
MÉTODO HÍBRIDO PARA O CÁLCULO DOS CUSTOS DE INTERRUPÇÕES EM PROCESSOS ELETRO-ELETRÔNICOS CAUSADOS POR FALTAS EM SISTEMAS DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA

Juan Carlos Cebrian Amasifen*

Cebrian00@gmail.com

Nelson Kagan*

nelsonk@pea.usp.br

*Departamento de Engenharia de Energia e Automação Elétricas
Escola Politécnica da USP - São Paulo

RESUMO

Neste trabalho é apresentado um método híbrido para análise de riscos de interrupções em processos sensíveis provocadas por faltas nos sistemas de distribuição de energia elétrica. Com a utilização deste método, são avaliados índices relativos às interrupções de longa duração e às variações de tensão de curta duração (afundamentos e elevações) em cada consumidor da rede de distribuição de energia elétrica. O método permite, de forma inovadora, a obtenção, para cada ocorrência na rede, dos valores de magnitude da tensão e da duração do evento. Em cada barra do sistema, as frequências de ocorrências de cada índice são obtidas e classificadas por faixas de magnitude e duração. O método parte de um conjunto de informações de configuração, de parâmetros da rede e dos dispositivos de proteção e, através de um conjunto de simulações aleatórias de curto-circuito, é possível mapear as áreas de risco relativas aos fenômenos de interrupção e variações de tensão de curta duração (VTCDs). Dispondo ainda do conjunto de curvas de sensibilidade dos processos industriais, avaliam-se as frequências de interrupções de processos, esperadas por ano no ponto analisado, isto é, o número de vezes que um processo é interrompido pelos eventos de curta duração considerados, para então serem avaliados os custos anuais associados.

PALAVRAS-CHAVE: Redes de Distribuição, Qualidade de

Artigo submetido em 29/07/2008 (Id.: 00884)

Revisado em 05/02/2009, 03/05/2009

Aceito sob recomendação do Editor Associado Prof. Julio Cesar Stacchini Souza

energia, Afundamentos de tensão, Métodos de Simulação.

ABSTRACT

This paper shows a new hybrid method for risk assessment regarding interruptions in sensitive processes due to faults in electric power distribution systems. This method determines indices related to long duration interruptions and short duration voltage variations, such as voltage sags and swells in each customer supplied by the distribution network. Frequency of such occurrences and their impact on customer processes are determined for each bus and classified according to their corresponding magnitude and duration. The method bases on information regarding network configuration, system parameters and protective devices and randomly generates a number of fault scenarios to assess risk areas regarding long duration interruptions and voltage sags and swells. Based on process sensitivity curves, the method determines frequency indices regarding disruption in customer processes that represent possible process interruptions due to the considered short duration events to eventually determine the associated annual costs.

KEYWORDS: Distribution networks, power quality, voltage sags, voltage swells, simulation methods.

1 INTRODUÇÃO

É cada vez maior o nível de exigência dos consumidores quanto aos problemas com a qualidade da energia fornecida

pelas concessionárias de distribuição. No Brasil e no mundo, a tendência à modernidade industrial vem seguindo os padrões de competitividade, levando à incorporação de novas tecnologias que visam obter ganhos de eficiência na produtividade industrial. No entanto, estas novas tecnologias, baseadas em equipamentos eletro-eletrônicos, são mais sensíveis às perturbações no fornecimento de energia. Pequenas falhas, antes sem qualquer efeito tangível, passam a representar grandes prejuízos, aumentando as exigências dos consumidores em todos os níveis na cadeia de produção (Kagan *et al.*, 2004).

Dentre os diferentes fenômenos relacionados à Qualidade de Energia Elétrica (QEE), os de mais difícil tratamento são os resultantes de fenômenos transitórios, como as variações de tensão de curta duração (VTCDs). O interesse neste fenômeno está relacionado aos problemas ocasionados em diversos tipos de equipamentos utilizados por clientes de empresas distribuidoras de energia elétrica, em função de sua maior ou menor sensibilidade, dentre os quais se destacam: os sistemas de controle da velocidade de motores, sistemas de controle de processos microprocessados, micro-computadores e eletro-eletrônicos em geral (Radhakrishna *et al.*, 2001, Djokic *et al.*, 2005, Milanovic *et al.*, 2005).

Quanto à obtenção de índices de qualidade nas redes elétricas, existem na literatura trabalhos que permitem o mapeamento da rede, principalmente nos sistemas de transmissão a partir do seu monitoramento. São geralmente realizadas grandes campanhas de medição, em diferentes pontos da rede, para a obtenção de índices de qualidade representativos. Tais campanhas de medição geram grandes investimentos na compra de equipamentos de medição de QEE que, além do custo, demandam um período de tempo muito grande para obtenção de índices estatisticamente representativos, o que pode levar a anos de monitoramento (Filho *et al.*, 2004).

Dada a necessidade de poder caracterizar o comportamento das redes de distribuição, subtransmissão e transmissão frente a fenômenos de VTCDs, foram desenvolvidos aplicativos computacionais de simulação de forma a estimar o número de eventos de VTCDs nos quais estes sistemas estão submetidos (Leborgne *et al.*, 2003, Chan *et al.*, 2007). O primeiro trabalho sobre este tema foi publicado em 1991 (Conrad *et al.*, 1991). O método proposto, conhecido como método das posições de falta, consiste em calcular o número de eventos esperados para cada elemento da rede e classificá-los em uma tabela, pela sua duração e amplitude.

Outro método bastante difundido na literatura, com bastante influência no cálculo dos valores esperados de VTCDs nas redes elétricas, é o método das distâncias críticas, proposto por (Bollen, 1996). É um método deduzido e aplicável para redes radiais, mas pode ser estendido a redes em malha. O

método das distâncias críticas não determina a magnitude da tensão para o afundamento, mas sim a posição da falta para determinado valor esperado de tensão. Inicialmente calcula-se para todos os PAC (pontos de acoplamento comum), os níveis de tensão esperados e, em seguida, qual o valor da distância (elétrica) necessária para que um determinado ponto seja sensibilizado para os valores esperados de tensão.

O trabalho desenvolvido por (Marques, 2006) propõe um método para a estimação da perda de produção relacionada à energia elétrica, levando em consideração a frequência de ocorrência dos fenômenos que causam prejuízos para as indústrias, a duração dos mesmos e o número de linhas de produção afetadas em cada distúrbio. O método é de baixo custo de implementação, dado que o levantamento de informações é realizado por questionários que apresentam conjuntos de cenários que descrevem distúrbios elétricos passíveis de ocorrerem na indústria, em um tempo específico, com certa duração, com e sem notificação prévia pela concessionária.

Um trabalho importante é apresentado por (Olguin, 2005), onde o autor apresenta um método para estimar os afundamentos de tensão a partir de resultados de medições realizadas em diferentes barras do sistema. Este trabalho também usa o método de posição da falta para observar o efeito dos afundamentos de tensão na rede elétrica estudada. Também faz uso do método de simulação de Monte Carlo para calcular o perfil da rede frente a afundamentos de tensão.

É nesse contexto que este trabalho propõe aprofundar o desenvolvimento de modelos e ferramentas específicas para avaliação de índices de VTCDs em sistemas de distribuição de energia elétrica. Serão consideradas as particularidades do sistema de distribuição em estudo, as taxas de falha distintas (por região, por tipo de sistema, etc.), sistemas de proteção utilizados (fusíveis, disjuntores nas subestações, etc.) e extinção natural das falhas. Sendo obtidos os índices de qualidade de energia, é possível obter o custo relativo às Interrupções de longa duração e o custo relativo às Disrupções de tensão por VTCDs, para cada consumidor existente na rede elétrica (Cebrian, 2008).

O termo “Disrupção” é um termo genérico que descreve o caso de existir algum defeito adverso no desempenho da carga em um consumidor com interrupção de um processo de produção devido a variações de tensão de curta duração (afundamentos e elevações de tensão) e a interrupções de curta duração (Kagan *et al.*, 2004).

