

Estimação Probabilística de Índices de Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição Malhadas

Andressa K. B. da Silva¹, Anselmo B. Rodrigues² e Maria da Guia da Silva³

Laboratório de Qualidade e Confiabilidade, PPGEE, Universidade Federal do Maranhão (UFMA)

1- akbsilva33@gmail.com, 2- anselmo.ufma@gmail.com.br, 3- guia@dee.ufma.br

Resumo — O objetivo deste artigo é estimar índices de conformidade de tensão em sistemas de distribuição de topologia malhada considerando os seguintes aspectos: impactos de contingências segundo o critério n-1, o modelo da proteção da rede e diferentes modelos de carga. As incertezas associadas com estes aspectos foram representadas usando-se a técnica de Enumeração de Estados. As tensões nodais foram calculadas usando-se o método de Gauss-Zbus. As metodologias propostas foram validadas no sistema-teste IEEE de 342 nós. Os resultados mostram que a resposta do sistema de proteção afeta significativamente os índices associados com as faixas de tensão precária e crítica. Além disso, o método proposto tem boa precisão e baixo custo computacional com relação à Simulação Monte Carlo.

Palavras-chaves — Qualidade de Energia Elétrica, Conformidade de Tensão, Redes de Distribuição Malhadas, Métodos Probabilísticos, Enumeração de Estados.

I. INTRODUÇÃO

Os movimentos de proteção ao meio ambiente têm estimulado a utilização de geração distribuída renovável (solar e eólica) e também a inserção de novas cargas, como os carros elétricos [1] [2].

Diante de todas essas discussões ambientais e econômicas surgiu então o conceito de Redes Elétricas Inteligentes (REI), ou *Smart Grids*, que envolvem um conjunto de tecnologias de forma a permitir fluxos bidirecionais de potência e informação entre concessionárias e clientes, o que introduz o uso de novas tecnologias no sistema elétrico, como tecnologia da informação [2].

No Brasil, a criação das REI é impulsionada por fatores como: a possibilidade de redução de custos, perspectiva de definição de melhores políticas de manutenção e exigências de melhor qualidade do fornecimento de energia [1], além do potencial eólico e solar do país.

Um dos principais passos para tornar as REI realidade é adotar uma configuração para as redes de distribuição que ofereça menores perdas, melhor suporte para os recursos distribuídos e maior confiabilidade.

Estas exigências podem ser atendidas com a utilização de redes com topologia malhada. Desse modo, acredita-se que a tendência natural seja a passagem da topologia radial, típica de redes de distribuição de média tensão, para a rede em malha. Por isso, diante do cenário mundial, é imprescindível que novas ferramentas sejam idealizadas para análises em redes de distribuição de topologia malhada [3] [4].

A qualidade de energia (QEE) está relacionada com variações de tensão, corrente e frequência que podem causar danos a equipamentos dos consumidores. Na área de QEE o estudo das variações de tensão de longa duração, conhecido no Brasil como conformidade de tensão, é de suma importância para evitar problemas como: operação indevida ou com baixa eficiência dos equipamentos elétricos; desligamento de cargas sensíveis; aquecimento de motores de indução devido à subtensões; danos ou falhas em equipamentos devido à sobretensões; e aumento nas perdas em vazios nos transformadores causado pela presença de sobretensões sustentadas [5].

As variações de tensão de longa duração são associadas às variações da carga ao longo do dia e também com a tradicional topologia radial, bem como o fluxo unidirecional de potência (da subestação aos consumidores) das redes de distribuição. Desta forma, consumidores mais próximos à subestação têm uma tensão maior do que aqueles consumidores mais distantes. Entretanto, deve-se inserir os novos paradigmas trazidos pelas REI nos estudos de conformidade de tensão, por exemplo: a topologia em malha, alto nível de automação e o aumento na penetração de geradores distribuídos.

