3.45 MW, cujas especificações são mostradas na Tabela V.

TABELA V. ESPECIFICAÇÕES DA TURBINA V126-3.45 MW.

Modelo	V126-3.45 MW
Potência nominal	3450 kW
Diâmetro do rotor	126 m
Área de varredura	12469 m²
Velocidade mínima (cut-in)	3 m/s
Velocidade máxima (cut-out)	22,5 m/s

A potência P_{AG} de saída do aerogerador é dada por (15). Foi considerado coeficiente de potência C_p constante e igual a

0,2614, valor este obtido a partir da potência e da velocidade nominal do aerogerador.

$$P_{AG} = C_p \frac{1}{2} \rho A v^3 \quad (15)$$

Em que ρ é a densidade do ar, considerada igual a 1,225 kg/m³, A é área de varredura do aerogerador e v é a velocidade do vento.

D. Modelagem do Sistema de Proteção

A proteção da rede teste foi simulada com o objetivo de se obter as durações das VTCD. Dessa forma, por ser um sistema de distribuição de média tensão, as funções ANSI simuladas foram as 50 (sobrecorrente instantânea de fase) e 51 (sobrecorrente temporizada de fase).

Para a função 51 foi adotada a curva IEC Normalmente Inversa (NI), com corrente de atuação (*pickup*) 30% acima da ampacidade do condutor, que neste caso é de 150 A, sendo, portanto a corrente de atuação temporizada igual a 195 A. O *dial* de tempo escolhido foi de 0,1. Para a função 50, o valor de atuação instantâneo foi considerado como sendo cinco vezes o valor da corrente de atuação temporizada, sendo, portanto igual a 975 A.

VI. RESULTADOS

Foram calculados os indicadores *SARFI-X* e os tempos de duração dos eventos para as barras 1, 3, 5 e 10, sob consideração sem e com a presença das duas unidades de GD. Para se obter o grau de confiança entre 95% e 98%, foram simulados 100 anos [2]. As médias anuais dos índices *SARFI-X* para as quatro barras monitoradas estão mostradas nas Fig. 4 – 7, lembrando que as barras 5 e 7 foram as selecionadas para alocar as fontes FV e eólica, respectivamente. Nas Tabelas VI e VII, são apresentadas as durações de VTCD para a barra 3. Os tempos de duração dos eventos estão organizados conforme a norma IEC 61000-2-8 e o Módulo 8 do Prodist (ANEEL).

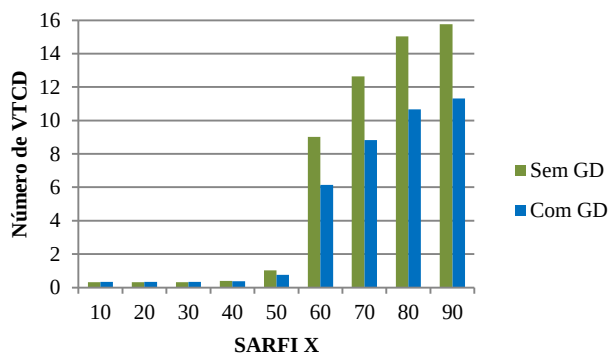


Fig. 4. Quantidade média anual de VTCD – Barra 1.

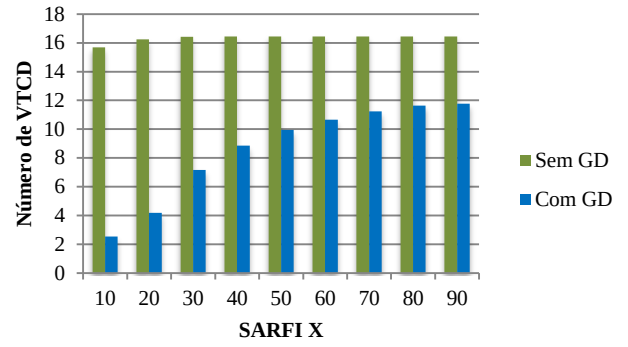


Fig. 5. Quantidade média anual de VTCD – Barra 3.

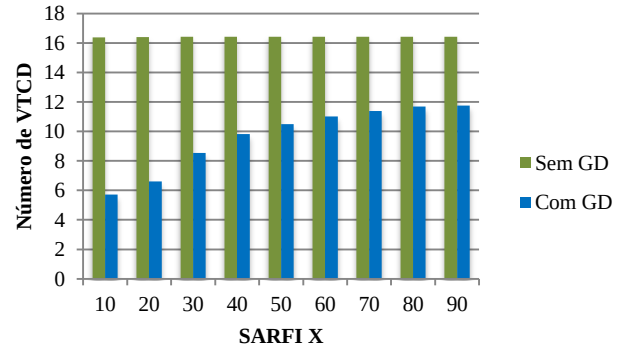


Fig. 6. Quantidade média anual de VTCD – Barra 5

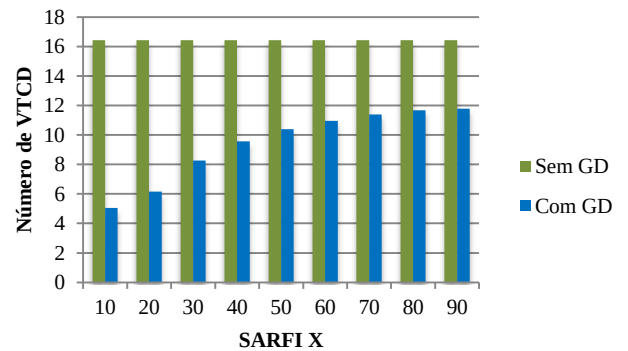


Fig. 7. Quantidade média anual de VTCD – Barra 10.