Este trabalho tem como objetivo desenvolver um modelo Híbrido de análise de áreas de risco aplicável à estimação de índices de VTCDs, sendo capaz de subsidiar decisões de operação e planejamento da qualidade de energia elétrica nas empresas concessionárias. Em ausência de dados mais de-

talhados sobre os eventos causadores de VTCDs na rede da empresa, são assumidos os valores mais aderentes à realidade.

2 ANÁLISE DE ÁREAS DE RISCO

A Análise de Áreas de Risco (AR) abrange um conjunto de metodologias destinadas a apoiar a tomada de decisões em ambientes afetados por incertezas.

Para poder simular os eventos que acontecem no sistema de distribuição de energia elétrica frente a fenômenos de VTCDs e observar o efeito nas cargas sensíveis nos consumidores é necessário definir as características que devem ser levadas em consideração, isto é:

- i A VTCD decorre de uma anormalidade verificada em algum ponto da rede, como uma descarga elétrica ou rajada de vento, que causam o contato de galhos de árvores nos condutores ou ainda o contato entre condutores;
- ii O efeito destes fenômenos depende muito do tipo de rede (aérea, nu, semi-isolada, compacta, etc.), mas em última instância, quando se manifesta, pode ser modelado como uma “falta shunt”, isto é, impedâncias de falta ligando uma ou mais fases e, em certos casos, a terra;
- iii O efeito de uma VTCD no ponto de acoplamento sobre o cliente conectado depende, por sua vez, de quanto a carga é sensível a variações de tensão e interrupções de curta duração, incluindo assimetria de módulo e/ou fase. Isto é descrito como a sensibilidade ou susceptibilidade da carga, sendo bastante comum representar esta característica (ou seu dual, a “suportabilidade”) como uma probabilidade de interrupção;
- iv Para evitar danos, tanto à rede elétrica como às unidades consumidoras, sistemas de proteção são dimensionados para reagir às anormalidades de tensão e corrente. As características destes sistemas de proteção definem os seus tempos de atuação, determinando o tipo de eventualidade que vai afetar a rede e/ou o cliente.

Pela grande quantidade de informações e complexidade de um sistema real de distribuição, alguns parâmetros utilizados nas simulações assumem valores julgados mais adequados. A arma essencial para a análise de áreas de risco é a simulação de experimentos com base em certas hipóteses estatísticas.

3 MÉTODO HÍBRIDO PARA ANÁLISE DE ÁREAS DE RISCO

O conceito do método Híbrido baseia-se no estabelecimento de um número pré-estabelecido de condições de curtos circuitos, os quais são adequadamente distribuídos para todas as variáveis envolvidas, respeitando suas respectivas distribuições de probabilidade. As variáveis aleatórias envolvidas em eventos de falta na rede são: Ponto de falta, tipo de falta e impedância de falta.

Neste artigo, as distribuições de probabilidade das variáveis impedância de falta e localização do ponto de falta em um dado trecho de rede são assumidas uniformes. Para o tipo de falta, o modelo baseia-se nas porcentagens de ocorrências de cada falta nos sistemas de distribuição, normalmente determinados a partir dos históricos de ocorrências ou valores usuais utilizados na literatura. De qualquer forma, o método aqui exposto pressupõe, para as variáveis envolvidas, qualquer distribuição de probabilidade fornecida.

O método Híbrido compõe dois tipos de metodologias, quais sejam:

- Método de Monte Carlo, no qual são sorteados, através de números aleatórios, possíveis estados da rede (Olguin, 2005);
- Enumeração de estados, quando todas as combinações de possíveis valores e probabilidades associadas das variáveis aleatórias são previamente estabelecidas. Quando de variáveis contínuas, é necessária a discretização destas variáveis (Camilo e Silva *et al.*, 2005).

O método Híbrido, apesar de seguir o primeiro método (Monte Carlo), utiliza também do método de Enumeração de Estados para determinadas variáveis.

Para realizar a distribuição das condições de curtos-circuitos, estabelece-se uma série de critérios para diminuir o tempo computacional na obtenção dos índices de VTCDs. Estes critérios serão apresentados nos próximos itens.

3.1 Redução de Rede

A Redução de rede é um procedimento para agrupamento de vários conjuntos de trechos em um só representativo. Desta forma, diminui-se o número de barras e trechos do sistema, sem comprometer o resultado final na obtenção dos índices de VTCDs e análise de AR.

O critério utilizado para a redução de rede pode ser observado no exemplo da Fig. 1, em que um conjunto de trechos:

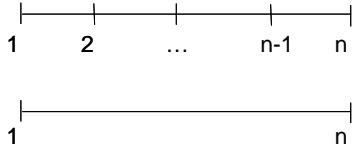


Figura 1: Critério de Redução de Rede

1:2, 2:3, ..., n-1:n é reduzido a um único trecho 1:n. Os valores do comprimento, impedância e taxa de falha equivalente são obtidos seguindo as equações:

$$L_{1-n} = L_{1-2} + \dots + L_{n-1,n} \quad (1)$$

$$Z_{1-n} = Z_{1-2} + \dots + Z_{n-1,n} \quad (2)$$

$$\lambda_{1-n} = \frac{(\lambda_{1-2} \times L_{1-2} + \dots + \lambda_{n-1,n} \times L_{n-1,n})}{L_{1-n}} \quad (3)$$

Em que:

L_{1-n} : Comprimento do trecho equivalente entre as barras 1-n;

L_{i-j} : Comprimento do trecho entre as barras i e j ;

Z_{1-n} : Impedância do trecho equivalente entre as barras 1-n;

Z_{i-j} : Impedância do trecho entre as barras i e j ;

λ_{1-n} : Taxa de falha equivalente entre as barras 1-n;

λ_{i-j} : Taxa de falha do trecho entre as barras i e j .

A redução da rede também respeita algumas considerações:

- Os transformadores e suas respectivas barras são mantidos;
- As barras de derivação são mantidas;
- As barras de suprimento e barras de carga são mantidas.

3.2 Agrupamento em função do comprimento

Depois de ser feita a redução de rede, é aplicado um procedimento de agrupamento dos trechos da rede, relacionado aos comprimentos de cada trecho da nova rede reduzida. Este critério agrupa todos os trechos reduzidos em faixas de comprimentos. Cada grupo será adicionado a uma lista chamada de LGr .

- Grupos Mais predominantes e menos predominantes

Com o intuito de diminuir o esforço computacional, os grupos pertencentes à lista (LGr) serão realocados em duas listas diferentes chamadas LGr_{Pre} e LGr_{NaoPre} . Esta realocação permite caracterizar o comprimento dos grupos. Grupos com valores muito baixos de comprimento em comparação com o comprimento total da rede, em geral, apresentam menor impacto em comparação com grupos de maior valor de comprimento. O comprimento para cada grupo pode ser obtido seguindo o equacionamento (4).

$$Comp_{Gr(i)} = \sum_{j=1}^{N_{Gr(i)}} Comp_{(j)} \quad (4)$$

Em que:

$L_{Gr(i)}$: Comprimento total do grupo i ;

$L_{(j)}$: Comprimento de cada elemento j do grupo i ;

$N_{Gr(i)}$: Número de elementos do grupo i .

Para a realização da realocação seguindo o critério de predominância no valor do comprimento dos grupos, analisa-se a relação do valor de cada grupo com o valor do comprimento total da rede seguindo as equações:

$$L_{GrMin} = P_{min}\% \times L_{GrTotal} \quad (5)$$

$$L_{GrTotal} = \sum_{i=1}^N L_{Gr(i)} \quad (6)$$

Em que:

N : Número total de grupos;

L_{GrMin} : Comprimento mínimo para que o grupo seja considerado predominante;

$L_{GrTotal}$: Somatória de todos os comprimentos dos grupo existentes;

$P_{min}\%$: Porcentagem mínima da somatória total dos grupos existentes.