Nesse contexto, em [5] é desenvolvida uma metodologia para estimar os índices probabilísticos de conformidade de tensão em redes de distribuição radiais considerando a inserção de geradores distribuídos a gás e o impacto da modelagem da carga. Em [6] um estudo semelhante é realizado considerando-se a inserção de geradores eólicos que possuem incertezas não só quanto à indisponibilidade, mas também quanto à velocidade do vento, que é uma variável estocástica. Os resultados mostram que o impacto das tecnologias eólicas testadas é menor na adequação de tensão do que a aplicação de geradores a gás. Isso ocorre porque as variações da velocidade do vento alteram a potência fornecida pelo gerador distribuído. Por outro lado, em [7] é avaliado o impacto da

tecnologia dos painéis solares nas variações de tensão de longa duração. Novamente, a geração distribuída a gás mostra resultados mais positivos. Isso ocorre pelas incertezas associadas com a irradiância e a temperatura do sol. Em todos os casos verifica-se uma melhora significativa dos índices com a inserção dos geradores. No entanto, possíveis falhas podem levar o estado do sistema a regiões de tensão crítica e/ou precária, principalmente se a falha ocorrer simultaneamente a uma elevação de demanda da carga.

As técnicas propostas em [5], [6] e [7] foram desenvolvidas para sistemas com topologia radial e os índices foram obtidos a partir da Simulação Monte Carlo (SMC). Consequentemente, o tempo de simulação destas técnicas é alto. Além disso, não foram consideradas incertezas relacionadas com a disponibilidade dos circuitos devido à topologia radial. Desta forma, o principal objetivo desse artigo é desenvolver uma metodologia probabilística baseada na Enumeração de Estados (EE) para estimar índices de conformidade de tensão em sistemas de distribuição com topologia malhada considerando-se falhas nos circuitos e variações da carga. Também, pretende-se analisar a influência da modelagem da proteção da rede primária e dos diferentes modelos de carga. Para tanto, as tensões nodais da rede de distribuição foram calculadas a partir da técnica de Gauss Zbus [8]. A metodologia proposta neste artigo foi testada e validada no sistema-teste do IEEE de 342 nós proposto em [9]. Os resultados mostram que a resposta do sistema de proteção afeta significativamente os índices associados com as faixas de tensão precária e à tensão crítica. O método proposto tem boa precisão e baixo custo computacional com relação à Simulação Monte Carlo.

II. MÉTODO DE GAUSS ZBUS

As redes de distribuição possuem relação resistência-reatância (R/X) elevada que, além de apresentar maiores perdas, provoca o mau condicionamento da matriz de sensibilidade o que pode fazer com que métodos como o de Newton-Raphson e suas versões desacopladas apresentem problemas de convergência. Uma alternativa para contornar estas dificuldades do cálculo de fluxo de potência em redes de distribuição malhadas é a aplicação do método de Gauss-Zbus [8]. Em linhas gerais, a técnica fundamenta-se no princípio da superposição de efeitos em um circuito elétrico. Desse modo, as tensões são calculadas considerando-se dois efeitos: o do ponto de fornecimento da subestação e o dos componentes shunt do sistema (cargas, geradores, capacitores, reatores, etc.), que são modelados como fontes de corrente. Neste artigo, o método de Gauss-Zbus foi utilizado para determinar as tensões usadas para estimar os índices de conformidade de tensão.

III. MODELAGEM DAS INCERTEZAS

As incertezas consideradas neste artigo estão associadas com as variações cronológicas das cargas e às falhas nos ramos do sistema (linhas e transformadores). As técnicas usadas para a modelagem dessas variáveis serão descritas nas subseções seguintes.

A. Variações Cronológicas na Carga via Técnicas de Agrupamento de Dados

A demanda de energia elétrica varia constantemente no decorrer das horas e das estações do ano, além de ser influenciada por outros fatores tais como eventos televisivos. Por isso, é necessário ajustar um modelo que represente essas ocorrências. Para os trabalhos baseados na SMC, normalmente, as curvas de carga são diretamente utilizadas. No entanto, para a EE as variações da demanda podem ser representadas por múltiplos passos através de agrupamento de dados. Fundamentalmente, a técnica de agrupamento de dados consiste em, resumidamente, dividir as curvas de duração de carga em N grupos. Após esta divisão, cada grupo será representado por seu valor médio. É importante destacar que em alguns casos é necessário reorganizar os dados de modo que cada grupo tenha o maior número possível de amostras com valores próximos para que a média represente os valores com a maior aderência possível. Neste artigo, utilizou-se o modelo de carga proposto em [10], no qual os 8760 valores da curva de carga foram divididos em 10 grupos. Os agrupamentos são ilustrados na Fig. 1, em que nível representa o percentual do pico de carga e Prob. é a probabilidade de ocorrência desse patamar.