TABELA VI. MÉDIA ANUAL DE MAGNITUDE E DURAÇÃO DE VTCD NA BARRA 3 – SEM GD.

Tensão residual	< 0,1s	0,1 - 0,25s	0,25 - 0,5s	0,5 - 1s	1 - 3s	3 - 20s	20 - 60 s	1 - 3min
80% - 90%	0	0	0	0	0	0	0	0
70% - 80%	0	0	0	0	0	0	0	0
60% - 70%	0	0	0	0	0	0	0	0
50% - 60%	0	0	0	0	0	0	0	0
40% - 50%	0	0	0	0	0	0	0	0
30% - 40%	0	0,02	0	0	0	0	0	0
20% - 30%	0	0,10	0,01	0,07	0	0	0	0
10% - 20%	0	0	0,25	0,30	0	0	0	0
≤10%	0	13,56	2,05	0,08	0	0	0	0

TABELA VII. MÉDIA ANUAL DE MAGNITUDE E DURAÇÃO DE VTCD NA BARRA 3 – COM GD.

Tensão residual	< 0,1s	0,1 - 0,25s	0,25 - 0,5s	0,5 - 1s	1 - 3s	3 - 20s	20 - 60s	1 - 3min
80% - 90%	0	0,12	0	0	0	0	0	0
70% - 80%	0	0,41	0	0	0	0	0	0
60% - 70%	0	0,57	0	0	0	0	0	0
50% - 60%	0	0,72	0	0	0	0	0	0
40% - 50%	0	1,08	0	0	0	0	0	0
30% - 40%	0	1,69	0	0	0	0	0	0
20% - 30%	0	2,44	0,49	0,05	0	0	0	0
10% - 20%	0	0,70	0,77	0,19	0	0	0	0
≤10%	0	2,19	0,30	0,04	0	0	0	0

VII. CONCLUSÕES

Neste artigo foram avaliados a frequência de ocorrência em termos de magnitude e duração, e os indicadores de *SARFI-X* de afundamento e interrupção de curta duração em uma rede teste de média tensão do CIGRÉ usando o método estatístico de Monte Carlo.

Os cenários de simulação foram definidos com base na modelagem de incertezas como localização da falta dependente do carregamento do condutor, tipo de curtos-circuitos simétricos e assimétricos, e resistência de falta. Foram consideradas a influência de fontes renováveis de saída variável tipo solar fotovoltaica e eólica de 3 MW cada sobre as variações de tensão de curta duração. Para cada fonte foram consideradas as incertezas como temperatura ambiente, irradiância solar e velocidade do vento. As fontes foram alocadas no sistema segundo critério de otimização computacional utilizando algoritmos genéticos implementado no MATLAB. As ferramentas de modelagem (fontes de geração e incertezas) e de análise (fluxo de potência e curto-circuito) da rede elétrica, e de implementação do método de Monte Carlo foram desenvolvidas em linguagem de programação Python.

A utilização do método de Monte Carlo na estimação de variações de tensão de curta duração possibilitou representar a rede elétrica com maior realidade, uma vez que foram levadas em consideração as incertezas das variáveis envolvidas na análise, como por exemplo, as aleatoriedades da velocidade do vento, da irradiância solar, tipo de falta, local de falta e resistência de falta.

Os resultados para um horizonte de 100 anos de simulação mostraram que a inserção das unidades de geração distribuída contribuiu para uma redução significativa das quantidades de afundamentos e interrupções de tensão de curta duração, tanto nas barras em que foram instaladas a GD, como também em barras adjacentes. Estas reduções foram em média de 28% para o *SARFI-90*, atingindo até 84% nas interrupções para a barra 3. A duração de todos os eventos, para todas as barras monitoradas, situaram-se entre 100 ms e 1 s, com a grande maioria deles, cerca de 84%, presentes no intervalo de 100 a 250 ms.

III. REFERÊNCIAS

- [1] Prodist. Módulo 8 – Qualidade da Energia Elétrica. Revisão 7. 2016.
- [2] M. H. J. Bollen, G. Yalcinkaya, G. Hazza, "The Use of Electromagnetic Transient Programs for Voltage Sags Analysis," IEEE PES-International Conference on Harmonics and Quality of Power, Athens, 1998.
- [3] K. S. Honorato, "Simulações Estocásticas de Variações de Tensão de Curta Duração em Sistemas de Distribuição", Dissertação de Mestrado. Universidade Federal de Itajubá, 2014.
- [4] IEEE, "Std.1564 IEEE Guide for Voltage Sag Indices". ISBN 978-0-7381-9138-6.