Aqueles grupos pertencentes à lista LGr cujo comprimento é menor que L_{GrMin} serão realocados para a lista LGr_{NaoPre} , e aqueles com comprimento maior ou igual a L_{GrMin} são realocados para a lista LGr_{Pre} .

3.3 Obtenção do conjunto de condições de Curtos-Circuitos

Após conhecer as listas de grupos $LGrPre$ e $LGrNaoPre$, é necessário distribuir o número total de simulações (condições de Curtos-Circuitos) para cada elemento pertencente a cada grupo. Para tal distribuição, considerando o valor do comprimento e o tipo de falta, são utilizados os seguintes passos:

Passo1: Número de condições de Curtos-Circuitos para cada Grupo

O processo de distribuição é realizado a partir do estabelecimento do número total de condições de curto circuito $N_{tot-Cur}$ que se deseja simular. O número de condições de curto-circuito para cada grupo, seja este predominante ou não predominante, dependerá da relação do valor do comprimento de cada grupo em relação ao valor do comprimento total dos grupos existentes na lista LGr , seguindo o equacionamento (7):

$$N_{Cur-Gr(i)} = N_{Tot-Cur} \times \frac{L_{Gr(i)}}{L_{GrTotal}} \quad (7)$$

Em que:

$N_{Cur-Gr(i)}$: Número de Curtos-Circuitos correspondentes ao grupo i ;

$N_{Tot-Cur}$: Número total de Curtos-Circuitos para a simulação;

Passo2: Número de condições de Curtos-Circuitos em cada grupo por tipo de falta

Sendo conhecido o número de Curtos-Circuitos para cada grupo (N_{Cur-Gr}), o passo seguinte é distribuir este número para cada do tipo de falta. Este procedimento é aplicado tanto para os grupos predominantes como para os grupos não predominantes. Neste caso, é considerada a distribuição de probabilidade para cada tipo falta, seguindo a equação:

$$N_{Cur-TF(f)(i)} = N_{Cur-Gr(i)} \times Prob(f) \quad (8)$$

Em que:

f : Índice que indica o tipo de falha (trifásica, fase terra, dupla fase terra e dupla fase);

$N_{Cur-TF(f)(i)}$: Número de Curtos-Circuitos para o tipo de falta f correspondente ao grupo i ;

$Prob(j)$: Probabilidade associada ao tipo de falta f .

Após realizado o passo 2, são conhecidos o número de condições de Curtos-Circuitos correspondentes a cada grupo por tipo de falta (N_{Cur-TF}).

O número de Curtos-Circuitos para as variáveis impedância de falta e ponto de falta podem ser obtidos mantendo os seguintes critérios.

a) Obtenção da impedância de falta:

O critério para o número de Curtos-Circuitos por impedância de falta será diferenciado em função do grupo em análise, ou seja, se o grupo for predominante ou não predominante. O número de valores de impedância de falta será a mesma N_{Cur-TF} obtida anteriormente.

- Grupos Predominantes

Para estes grupos, o critério utilizado discretiza a variável impedância de falta em faixas definidas desde zero até um valor máximo condicionado ao tipo de falta, como é observado no equacionamento (9).

$$Z_{TF(f)} = \frac{(k-1)}{N_{Cur-TF(f)(i)}} \times Z_{TF-Max(f)} \quad (9)$$

Em que:

i : Índice do grupo;

f : Índice do tipo f de falta;

k : Índice da faixa, $k=1, \dots, N_{Cur-TF(f)(i)}+1$;

$Z_{TF-Max(f)}$: Valor da impedância de falta máxima para o tipo de falta $f(\Omega)$;

$Z_{TF(f)}$: Valor da impedância para o tipo de falta $f(\Omega)$.

Para o caso das faltas dupla fase terra, em que existem as impedâncias de defeito entre fases e entre fase a terra, o valor da impedância de falta entre fases seguirá o mesmo critério explicado anteriormente. Para as impedâncias entre fase e terra, o valor será obtido aleatoriamente (geração de número aleatório) entre o zero e o valor máximo.

- Grupos Não Predominantes

Para grupos não predominantes, a impedância de falta será obtida de forma aleatória, ou seja, pela geração de números

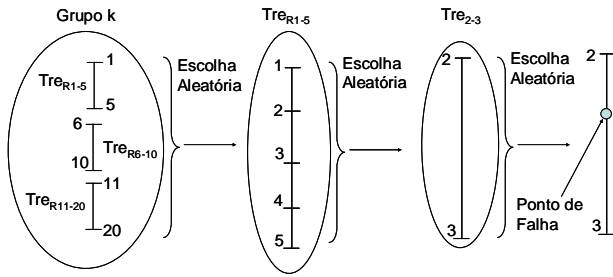


Figura 2: Obtenção do ponto de falha utilizando o método Híbrido

aleatórios. A variação será desde zero até um valor máximo que depende do tipo de falha.

b) Obtenção da Posição do Ponto de Falta

A partir do número de curtos-circuitos para cada grupo por tipo de falha, predominante ou não predominante, N_{Cur-TF} , é necessário estabelecer os trechos (na rede reduzida) onde a falha ocorre. A escolha do trecho no grupo em análise será realizada de forma aleatória.

Como os trechos reduzidos contêm conjuntos de trechos originais, a escolha do trecho original também é realizada de forma aleatória. Em seguida, a escolha do ponto de falha dentro deste trecho também será de forma aleatória.

À título ilustrativo, na Fig. 2 tem-se um Grupo k de trechos da rede reduzida, no qual foi escolhido aleatoriamente o trecho Tre_{R1-5} . Dentro do trecho Tre_{R1-5} são escolhidos aleatoriamente o trecho original Tre_{2-3} e o ponto de falha neste trecho.

3.4 Determinação do Número de condições de curto-circuito

O número de simulações a serem realizadas no estudo de áreas de risco está diretamente relacionado ao número de condições de curtos-circuitos ($N_{Tot-Cur}$) previamente estabelecido, sendo que este valor reflete diretamente na qualidade dos resultados obtidos.

Para a obtenção do número de simulações necessário, estabelece-se um valor que permita fazer uma distribuição mínima necessária para cada variável considerada, seguindo as seguintes equações:

$$L_{Tot-Gr} = \sum_{i=1}^N L_{Gr(i)} \quad (10)$$

$$L_{min-GrPre} = \underset{j=1}{Min}^{Npre} (L_{GrPre(j)}) \quad (11)$$

$$K_{L-Min} = \frac{L_{min-GrPre}}{L_{Tot-Gr}} \quad (12)$$

$$K_{Prob-Min} = \underset{k=1}{Min}^4 (Prob(k)) \quad (13)$$

$$N_{Cur-Rede} = \frac{N_{Fx-Min}}{K_{L-min} \times K_{Prob-Min}} \quad (14)$$

Em que:

N : Número de Grupos existente na lista LGr ;

N_{pre} : Número de Grupos existentes na lista $LGrPre$;

$L_{Gr(i)}$: Comprimento total para o grupo i ;

$L_{GrPre(j)}$: Comprimento total para o grupo predominante j ;

$L_{min-GrPre}$: Comprimento mínimo dos grupos existentes na lista $LGrPre$;

L_{Tot-Gr} : Comprimento total resultante da soma de todos os grupos existentes;

K_{L-Min} : Fator para o comprimento mínimo;

$Prob(k)$: Distribuição de probabilidade para o tipo de falha k ;

$K_{Prob-Min}$: Fator para a probabilidade mínima por tipo de falha;

N_{Fx-Min} : Número mínimo de faixas para o fracionamento da impedância de falha;

$N_{Cur-Rede}$: Número de simulações ou condições de curto circuito utilizada no método Híbrido;

Dado que os valores dos comprimentos dos trechos e a probabilidade dos tipos de falha são fixos, o número de simulações necessário para o método Híbrido fica diretamente relacionado com o número de faixas mínimo escolhido para a discretização dos possíveis valores de impedâncias de falha. Quanto maior o número de faixas mínimo, maior o número de simulações, o que ajuda na precisão dos índices de VTCDs e, por consequência, na análise de áreas de risco.