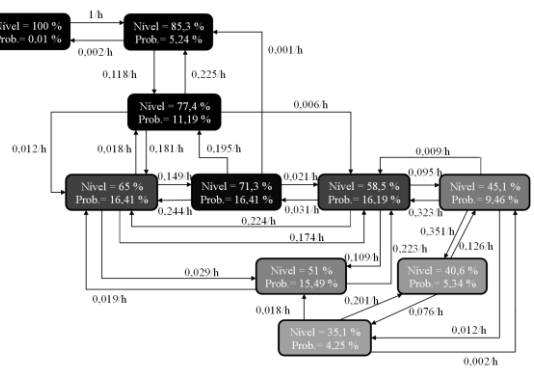


Fig. 1- Modelo de Carga.

B. Modelagem das Falhas nos Circuitos

Neste artigo foram modeladas contingências de primeira ordem nos ramos (n-1), isto é, um único ramo falha por vez. Esta hipótese só pode ser aplicada em redes de distribuição onde as probabilidades de falha dos circuitos são pequenas e estão concentradas em um pequeno conjunto de estados do sistema. Consequentemente, a cobertura do espaço amostral proporcionado pelo critério n-1 em redes de distribuição é alta (próxima da unidade). Desta forma, utiliza-se Cadeias de Markov para estimar índices probabilísticos.

O critério n-1 pode ser modelado por meio da Cadeia de Markov da Fig. 2 [11], em que λ_i e μ_i são, respectivamente, as taxas de falha e de reparo do estado i .

A partir do diagrama de estados da Fig. 2 observa-se que para o critério n-1 o número de estados é igual ao número de componentes mais 1. Pois, o sistema apresenta n falhas, cada uma relacionada a um ramo do sistema (linhas, chaves ou transformadores) mais o estado em que todos os componentes operam (representado pelo estado 0 da Fig. 2). As soluções

estacionárias podem ser obtidas por meio das equações de balanço de frequência [11], e são dadas por:

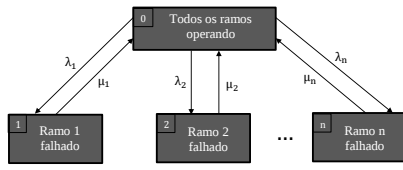


Fig. 2 - Cadeia de Markov para o critério n-1.

$$P_0 \sum_{j=1}^n \lambda_j = \sum_{i=1}^n P_i \mu_i \quad (1)$$

$$P_i \mu_i = P_0 \lambda_i \quad (2)$$

A partir de (2) tem-se:

$$P_i = \frac{\lambda_i}{\mu_i} P_0 \quad (3)$$

O somatório de todas as probabilidades deve ser igual à unidade, o que equivale a:

$$P_0 + \sum_{i=1}^n P_i = 1 \quad (4)$$

Substituindo-se (3) em (4), chega-se às probabilidades de cada estado dadas por:

$$P_0 = \frac{1}{Z} \text{ e } P_i = \frac{\lambda_i}{\mu_i Z} \quad (5)$$

Em que:

$$Z = 1 + \sum_{i=1}^n \frac{\lambda_i}{\mu_i} \quad (6)$$

Assim, por meio de (5) é possível determinar as probabilidades dos estados do sistema para o critério n-1.

IV. MODELAGEM DA PROTEÇÃO EM REDES DE DISTRIBUIÇÃO MALHADAS

As redes elétricas são equipadas com sistemas de proteção que objetivam isolar componentes defeituosos e evitar que as falhas se propaguem e causem desligamentos ou danos a outros componentes [12]. Dessa forma, é imprescindível analisar os efeitos dos dispositivos de proteção nos índices de conformidade de tensão.

As linhas de transmissão são geralmente resguardadas por proteção de distância no próprio ramo. Assim, na ocorrência de falhas, somente o ramo defeituoso será isolado da rede. Devido a isso, neste artigo falhas em circuitos de transmissão são simuladas por uma contingência no ramo que sofreu a falha.

Os transformadores de força de uma subestação e transformadores abaixadores da rede secundária são normalmente dotados de dispositivos de proteção que rapidamente isolam o transformador da rede. Assim, uma falha em um transformador da rede retirará de serviço somente esse componente.