- [5] Universidade de Kassel, Pandapower. Disponível em: <<http://www.uni-kassel.de/eecs/fileadmin/datas/fb16/Fachgebiete/energiemanagement/Software/pandapower-doc/networks/cigre.html>>. Acesso em 21 de dezembro de 2016.
- [6] R. Cespedes, "New method for the analysis of distribution networks", IEEE Trans. on power delivery. Vol.05, No 1, January, 1990.
- [7] C. S. Cheng, D.A. Shlrmohammadi, "Tree-Phase Power Flow Method for real-time distribution system analysis". IEEE Transactions on Power Systems, Vol. 10, No. 2, May 1995.
- [8] R. E. Brown, S. Member, G. Frimpong, S. Member, and H. L. Willis, "Failure Rate Modeling Using Equipment Inspection Data," IEEE Trans. Power Syst., vol. 19, no. 2, pp. 782–787, 2004.
- [9] J. E. R. Batista, "Análise Probabilística das Variações de Tensão de Curta Duração em Redes de Distribuição de Baixa Tensão Considerando a Inserção de Geração Distribuída Fotovoltaica" Dissertação de Mestrado. Universidade Federal do Maranhão, 2015.
- [10] T. Gönen, Electric Power Distribution Engineering, 2a ed. Boca Raton: CRC Press, 2008.
- [11] N. Kagan, E. J. Robba, and H. P. Schmidt, "Estimação de indicadores de qualidade da energia elétrica", 1a ed. São Paulo: Blücher, Edgard, 2009.
- [12] U. A. Bordalo, A. B. Rodrigues, and M. G. Da Silva, "A New Methodology for Probabilistic Short-Circuit Evaluation with Applications in Power Quality Analysis," vol. 21, no. 2, pp. 474–479, 2006.
- [13] A. dos Santos and M. T. C. Barros, "Stochastic Modeling of Power System Faults," Electr. Power Syst. Res., no. 126, pp. 29–37, 2015.
- [14] R. C. Dugan, M. F. McGranaghan, S. Santoso and H. W. Beaty, "Electrical Power Systems Quality", 2a ed. New York: McGraw-Hill Professional, 2002.
- [15] A. N. Celik and N. Acikgoz, "Modelling and experimental verification of the operating current of mono-crystalline photovoltaic modules using four- and five-parameter models," Appl. Energy, vol. 84, no. 1, pp. 1–15, 2007.
- [16] K. Mohammadi, A. Mostafaeipour, "Using diferent methods for comprehensive study of wind turbine utilization in Zarrineh, Iran," Energy Conversion and Management 65, pp. 463–470, 2013.

Felipe Souto Soares possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFCG (2016). Atualmente, é aluno de mestrado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFC. Suas pesquisas se concentram na área de métodos computacionais aplicados a sistemas de potência.

Lucas Silveira Melo possui graduação (2013) e mestrado (2015) em Engenharia Elétrica pela. Atualmente, é doutorando e professor do curso de Engenharia Elétrica da UFC. Suas áreas de interesse são inteligência artificial, sistemas multiagentes e proteção e automação de sistemas elétricos.

Nestor Rocha Monte Fontenele possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFC (2016). Atualmente, é aluno de mestrado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFC. Suas pesquisas se concentram na área de inteligência computacional aplicada às redes elétricas.

Francisco Sousa de Oliveira Neto possui graduação em Engenharia Elétrica pela UFC (2015). Atualmente, é aluno de mestrado do Programa de Pós-graduação em Engenharia Elétrica da UFC. Suas áreas de interesse são Medição, Proteção, Controle, Comando e Supervisão de Sistemas Elétricos de Potência.

Ruth Pastôra Saraiva Leão possui graduação em Engenharia Elétrica em Sistemas de Potência pela UFC, doutorado em Engenharia Elétrica por Loughborough University of Technology, Inglaterra, e pós-doutorado por Kassel Universität e Institut für Solare Energieversorgungstechnik e.V. - ISET, Kassel, Alemanha. É professora Titular no Departamento de Engenharia Elétrica da UFC. Suas áreas de interesse são qualidade de energia elétrica, geração distribuída e renovável, automação de redes de distribuição, microrredes e redes elétricas inteligentes.

Raimundo Furtado Sampaio possui graduação em Engenharia Elétrica pela UNIFOR (1991), especialização em Ciências da Computação (1993) e mestrado em Engenharia Elétrica pela UFC (2002). Trabalhou entre 1985 e 2009 na Coelce. Atualmente, é doutorando e professor do curso de Engenharia Elétrica da UFC. Suas áreas de interesse são energias renováveis, microrrede, proteção e automação de sistemas elétricos, redes inteligentes, sistemas multiagentes, medição inteligente e qualidade de energia.