4 AVALIAÇÃO DAS ÁREAS DE RISCO

Sendo conhecidas as informações da rede de distribuição em estudo, bem como os parâmetros para condições de curtos-circuitos, quais sejam: o trecho de falha, ponto da falha, tipo de falha e impedância da falha, o próximo passo consiste na utilização de um módulo que permita avaliar cada combinação de curto-circuito obtida pelo método híbrido, e assim calcular os índices de VTCDs para cada consumidor existente na rede de distribuição.

4.1 Cálculo das Grandezas Elétricas para cada condição de Curto-Circuito

O modelo Híbrido possibilita a obtenção dos cenários de curto circuito que representem da forma adequada os impactos aos consumidores sensíveis presentes na rede. Cada combinação de tipo-posição-impedância de falta precisa ser avaliada para verificar seu efeito na rede de distribuição de energia elétrica e sobre os consumidores conectados. Para tal finalidade, um módulo de cálculo de curto-circuito foi implementado de forma a determinar as grandezas elétricas da rede de distribuição durante a falta.

Dentre as grandezas obtidas, o valor da corrente de curto-circuito tem grande importância no estudo, já que com ela podem ser analisados os tempos de atuação dos dispositivos de proteção distribuídos em toda a rede elétrica. Para o cálculo da corrente de Curto-Circuito, é utilizado o método de componentes simétricas. Este módulo também avalia o valor do nível de tensão em todas as barras durante a falta. Com isto, é possível avaliar os níveis de afundamento e elevação de tensão em qualquer fase e barra do sistema.

4.2 Coordenação dos dispositivos de proteção

Em função da curva tempo-corrente dos dispositivos de proteção de sobrecorrente e do tempo de extinção natural das faltas, alguns dispositivos de seccionamento podem ser acionados, levando à desenergização de blocos de carga.

Para a análise do tempo de atuação da proteção, estruturou-se uma matriz de coordenação, que armazena todos os blocos de carga e elementos de proteção existentes na rede elétrica. Nesta matriz de proteção, é armazenada a relação dos dispositivos de proteção e os blocos que elas protegem.

Com isto, conhecido o dispositivo de proteção atuante durante uma falta, determinam-se diretamente quais são os outros blocos de carga que também ficarão isolados pela atuação do dispositivo de proteção.

4.3 Distribuição de probabilidade do tempo da extinção da falta

O tempo de extinção natural se refere àquelas ocorrências em que a falta é extinta antes da atuação dos dispositivos de proteção (por exemplo, galhos de árvore que se encostam às redes por ação do vento). Neste trabalho, as faltas são modeladas considerando a probabilidade de ocorrência de extinção natural como mostra a curva de distribuição acumulada da Fig. 3. Será assumida uma distribuição equiprovável com tempo de extinção natural entre 0 e 100 ms, com 80%

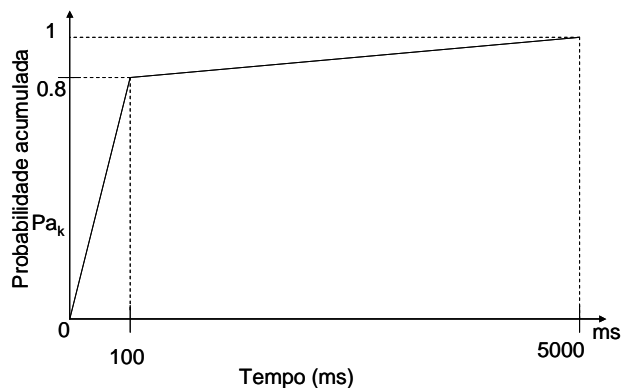


Figura 3: Distribuição Acumulada vs Tempo de Extinção da Falta

de probabilidade de ocorrência. Os outros 20% representam a probabilidade de ocorrer tempo de extinção natural entre 100ms e 5 segundos. Estes valores foram tomados a partir do conhecimento prático de especialistas, podendo ser alterado em função do caso (Kagan *et al*, 2004, Camilo e Silva, 2007, Cebrian, 2008).

Na modelagem desenvolvida, foram considerados os seguintes dispositivos de proteção: fusíveis, relés, disjuntores e chaves seccionadoras. No desenvolvimento deste trabalho não serão considerados os religadores, deixando para trabalhos futuros a inclusão deste dispositivo na análise de Áreas de Risco.

4.4 Determinação da Probabilidade de ocorrência de VTCDs ou Interrupções de Longa Duração

Um ponto relevante na análise de áreas de risco frente às VTCDs é a verificação se o fenômeno de curto-circuito originado na rede de distribuição pode causar uma interrupção do fornecimento de energia para diferentes consumidores. Este fato é dependente da corrente de curto-circuito que provoca a VTCDs, evidenciada pela sua magnitude e duração.

Para a determinação das probabilidades de ocorrências de VTCD ou interrupção de longa duração, procede-se aos seguintes passos:

Passo 1: Calcular o valor da corrente de curto-circuito atuante durante a falta;

Passo 2: Identificar os dispositivos de proteção que poderiam atuar para a eliminação da falta em função do caminho da corrente de curto-circuito;

Passo 3: Selecionar o dispositivo de proteção que possui me-

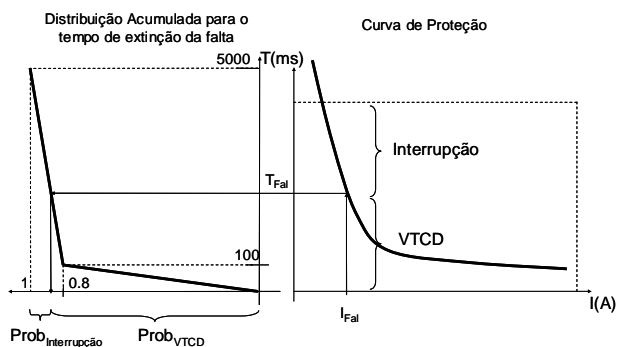


Figura 4: Obtenção da Probabilidade de VTCD e de interrupção utilizando as curvas de proteção e probabilidade acumulada dada uma corrente de falta

nor tempo de proteção para o valor da corrente do curto-circuito obtida no passo 1;

Passo 4: Sendo conhecido o tempo de proteção, é utilizada a curva de distribuição de probabilidade do tempo de extinção natural da Fig. 3, para obter o valor da probabilidade de ocorrer uma VTCD ($Prob_{VTCD}$);

Passo 5: O valor da probabilidade de interrupção pode ser obtido em função do complemento de $Prob_{VTCD}$, ou seja, $Prob_{Interr} = 1 - Prob_{VTCD}$;

Passo 6: Identificar os blocos de carga localizados a jusante e a montante do dispositivo de proteção selecionado no passo 3. Os blocos a montante são imunes a interrupções, o que faz o valor de $Prob_{Interr} = 0$; nestes blocos, o valor de $Prob_{VTCD}$ será aquele obtido do passo 4. Para os blocos a jusante, os valores de $Prob_{VTCD}$ e $Prob_{Interr}$ são aqueles obtidos nos passos 4 e 5.

Da Fig. 4, pode ser observado que, dada uma corrente de falta (I_{Fal}), é possível obter a probabilidade de ocorrer uma VTCD e a probabilidade de ocorrer uma interrupção de longa duração. Cabe observar que a distribuição de probabilidade acumulada adotada tem como limite o valor de tempo de 5000 ms. Neste caso, para correntes de curto-circuito muito baixas, com tempos de atuação da proteção acima de 5000 ms, será considerado como unitária a probabilidade de VTCD e nula a probabilidade de interrupção.

4.5 Caracterização e classificação das VTCDs

Para realizar a caracterização e classificação de VTCDs, visando a Análise de áreas de Risco, os resultados das simulações são ordenados em histogramas que levam em consideração o comportamento do perfil de tensão de cada barra durante a falta, assim como a duração do falta.