Nas linhas de distribuição secundária frequentemente as

faltas são eliminadas pelo derretimento dos contatos metálicos associados com os ramos sem a necessidade de dispositivos de proteção. Por consequência, quando ocorre uma falha na rede secundária apenas o ramo defeituoso é isolado. Além disso, muitas redes secundárias malhadas usam condutores que possuem em seu centro condutores elétricos fundíveis e reduzidos, conhecidos como limitadores [12]. Os limitadores são ajustados de tal forma que se fundem antes que a isolamento do cabo seja danificada. Nesses casos, somente o ramo com falha ficará fora de serviço. A partir destas características, a modelagem da proteção adotada para as redes de distribuição secundária foi a de que a ocorrência de uma falha em um circuito resulta somente no desligamento do circuito falhado.

Em contrapartida, faltas na rede primária de redes de distribuição malhadas são eliminadas por dois tipos de dispositivos de proteção: o disjuntor do alimentador em que ocorreu a falha e por dispositivos protetores de transformadores que tiveram inversão de fluxo devido à realimentação da falha pela rede secundária. Assim, quando ocorre uma falha em um ramo da distribuição primária, vários componentes são retirados de serviço. Neste artigo, implementou-se o modelo ideal de proteção, isto é, quando ocorre uma falha em qualquer ramo de um alimentador, atuam o disjuntor desse alimentador e os dispositivos protetores de todos os transformadores conectados a esse alimentador. Por isso, é necessária uma busca topológica para identificar o disjuntor e os transformadores que eliminaram a falha. Para tanto se utilizou buscas em árvore como descrito em [13], dado que a topologia da distribuição primária do sistema-teste é radial. Dessa forma, os componentes que estão na área isolada pelo disjuntor e pelos transformadores removidos de serviço serão desconectados da rede elétrica. Consequentemente, as falhas na rede primária de sistemas de distribuição malhados causam ilhamentos em partes do sistema, que são identificados pela análise topológica. Nesses casos, todos os nós que ficaram desconectados da fonte são eliminados do fluxo de potência adicionando-se aos respectivos elementos diagonais da matriz admitância de barra valores numéricos muito grandes.

V. MODELAGEM DA CARGA

As cargas de um sistema elétrico podem ser modeladas como potência constante, corrente constante, impedância constante ou ainda uma combinação entre esses três modelos. Isso ocorre porque as cargas das diferentes classes de consumidores possuem comportamentos distintos com relação as variações na tensão. O sistema-teste usado neste artigo está associado com um centro urbano. Por isso, além do modelo de potência constante, frequentemente empregado, foi usado o modelo de carga mais ajustado para áreas urbanas, que segundo [14] é de 50 % potência constante e 50 % impedância constante.

VI. ÍNDICES DE CONFORMIDADE DE TENSÃO

No Brasil, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) estabelece as faixas de tensão adequada, precária e crítica. As faixas são estipuladas a partir de uma tensão de refe-

rência para cada classe de tensão. A partir destas faixas, pode-se estimar os índices de conformidade de tensão usando-se dois procedimentos: medição e simulação computacional. Na medição os índices de conformidade de tensão são calculados para um período semanal, com medições em intervalos de dez minutos, que resulta em um total de 1008 medições. Por outro lado, na simulação, o número de intervalos considerado é dependente do número de patamares da curva de carga. Por exemplo, para um período de estudo anual com patamares horários tem-se 8760 (365×24) tensões nodais simuladas. Geralmente, as tensões nodais simuladas são obtidas usando-se algoritmos de fluxo de potência.

Os índices de conformidade de tensão nodais anualizados são definidos como [5]:

$$DR_i^e = \frac{100}{8760} \sum_{t=1}^{8760} F_i^e(t) \quad (7)$$

No qual, $e \in \{ade, pre, cri\}$ é um elemento do conjunto de estados de conformidade de tensão. *ade*, *pre* e *cri* são abreviaturas para os estados adequado, precário e crítico, respectivamente. DR_i^e é a duração relativa do estado de conformidade de tensão e para o ponto de carga i . $F_i^e(t)$ é uma função-teste cronológica associada com o estado de conformidade de tensão e e no ponto de carga i . Esta função é definida como:

$$F_i^e(t) = \begin{cases} 1, & \text{se } V_i(t) \in I_e \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (8)$$

$V_i(t)$ é a magnitude da tensão na barra i no intervalo de tempo t . I_e é o intervalo referente a faixa de tensão no estado de conformidade de tensão e .

A partir dos índices de conformidade de tensão nodais, pode-se estimar os seguintes índices sistêmicos:

$$DR_{eqv}^e = \left[\sum_{i=1}^{NPC} (N_i^{cons} \times DR_i^e) \right] / N_{tot}^{cons} \quad (9)$$

No qual, DR_{eqv}^e é a duração relativa equivalente do estado de conformidade de tensão $e \in \{ade, pre, cri\}$. NPC é o número de pontos de carga. N_i^{cons} é o número de consumidores no ponto de carga i . $N_{tot}^{cons} = \sum_{i=1}^{NPC} N_i^{cons}$ é o número total de pontos de carga.

VII. MÉTODO DA ENUMERAÇÃO DE ESTADOS

A partir de (7), pode-se observar que os índices de conformidade de tensão se baseiam no conceito de duração acumulada para um evento em um período de estudo. Este conceito é também usado na definição dos índices de confiabilidade relacionados com as durações nas interrupções do fornecimento de energia, ou seja, as indisponibilidades anuais nodais (DIC-Duração de Interrupção Individual por Unidade Consumidora) e sistêmicas (DEC-Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora). Na teoria de confiabilidade, os índices de duração acumulada das interrupções são estimados através do produto da frequência pela duração média das interrupções [15]. Desta forma, a duração acumulada, em horas por ano, associada com os estados de confor-

midade de tensão é dada por:

$$\begin{aligned} T_i^e &= F_i^e \times D_i^e \\ &= P_i^e \times \lambda_i^e \times D_i^e \\ &= P_i^e \times \left(\frac{8760}{D_i^e} \right) \times D_i^e \\ &= 8760 \times P_i^e \end{aligned} \quad (10)$$

Em que, T_i^e é a duração acumulada anual, em horas/ano, do estado de conformidade e e no ponto de carga i . F_i^e é a frequência anual, em ocorrências/ano, do estado de conformidade e e no ponto de carga i . D_i^e é a duração média, em horas, do estado de conformidade e e no ponto de carga i . P_i^e é a probabilidade do estado de conformidade e e no ponto de carga i . λ_i^e é a taxa de partida, em ocorrências/ano, do estado de conformidade e e no ponto de carga i .

Alternativamente, a duração acumulada T_i^e pode ser expressa em porcentagem como:

$$DR_i^e = 100 \times \frac{T_i^e}{8760} = 100 \times P_i^e \quad (11)$$

A partir de (11), pode-se observar que as durações acumuladas dos estados de conformidade de tensão são equivalentes as probabilidades destes estados em porcentagem. Neste artigo, o valor da probabilidade P_i^e é estimado via EE. O método de EE consiste em construir uma lista de todos os estados possíveis do sistema e então calcular os índices para esses estados através da definição do valor esperado [15]. Assim, um índice de desempenho pode ser calculado como o valor esperado do índice para o conjunto de estados selecionados. No caso dos índices de conformidade de tensão, tem-se a seguinte definição de valor esperado:

$$E[DR_i^e] = 100 \times E[P_i^e] = 100 \times \sum_{j \in \Omega_E} P(x^j) G_i^e(x^j) \quad (12)$$

Em que, $P(x^j)$ é a probabilidade do j -ésimo estado do sistema. Ω_E é o conjunto de estados enumerados. $G_i^e(x^j)$ é a função-teste estática associada com o estado de conformidade de tensão e e no ponto de carga i para o j -ésimo estado do sistema. Esta função é definida como:

$$G_i^e(x^j) = \begin{cases} 1, & \text{se } V_i(x^j) \in I_e \\ 0, & \text{caso contrário.} \end{cases} \quad (13)$$

Na qual, $V_i(x^j)$ é a magnitude da tensão no ponto de carga i para o j -ésimo estado do sistema. As probabilidades são calculadas por meio das técnicas definidas na seção III de acordo com a ordem da contingência. Dependendo da ordem da contingência e do tamanho do sistema o conjunto Ω_E pode ser demasiadamente elevado. Por isso é comum utilizar truncamentos de acordo com a ordem de contingência e seu nível de alcance, ou seja, o quanto esse conjunto realmente representa os possíveis estados do sistema. Neste artigo foram calculados índices para contingências de primeira ordem (critério n-1). A enumeração de todas as contingências de

primeira ordem no sistema IEEE de 342 nós obteve um alcance de 99,682 % das probabilidades do espaço amostral. Este resultado demonstra que o critério n-1 tem precisão aceitável para estudos probabilísticos em redes de distribuição malhadas.