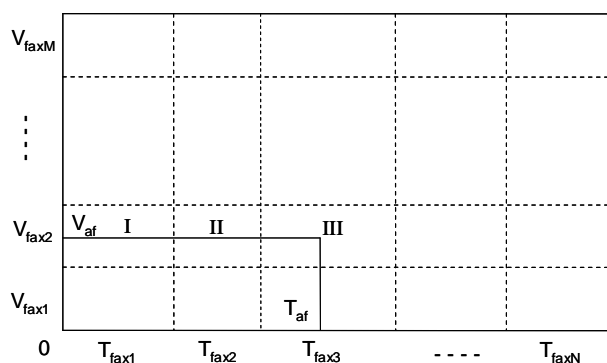


Figura 5: Faixas de tensão e tempo (N faixas de tempo e M faixas de tensão)

Para a construção dos histogramas, uma tabela armazena os valores acumulados por faixas de tensão e de duração. Cada célula da tabela (cfr. Fig. 5) é preenchida em função do valor obtido de $Prob_{VTCD}$.

Deve ser ressaltado que o valor da probabilidade $Prob_{VTCD}$ não pode ser inserido diretamente na tabela, já que este valor representa o valor acumulado desde o tempo 0 até o tempo limite dado pela curva de proteção, no qual é considerado região de VTCD. Assim, o preenchimento da tabela segue o seguinte procedimento:

a) Para Afundamentos e Elevações de Tensão

Da Fig. 5, V_{af} representa o valor da tensão em uma barra após um afundamento de tensão provocado por uma falta na rede. O valor de T_{af} representa o tempo e proteção obtidos no passo 3 do item 4.4.

Da Fig. 5, V_{af} encontra-se na faixa de tensão V_{fax2} , pois $V_{fax2Min} \leq V_{af} < V_{fax2Max}$ e T_{af} encontra-se na faixa de tempo T_{fax3} , pois $T_{fax3Min} \leq T_{af} < T_{fax3Max}$.

Para ilustração, o valor para o preenchimento em cada faixa é obtido da seguinte forma:

Posição I (V_{fax2}, T_{fax1}): Valor da Faixa I = $Prob_{VTCD}(T_{fax1MAX}) - Prob_{VTCD}(T_{fax1MIN})$;

Posição II (V_{fax2}, T_{fax2}): Valor da Faixa II = $Prob_{VTCD}(T_{fax2MAX}) - Prob_{VTCD}(T_{fax2MIN})$;

Posição III (V_{fax2}, T_{fax3}): Valor da Faixa III = $Prob_{VTCD}(T_{af}) - Prob_{VTCD}(T_{fax3MIN})$.

Em que:

$Prob_{VTCD}(T_X)$: Valor da probabilidade de VTCD utilizando a curva da Fig. 3 para um tempo T_X ;

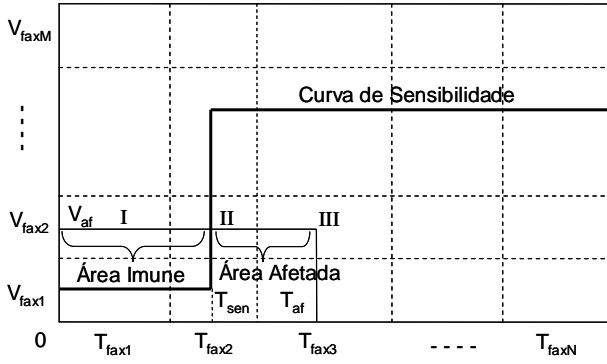


Figura 6: Faixas de tensão e tempo para análise de Disrupções por afundamento de tensão, N faixas de tempo e M faixas de tensão.

$T_{faixiMIN}$: Valor do Tempo mínimo da faixa i ;

$T_{faixiMAX}$: Valor do Tempo máximo da faixa i ;

b) Para Disrupções:

A Fig. 6 ilustra uma curva de sensibilidade de um dado equipamento ou processo, quando de disrupção por afundamento de tensão. Neste caso particular, o valor em cada uma das células é obtido da seguinte maneira:

Posição I (V_{fa2}, T_{fa1}): Área Imune, Valor da Faixa I = 0;

Posição II (V_{fa2}, T_{fa2}): Área parcialmente Imune,
 Valor da Faixa II = $Prob_{VTCD}(T_{fa2MAX}) - Prob_{VTCD}(T_{sen})$;

Posição III (V_{fa2}, T_{fa3}): Área afetada,
 Valor da Faixa III = $Prob_{VTCD}(T_{af}) - Prob_{VTCD}(T_{fa3MIN})$;

Em que:

T_{sen} : Valor do tempo na curva de sensibilidade para a tensão V_{af} .

O mesmo critério vale também para o caso das interrupções de curta duração. No caso de disrupções por elevações de tensão, o procedimento é análogo, porém utilizando a parte superior (tensões acima de 100%) da curva de sensibilidade, que em geral denota os efeitos de queima no equipamento.

4.6 Determinação da frequência anual de ocorrências de VTCDs e Interrupções

Da execução do método Híbrido, resultam as frequências anuais de interrupções de longa duração e de disrupções nos pontos de avaliação. Esses valores variam praticamente de forma direta com o número de simulações ou condições de curto-circuito analisadas. É necessário referir estes valores a uma base que permita uma comparação direta com os índices comumente usados na prática. O índice a ser adotado é o número de interrupções de longa duração e o número de disrupções por ano.

A obtenção desse índice é realizada usando as seguintes equações:

$$N_a = \frac{N_{prot}}{\lambda_{AL} \times d_{AL}} \quad (15)$$

$$N_{int\ ano-i} = \frac{N_{int-i}}{N_a} \quad (16)$$

$$N_{dis\ ano-i} = \frac{N_{dis-i}}{N_a} \quad (17)$$

Em que:

λ_{AL} : Taxa de ocorrência de falta por km por ano do alimentador analisado;

d_{AL} : Extensão em km do alimentador analisado, considerando a soma do tronco e ramais;

N_{prot} : Número de casos simulados nos quais aconteceu a atuação de algum dispositivo de proteção;

$N_{intano-i}$: Número de Interrupções de longa duração por ano na barra i ;

$N_{disano-i}$: Número de Disrupções por ano na barra i ;

$N_{t_{int-i}}$: Número de casos simulados nos quais aconteceu interrupção de longa duração na barra i ;

N_{dis-i} : Número de casos simulados nos quais aconteceu disrupção na barra i .

A taxa de ocorrência de falta por km por ano (λ_{AL}) do alimentador é um dado cujo valor pode ser obtido na prática a partir dos dados de ocorrência de desligamentos de alimentador causados por defeitos.

4.7 Determinação dos Custos Associados às Interrupções de Longa Duração e Disrupções

Neste trabalho, além das interrupções de longa duração, consideram-se também as disrupções na avaliação econômica do prejuízo aos consumidores. Como as VTCDs e as interrupções de curta duração produzem paradas de produção de caráter não planejado, em muitos casos o prejuízo é muito maior que uma interrupção de longa duração (Grupta *et al.*, 2004).

Para calcular o custo do prejuízo nos consumidores em decorrência das interrupções de longa duração e das Disrupções, neste trabalho são utilizadas as seguintes equações:

$$C_{Dis(k)} = (C_{uni_{Dis(k)}})(Dem_{Ponta(k)})(N_{dis\ ano-i}) \quad (18)$$

$$C_{Int(k)} = (C_{uni_{Int(k)}})(Dem_{Media(k)}) \\ (NH_{Int(k)})(N_{int\ ano-i}) \quad (19)$$

$$C_{tot(k)} = C_{Dis(k)} + C_{Int(k)} \quad (20)$$

Em que:

$C_{Int(k)}$: Custo total da Interrupção de longa duração para o k-ésimo consumidor (\$), localizado na barra i;

$C_{Dis(k)}$: Custo total da Disrupção para o k-ésimo consumidor (\$), localizado na barra i;

$C_{tot(k)}$: Custo total de Disrupção e Interrupção de longa duração para o k-ésimo consumidor (\$);

$C_{uni_{Dis(k)}}$: Custo unitário por Disrupção para o k-ésimo consumidor (\$/kW);

$Dem_{Ponta(k)}$: Demanda de ponta para o k-ésimo consumidor(kW);

$C_{uni_{Int(k)}}$: Custo unitário por Interrupção de longa duração para o k-ésimo consumidor (\$/kWh);

$Dem_{Media(k)}$: Demanda média para o k-ésimo consumidor(kW);

$NH_{Int(k)}$: Média de horas de interrupção de longa duração por ocorrência, para o k-ésimo consumidor (horas).