VIII. ALGORITMO DA METODOLOGIA PROPOSTA

O algoritmo proposto para estimar os índices de conformidade de tensão usando o método de EE é ilustrado na Fig. 3.

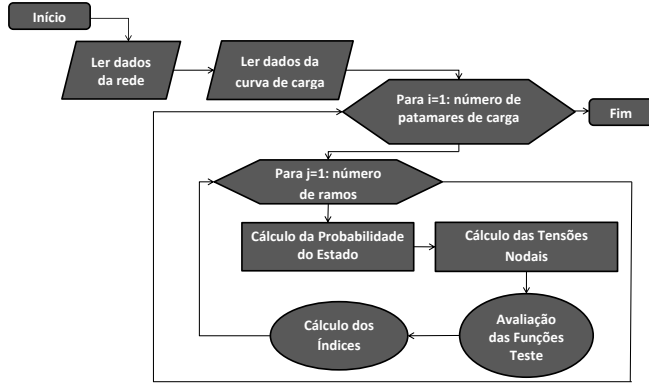


Fig. 3 - Fluxograma da metodologia proposta.

IX. RESULTADOS

Os índices deste artigo foram calculados para o sistema-teste IEEE 342 [9]. O sistema foi proposto para representar os sistemas de distribuição de regiões urbanas dos Estados Unidos e precisam ter alta confiabilidade devido à localização. Devido a isso, são de topologia malhada. Esse sistema é alimentado por dois transformadores de 50 MVA e 230/13,2 kV. Os alimentadores primários desse sistema são de topologia radial de 13,2 kV. Esses alimentadores suprem uma rede malhada de 120/208 V e uma rede *spot* de 277/480 V. Além disso, possui 104 pontos de carga, uma potência ativa total de 42,21 MW e reativa total de 25,70 MVar. Os dados de taxas de falha e reparo da rede de distribuição foram retirados de [16], enquanto que os dados da transmissão foram obtidos em [17].

O agrupamento de dados da curva de carga foi usado na validação dos resultados obtidos com a EE e a SMC não-sequencial [17]. No caso da SMC usou-se como critério de precisão o valor de 1 % para o coeficiente de variação. O valor do coeficiente resultou em uma amostra com pouco mais de 18 mil estados.

A Tabela I mostra os índices de conformidade de tensão sistêmicos obtidos via EE e SMC sem considerar os efeitos da proteção para um período anual e com a carga modelada como potência constante, calculados conforme (9). A partir dos resultados da Tabela I nota-se que os valores dos índices gerados pela EE e pela SMC são muito próximos. Entretanto, o tempo de simulação obtido com a EE é aproximadamente 3,9732 vezes menor do que o tempo da SMC não-sequencial. Estes resultados demonstram claramente a eficiência compu-

tacional e a precisão da técnica de EE proposta com relação a SMC na estimação de índices de conformidade de tensão.

TABELA I. COMPARAÇÃO ENTRE A EE E A SMC NÃO-SEQUENCIAL.

Método	Tempo (min)	$DR_{eqv}^{ade} (%)$	$DR_{eqv}^{pre} (%)$	$DR_{eqv}^{cri} (%)$
EE	6,20	99,76	0,23	0,0096
SMC	24,65	99,77	0,22	0,0053

As diferenças apresentadas pelos modelos de carga considerando-se a proteção ideal da rede (descrita na seção IV) e as falhas nos circuitos são mostradas na Tabela II. Nessa tabela é possível observar que o modelo de potência constante apresenta um índice de adequação levemente menor e que os índices de transgressão da tensão precária (DR_{eqv}^{pre}) e de transgressão da tensão crítica (DR_{eqv}^{cri}) são mais elevados. Essas diferenças ocorrem porque no modelo de potência constante as correntes extraídas pelas cargas são mais elevadas [5], o que torna as quedas de tensão maiores. Por outro lado, em um modelo de impedância constante as quedas de tensão são menores. Portanto, o modelo com 50 % de potência constante e 50 % de impedância constante apresenta melhores tensões. É possível observar na Tabela II a variação percentual do modelo 50 % potência constante e 50 % impedância constante com relação ao modelo convencionalmente utilizado de potência constante. Estas variações mostram que o modelo de potência constante fornece índices de conformidade de tensão mais degradados. Dessa forma, é importante que o modelo se aproxime do comportamento real das cargas para que não se obtenha uma perspectiva nem muito mais otimista nem muito mais pessimista do que ocorrerá no sistema.