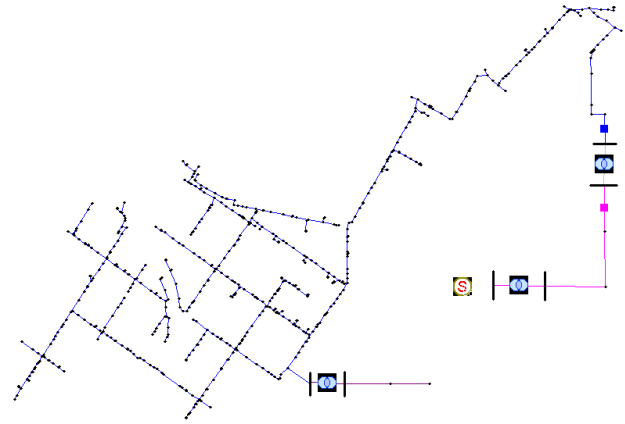


Figura 7: Diagrama Unifilar - Rede de 609 barras utilizada no método Híbrido.

5 CASO TESTE

Para avaliação do método Híbrido, foi utilizada uma rede de distribuição real, com diagrama unifilar apresentado na Fig. 7. Esta rede é constituída por um alimentador primário, 609 barras, 3 transformadores de tensões nominais 330kV/138kV, 138kV/13,8kV e 13,8kV/0,22kV, 23 chaves de proteção ao longo de toda a rede, comprimento total de 18.774 m (10.000 m-138kV, 8.754m-13,8kV e 20m-0,22kV) e 118 consumidores de diferentes tipos.

Os seguintes parâmetros foram utilizados na simulação:

- Taxa de falha para cada trecho de 0,0533 falha/km/ano.
- Distribuição de probabilidades por tipo de falta: Falta trifásicas 10%, Falta dupla fase 20%, Falta dupla-fase-terra 20%, Falta fase-terra 50%.
- Para a escolha da impedância de falta, foram considerados os seguintes valores máximos em função do tipo de curto-circuito: falta trifásica 10 Ω (impedância por fase), falta fase-terra 30 Ω , falta fase-fase 20 Ω (impedância entre fases) e falta dupla fase-terra 10 Ω (impedância entre fases) e 30 Ω (impedância para terra).
- As potências de curto-circuito utilizadas são: Trifásica = 300,2 $\angle 88,09^\circ$ MVA, Monofásica = 250,2 $\angle 87,7^\circ$ MVA.
- Para a avaliação do custo da Disrupção é considerado $C_{uni_{Dis}} = 3,0\$/kW$ para todos os consumidores, obtido do trabalho de (Motoki, 2007). Para o custo das interrupções de longa duração, é considerado $C_{uni_{Int}} = 1,27\$/kWh$ para consumidores do tipo industrial e $C_{uni_{Int}} = 3,07\$/kWh$ para os de tipo comercial; estes valores foram obtidos como resultado dos valores

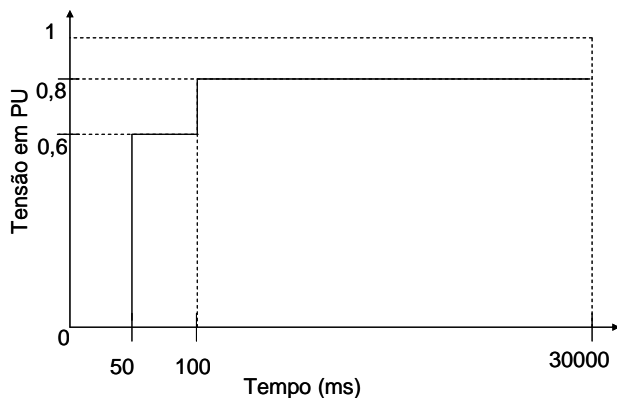


Figura 8: Curva de sensibilidade representativa utilizada no método Híbrido.

médios apresentados no trabalho de (Massaud *et al.*, 1994). Para todos os consumidores foi considerado o valor $NH_{Int} = 3h$.

f) Curvas de sensibilidade foram consideradas as mesmas para todos os consumidores envolvidos de acordo com a Fig. 8.

Na análise estatística dos resultados de VTCDs, considera-se o valor mínimo de tensão entre as três fases para os afundamentos de tensão, e o valor máximo entre as três fases para as elevações de tensão.

Dado que o método Híbrido possui variáveis com comportamento aleatório, serão realizadas 5 execuções sucessivas, para diferentes valores de N_{Fx-Min} (número mínimo de faixas para o fracionamento da impedância de falta) de forma a obter a média dos custos e seu respectivo desvio padrão. Os resultados são apresentados na Tab. 1, onde são apresentados os custos das interrupções e os custos para interrupções de longa duração, considerando diferentes valores de N_{Fx-Min} .

Para verificar a viabilidade dos resultados obtidos na Tab. 1, foi feita uma comparação com os resultados obtidos por outro método estatístico também conhecido na literatura, qual seja o Método de Monte Carlo (Camilo e Silva *et al.*, 2005, Kagan *et al.*, 2004). Os resultados da comparação são apresentados na Tab. 2.

Da Tab. 2, pode ser observado que o Método Híbrido com 6.917 faltas simuladas (faixa mínima 7) obtém resultado com valor de coeficiente de variação inferior a 0,5% com um tempo de processamento de 18 s. O Método de Monte Carlo precisa de mais de 10.000 faltas simuladas para obter este mesmo valor com um tempo de processamento de 26 s.

A Fig. 9 apresenta os resultados relativos às áreas de risco na

Tabela 1: Resultados do Coeficiente de variação para diferentes valores de N_{Fx-Min} utilizando o Método Híbrido

| No de Curtos Circuitos | N_{Fx-Min} | Tempo Médio (seg.) | Unidade (\$/ano) | | | Coeficiente de Variação |
|------------------------|--------------|--------------------|------------------|------------|---------------|-------------------------|
| | | | Custos | Media | Desvio Padrão | |
| 988 | 1 | 3 | Custos | Media | Desvio Padrão | 1,22 |
| | | | Disrupção | 383.173,00 | 4.691,96 | |
| | | | Interrupção | 330.104,40 | 18.222,46 | |
| | | | Total | 713.241,40 | 16.438,49 | |
| 2964 | 3 | 8 | Custos | Media | Desvio Padrão | 1,05 |
| | | | Disrupção | 383.507,40 | 4.030,78 | |
| | | | Interrupção | 330.199,40 | 2.066,14 | |
| | | | Total | 713.706,80 | 6.044,38 | |
| 4941 | 5 | 13 | Custos | Media | Desvio Padrão | 0,40 |
| | | | Disrupção | 382.217,20 | 1.542,36 | |
| | | | Interrupção | 326.587,80 | 5.057,33 | |
| | | | Total | 708.805,00 | 5.408,72 | |
| 6917 | 7 | 18 | Custos | Media | Desvio Padrão | 0,69 |
| | | | Disrupção | 380.931,00 | 2.643,15 | |
| | | | Interrupção | 328.528,80 | 3.717,46 | |
| | | | Total | 709.459,80 | 3.455,99 | |

Tabela 2: Comparação do custo médio total e desvio porcentual para o Método proposto Híbrido e para o Método de Monte Carlo

| | No de Curtos Circuitos | Custo Total (\$/ano) | Coeficiente de Variação | Tempo (s) |
|-------------|------------------------|----------------------|-------------------------|-----------|
| Híbrido | 988 | 713241 | 2,30 | 4 |
| | 2964 | 713707 | 0,85 | 8 |
| | 4941 | 708805 | 0,76 | 13 |
| | 6917 | 709460 | 0,49 | 18 |
| Monte Carlo | 1000 | 717755 | 6,66 | 4 |
| | 10000 | 706795 | 0,55 | 26 |
| | 100000 | 706611 | 0,06 | 389 |

rede, obtidos para 4941 curtos circuitos.

A Fig. 10, a Fig. 11 e a Fig. 12 ilustram os valores dos custos anuais das disrupções, interrupções de longa duração e totais,

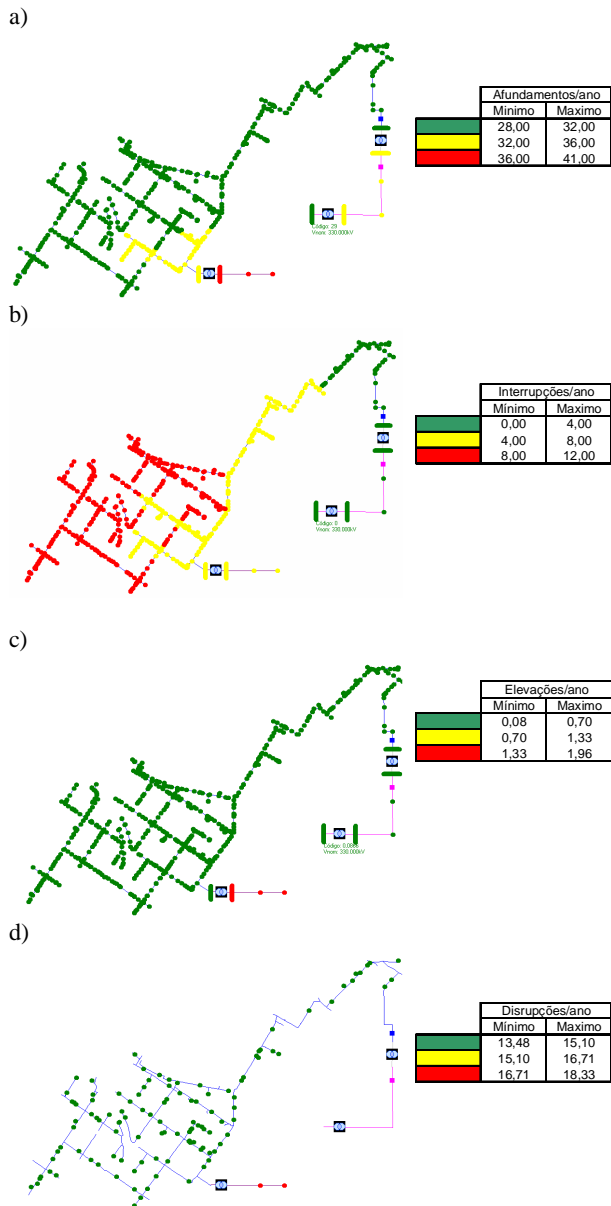


Figura 9: Resultados nas áreas de risco na rede de 609 barras: (a) Afundamentos, (b) Interrupções, (c) Elevações e (d) Disrupções.

respectivamente, para os diferentes consumidores existentes e instalados ao longo da rede.

Das Fig. 10, 11 e 12, podem ser observados que o consumidor com código 100 é o mais afetado pelos fenômenos considerados. Este consumidor também representa o de maior consumo em relação aos outros consumidores existentes na rede.

A Fig. 13 ilustra os índices de afundamento de tensão no con-

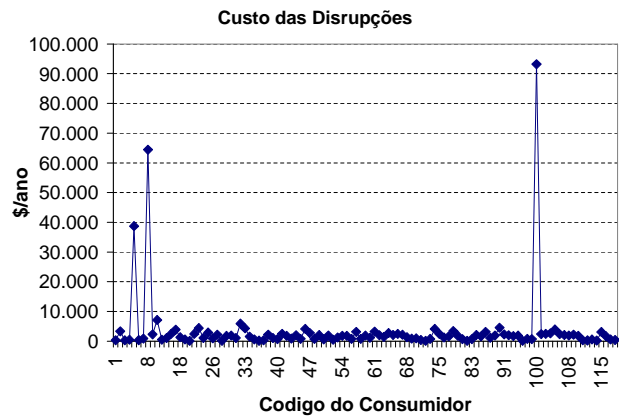


Figura 10: Custo das Disrupções em \$/ano para cada consumidor existente na rede

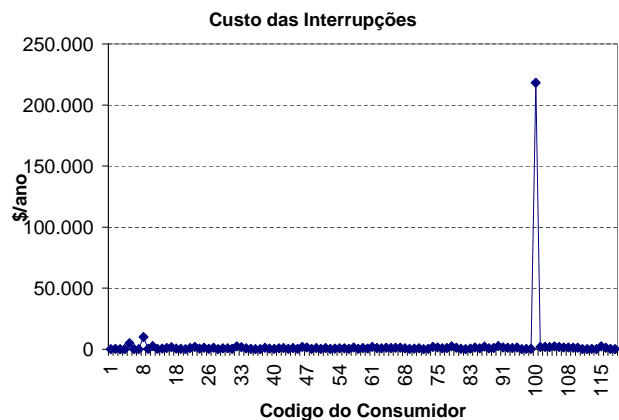


Figura 11: Custo das Interrupções em \$/ano para cada consumidor existente na rede

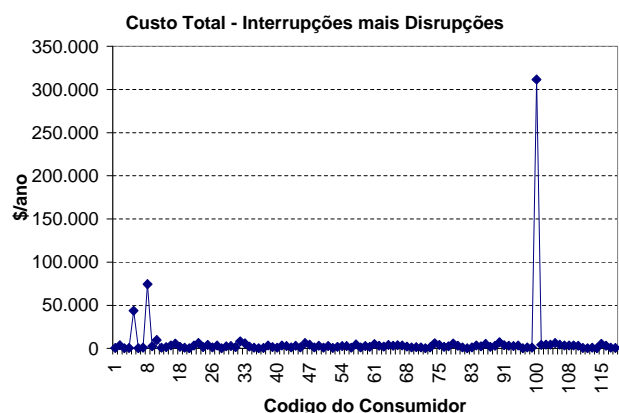


Figura 12: Custo total da soma das Interrupções e Disrupções em \$/ano para cada consumidor existente na rede

sumidor de maior consumo (Código 100) na barra do primário do transformador 13,8kV/0,22kV, classificados segundo

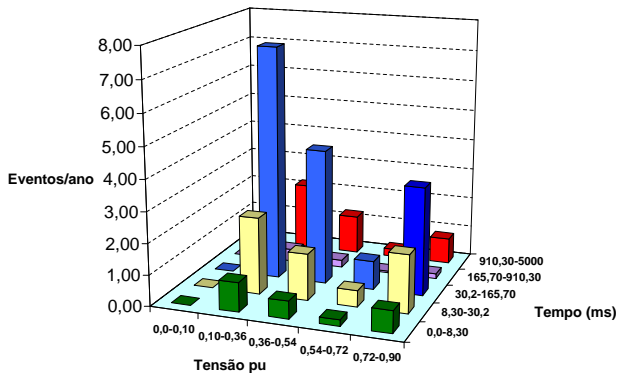


Figura 13: Frequência de ocorrências de afundamentos de tensão no consumidor de maior consumo da rede.