TABELA II. COMPARAÇÃO ENTRE OS DIFERENTES MODELOS DE CARGA.

Modelo de Carga	$DR_{eqv}^{ade} (%)$	$DR_{eqv}^{pre} (%)$	$DR_{eqv}^{cri} (%)$
100% Pot. cte	99,7596	0,2308	0,0096
50% Pot. cte e 50% Imp. cte	99,7784	0,2200	0,0016
Variação Percentual	-0,0180	4,3478	83,3333

Para avaliar o impacto da modelagem da proteção nos índices de conformidade de tensão foram elaborados dois casos de estudos para o modelo de potência 50 % potência constante e 50 % impedância constante, mais adequado para centros urbanos (caso do sistema-teste):

- São consideradas as variações da carga ao longo de um ano e as falhas nos circuitos são modeladas sem considerar o modelo de proteção, isto é, independentemente de onde ocorra a falha, somente o circuito falhado é desconectado da rede elétrica.
- Além das variações da carga no período de um ano, as falhas foram modeladas considerando-se o modelo ideal da proteção tal como o descrito na seção IV.

Os resultados dos casos de estudos são mostrados nas Fig. 4 e 5 em que são plotados nos eixos x e y as posições das barras de carga da rede de distribuição secundária de 120/208 V e no eixo z são mostrados os DR_i^{cri} nodais. Por meio destas figuras é possível notar o efeito da proteção no

sistema. Isso porque os DR_i^{cri} na Fig. 4, em que o modelo de proteção não é considerado, aparecem todos muito próximos de zero, enquanto que, quando a proteção é considerada há um significativo aumento do DR_i^{cri} em todas as barras. Esse efeito é causado pelas falhas em alimentadores da rede primária que retiram mais de um componente, sendo que a maior parte desses é de transformadores. Por isso, os caminhos para os fluxos de potência suprirem a carga diminuem, o que degrada as tensões. A diferença entre o DR_{eqv}^{cri} entre os dois modelos é de quase 20 vezes sendo que o modelo com proteção tem o maior valor, como mostra a Tabela III.

TABELA III. COMPARAÇÃO ENTRE O MODELO SEM E COM PROTEÇÃO.

Caso de Estudo	DR_{eqv}^{cri} (%)
Sem Proteção	0,0016
Com Proteção	0,0345

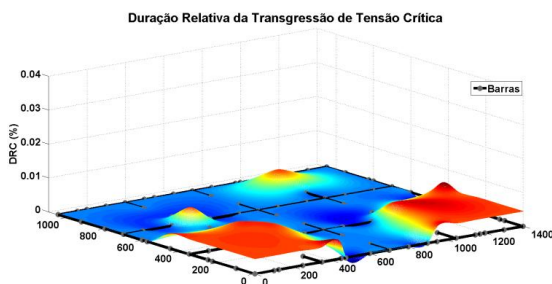


Fig. 4 - Índices Nodais de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica sem o Modelo de Proteção.

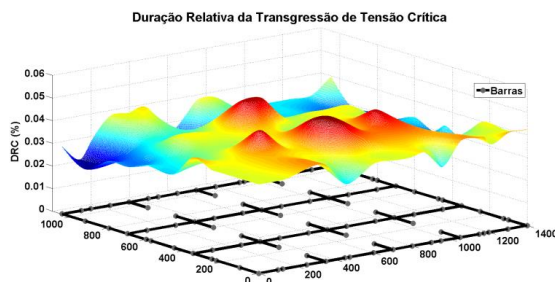


Fig. 5 - Índices Nodais de Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica com o Modelo de Proteção.

X. CONCLUSÃO

Neste artigo foi apresentada uma metodologia para avaliar probabilisticamente os índices de conformidade de tensão de uma rede de distribuição com topologia malhada considerando-se as falhas nos circuitos e a proteção do sistema. A metodologia baseou-se no método da Enumeração de Estados com cenários de contingências de primeira ordem. Além disso, avaliou-se o impacto do modelo de carga nos índices de conformidade de tensão. Apesar do sistema-teste ser altamente robusto e apresentar boa adequação de tensão, os resultados mostram que:

i. A metodologia proposta tem boa precisão e baixo custo computacional, isto é, tempo de simulação, quando comparada à Simulação Monte Carlo, que é a técnica mais usada nesse tipo de estudo;

- ii. O modelo de carga de potência constante, frequentemente utilizado quando inexiste especificações do tipo de carga, pode trazer resultados mais pessimistas do que realmente ocorre no sistema. Por isso, é importante considerar o modelo de carga que mais se aproxima do comportamento real da carga;
- iii. A degradação dos índices quando o modelo de proteção é considerado é bastante significativa. Isto mostra a importância da modelagem correta da resposta das proteções as falhas nos circuitos.

XI. REFERÊNCIAS

- [1] Ministério da Ciência, Tecnologia e Inovação, *Redes Elétricas Inteligentes: Diálogo Setorial Brasil - União Européia* (2014), 2014.
- [2] N. Hadjsaid e J.-C. Sabonnadière, Eds., *Smart Grid*, ISTE and John Wiley & Sons, 2012.
- [3] R. C. Dugan, R. F. Arritt, T. E. McDermott, S. M. Brahma e K. Schneider, "Distribution System Analysis to Support the Smart Grid," in *Proc. 2010 IEEE Power and Energy Society General Meeting*, pp. 1-8.
- [4] G. T. Heydt, "The Next Generation of Power Distribution Systems," *IEEE Trans. Smart Grid*, vol. 1, pp. 225-235, Dezembro 2010.
- [5] C. H. d. S. Vieira, *Análise Probabilística da Conformidade de Tensão em Redes de Distribuição Considerando a Presença de Geração Distribuída*, São Luís: UFMA - Universidade Federal do Maranhão, 2012.
- [6] A. C. d. Silva, A. B. Rodrigues e M. d. G. d. Silva, "Probabilistic Evaluation of Long-duration Voltage Variations in Distribution Networks with Wind Power Plants," *IET Generation, Transmission & Distribution*, vol. 9, n. 13, pp. 1526-1533, 20 Março 2015.
- [7] E. N. M. Silva, A. B. Rodrigues e M. d. G. d. Silva, "Stochastic Assessment of the Impact of Photovoltaic Distributed Generation on the Power Quality Indices of Distribution Networks," *Electric Power Systems Research*, pp. 59-67, 16 Março 2016.
- [8] T. H. Chen, M. S. Chen, K. J. Hwang, P. Kotas e E. A. Chebli, "Distributions Systemas Power Flow Analysis - A Rigid Approach," *IEEE Transactions on Power Delivery*, vol. 6, n. 3, pp. 1146-1152, Julho 1991.
- [9] IEEE PES Distribution Systems Analysis Subcommittee, "Radial Test Feeders," IEEE, [Online]. Available: <http://ewh.ieee.org/soc/pes/dsacom/testfeeders.html>. [Acesso em 28 Março 2016].
- [10] J. M. S. Pinheiro, C. R. R. Dornellas, M. T. Schilling, A. C. G. Melo e J. C. O. Mello, "Probing the IEEE Reliability Test System (RTS-96): HL-II Assessment," *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 13, n. 1, pp. 171-176, 1998.
- [11] C. Singh e R. Billinton, *System Reliability Modelling and Evaluation*, Londres: Hutchinson Educational Publishers, 1977.
- [12] A. A. Chowdhury e D. O. Koval, *Power Distribution System Reliability*, Wiley-IEEE Press, 2009.
- [13] A. S. Costa, "LABSPOT UFSC," [Online]. Available: <http://www.labspot.ufsc.br/~simoies/assp/assp8.pdf>. [Acesso em 15 Dezembro 2016].
- [14] T. A. Short, *Electric Power Distribution Handbook*, 2ª ed., CRC Press, 2014.
- [15] R. Billinton e R. N. Allan, *Reliability Evaluation of Power Systems*, 2ª ed., EUA: Plenum Press, 1996.
- [16] R. E. Bown, *Electric Power Distribution Reliability*, 2ª ed., EUA: CRC Press, 2009.
- [17] R. Billinton e W. Li, *Reliability Assessment of Electrical Power Systems Using Monte Carlo Methods*, New York: Plenum Press, 1994.