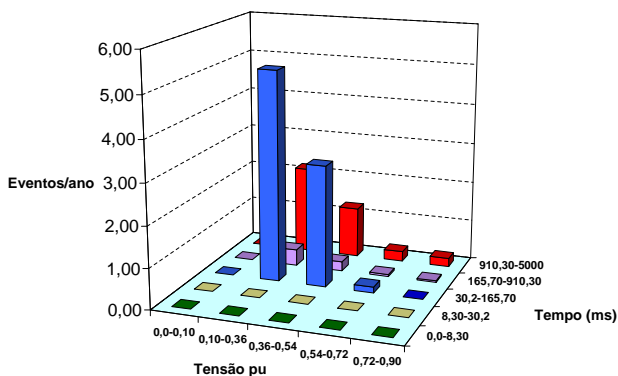


Figura 14: Frequência de ocorrências de interrupções por VTCDs no consumidor de maior consumo da rede

frequências de ocorrências em magnitude e duração.

A Fig. 14 ilustra as interrupções por VTCDs decorrentes destes afundamentos de tensão, obtidas pela utilização da curva de sensibilidade da Fig. 8.

6 CONCLUSÕES

Neste trabalho foi desenvolvida uma metodologia chamada de Híbrida para Análise de Riscos de Interrupções de Processos eletro-eletrônicos devido às Variações de Tensão de Curta duração (VTCDs) e às interrupções de curta e longa duração. Com a utilização desta metodologia, é possível obter índices de qualidade correspondentes em cada consumidor existente na rede de distribuição de energia elétrica.

Este método permite, dado um número de combinações pré-estabelecido (número de curtos-circuitos), distribuir esta quantidade de eventos, respeitando a distribuição de probabilidade de cada variável envolvida, sem comprometer o resultado final.

Assim, o Método Híbrido distribui as simulações de forma adequada, respeitando o comportamento de cada variável, conseguindo resultados com menor desvio, quando comparados com o Método de Monte Carlo. Isto é possível dado que o Método Híbrido estabelece um conjunto de curtos-circuitos de forma mais racional, deixando a aleatoriedade às variáveis menos predominantes (trecho de falta e ponto de falta), e distribuindo em faixas as variáveis mais predominantes (impedância de falta).

É importante ressaltar que a qualidade dos resultados obtidos pelo Método Híbrido está diretamente relacionada com a qualidade das informações fornecidas, como é o caso das taxas de falha e das distribuições de probabilidade das variáveis envolvidas (tipo, impedância e tempo de extinção natural). Estas informações carecem de precisão dado que, em muitos dos casos, são obtidas da experiência de profissionais envolvidos. A precisão pode ser melhorada quando são combinadas outras técnicas que permitem a obtenção destas variáveis. Por exemplo, metodologias de localização de faltas permitem a estimação do tipo e impedância de faltas ocorridas na rede, o que pode auxiliar o Método Híbrido, municiando-o com informações mais precisas que reflitam o real comportamento da rede em análise.

Finalmente, dados os resultados em tempo de processamento obtidos, pode-se concluir que o Método Híbrido é mais eficiente do que o método de Monte Carlo na obtenção dos índices de qualidade da energia elétrica considerados.

A metodologia exposta pode incorporar os impactos de VTCDs ocorridas na transmissão, notando obviamente os esquemas de ligação dos enrolamentos de transformadores de potência das subestações de distribuição de forma a serem incluídos nos resultados do modelo apresentado. Se for incorporado a parte da rede de transmissão em análise, o algoritmo pode tratar conjuntamente as redes de transmissão e distribuição. A análise do sistema de proteção da rede de transmissão deve ser feita de forma a contemplar os diferentes dispositivos e esquemas de proteção existentes neste nível de tensão, em geral bastante diferentes da distribuição primária radial.

Os autores pretendem implementar a modelagem de religadores de tensão no Método, bem como a incorporação de custos associados aos fenômenos considerados em estudos de planejamento de sistemas de distribuição de energia elétrica.

REFERÊNCIAS

- Bollen, M H J. (1996), Fast assessment method for sags in distribution systems, *IEEE Transactions on Industry Applications*. vol. 32. no. 6.

- Camilo E Silva, L. C. (2007); Simulação de Monte Carlo no cálculo de riscos de ocorrência de variação de tensão de curta duração em redes de distribuição de energia elétrica, *Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*, São Paulo.
- Camilo E Silva, L. C.; Cebrian A., J. C.; Kagan, N.; Matsuo, N. M.; Arango, H. (2005); Comparing the Monte Carlo and analytical methods to assess the risks of voltage sags Disruptions, *In: International Conference on Electricity Distribution CIRED 2005*, Turin.
- Cebrian A., J. C. (2008); Metodologias para avaliação de riscos e dos custos de interrupções em processos causados por faltas em sistemas de distribuição de energia elétrica, *Tese de Doutorado, Escola Politécnica Universidade de São Paulo*, São Paulo..
- Conrad, L.; Little, K.; Grigg, C. (1991), Predicting and preventing problems associated with remote fault-clearing voltage dips. *IEEE Transactions on Industry Applications*. vol. 27. Issue: 1, Part: 1, p. 167-172.
- Djokic, S. Z.; Desmet, J.; Vanalme, G.; Milanovic, J.V.; Stockman, K. (2005); Sensitivity of personal computers to voltage sags and short interruptions, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 20, No. 1, pp. 375 – 383.
- Filho, J.M.C.; Abreu, J.P.G.; Oliveira, T.C.; Carpinteiro, O.A.S.; Rosa, C.B., Jr.; Oliveira, F.A.; Gomes, R.P.; Carvalho, S.G.; Gonçalves, D.N. (2004); A Software for voltage sags strategic studies, *11th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 588 - 593.
- Gupta, C.P.; Milanovic, J.V.; Aung, M.T. (2004); The influence of process equipment composition on financial losses due to voltage sags, *11th International Conference on Harmonics and Quality of Power*, pp. 28-34.
- Chan, J. Y.; Milanovic, J.V. (2007); Methodology for assessment of financial losses due to voltage sags and short interruptions, *9th International Conference on Electrical Power Quality and Utilisation – EPQU*, pp. 1 – 6.
- Kagan, N.; Arango, H.; Matsuo, N.M.; Vasconcelos, G.; Castellano, U.; Duarte, S.X. (2004); Evaluating the Risk of Equipment Disruption Related to Voltage Sags, *International Conference on Harmonics and Quality of Power - ICHQP*, Lake Placid, New York.
- Leborgne, R.C.; Filho, J.M.C.; De Abreu, J.P.G.; Oliveira, T.C.; Postal, A.A.; Zapparoli, L.H. (2003); Alternative Methodology for characterization of industrial process sensitivity to voltage sags, *IEEE Bologna Power Tech Conference Proceedings*, Vol. 3, pp. 6.
- Marques, R. M. B. (2006); Ferramenta Computacional Para Avaliação do Impacto Econômico da Qualidade da Energia Elétrica no Setor de Produção das Indústrias, *Dissertação de Mestrado*, Universidade Federal de Ceará.
- Massaud, A.G.; Schilling, M.T.; Hernandez, J.P. (1994), Electricity restriction costs, *Generation, Transmission and Distribution, IEE Proceedings*, Volume 141, Issue 4, p. 299 – 304.
- Milanovic, J.V.; Myo Thu Aung; Gupta, C.P. (2005); The influence of fault distribution on stochastic prediction of voltage sags, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 20, No 1, pp. 278 – 285.
- Motoki, E. M. (2007); Procedimentos para mitigação e redução do impacto de qualidade de energia na indústria têxtil, *Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica da Universidade de São Paulo*, São Paulo.
- Myo Thu Aung; Milanovic, J.V. (2006); The influence of transformer winding connections on the propagation of voltage sags, *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 21, No 1, pp. 262 – 269.
- Olguin, G. (2005), Voltage Dip(Sag) Estimation in Power Systems based on Stochastic Assessment and Optimal Monitoring, *Thesis(PhD). Division of Electric Power Engineering, Chalmers University of Technology*.
- Radhakrishna, C.; Eshwardas, M.; Chebiyam, G. (2001); Impact of voltage sags in practical power system networks, *IEEE/PES Transmission and Distribution Conference and Exposition*, Vol. 1, pp. 567 – 572.