



**XX SNPTEE  
SEMINÁRIO NACIONAL  
DE PRODUÇÃO E  
TRANSMISSÃO DE  
ENERGIA ELÉTRICA**

XXX YY  
22 a 25 Novembro de 2009  
Recife - PE

## **GRUPO X**

### **GRUPO DE ESTUDOS DE DESEMPENHO DE SISTEMAS ELÉTRICOS - GDS**

#### **METODOLOGIA PARA ANÁLISE E CORRELAÇÃO ENTRE DESLIGAMENTO E INCIDÊNCIA DE DESCARGAS ATMOSFÉRICAS**

**Eduardo Alvim Leite (\*), Cesar Beneti e Marco Jusevicius  
INSTITUTO TECNOLÓGICO SIMPAR**

**Athayde Macedo e Alessandro Berrêdo  
LIGHT S/A**

## **RESUMO**

O artigo apresenta nova abordagem para análise de correlação entre falhas em linhas de transmissão e incidência de descargas atmosféricas. Baseado na perspectiva da gestão de risco, a metodologia abrange modelo de estimação do *buffer* da linha, tratamento da incerteza de localização das descargas, análises estatísticas de descargas e falhas e derivação de parâmetros essenciais para a avaliação do risco de desligamento. Os resultados de aplicação da metodologia a um caso piloto são apresentados e discutidos. A metodologia desenvolvida serviu de base para a construção de um ambiente automático de análise de correlação entre desligamento e incidência de descargas atmosféricas.

## **PALAVRAS-CHAVE**

Descargas Atmosféricas, Desempenho de Linhas de Transmissão, Gestão de Risco de Falhas

## **1.0 INTRODUÇÃO**

Descargas atmosféricas são causas significativas de falhas, desligamentos, variações de tensão e introdução de transientes no sistema elétrico, sendo responsáveis por prejuízos, materiais e humanos, para concessionárias de energia e consumidores [1] [2]. Segundo dados do *National Lightning Safety Institute*, entidade americana dedicada à pesquisa e consultoria na área de proteção contra descargas atmosféricas, a infra-estrutura elétrica é fortemente impactada por esses eventos, que provocam cerca de 30% dos desligamentos de energia e prejuízos no setor, avaliados somente para os EUA em mais de US\$ 1 bilhão / ano.

Essa relação entre perturbação no sistema de transmissão de energia e ocorrência de descarga atmosférica foi o foco deste trabalho de pesquisa, que buscou quantificar as incertezas presentes no monitoramento das descargas atmosféricas e sua influência na estimação do risco futuro de falha no sistema. Metodologia específica de análise foi desenvolvida no âmbito deste trabalho [3], que contemplou as seguintes etapas: (1) estimação do *buffer* da linha de transmissão; (2) tratamento da incerteza de localização da descarga; (3) análise estatística do comportamento das descargas; (4) análise individual das falhas e sua relação com a incidência de descargas no *buffer* da linha; e (5) estimação do risco de falha e suas probabilidades condicionais. Este artigo apresenta os principais resultados da aplicação da metodologia desenvolvida sobre uma linha piloto selecionada. Esses resultados permitiram aprofundar o conhecimento estatístico da frequência e das características elétricas das descargas atmosféricas típicas da região, o que contribuiu para o aprimoramento da análise de desempenho da linha selecionada, bem como para o desenvolvimento de projetos de novas linhas e proteção de linhas existentes na região. Os resultados também propiciaram a identificação de parâmetros básicos, como a vulnerabilidade da linha e de seus setores, bem como medidas de ameaça, relacionadas às descargas incidentes sobre o *buffer* da linha. Esses parâmetros se constituem em elementos essenciais para a gestão do risco de falha

(\* ) Centro Politécnico da UFPR – Caixa Postal 19100 – CEP 81531-980 – Curitiba, PR – Brasil  
Tel: (+55 41) 3320-2075 – Fax: (+55 41) 3366-2122 – Email: [alvim@simepar.br](mailto:alvim@simepar.br)

na linha de transmissão selecionada. Eles também foram incorporados ao aplicativo desenvolvido de análise automática de correlação entre desligamentos e incidência de descargas atmosféricas, permitindo a avaliação do risco de falha por evento específico de descargas.

## 2.0 CASO PILOTO DE ESTUDO

A linha de transmissão do sistema elétrico da Light selecionada como piloto para aplicação da metodologia desenvolvida foi a Linha de 138 kV Fontes Nova – Cascadura, localizada na Região Metropolitana do Rio de Janeiro. Após análise conjunta entre SIMEPAR e Light, abrangendo considerações de natureza operacional elétrica, espacial topográfica e de climatologia de descargas, foram definidos três setores de análise na linha piloto conforme apresentados na Figura 1. Para essa linha foi disponibilizado histórico de 47 falhas, correspondente ao período de janeiro de 2001 a agosto de 2007, compreendendo as falhas cujas causas prováveis foram identificadas como descargas atmosféricas ou de origem desconhecida. Para cada falha, foram também identificados o circuito, a data e a hora de ocorrência.

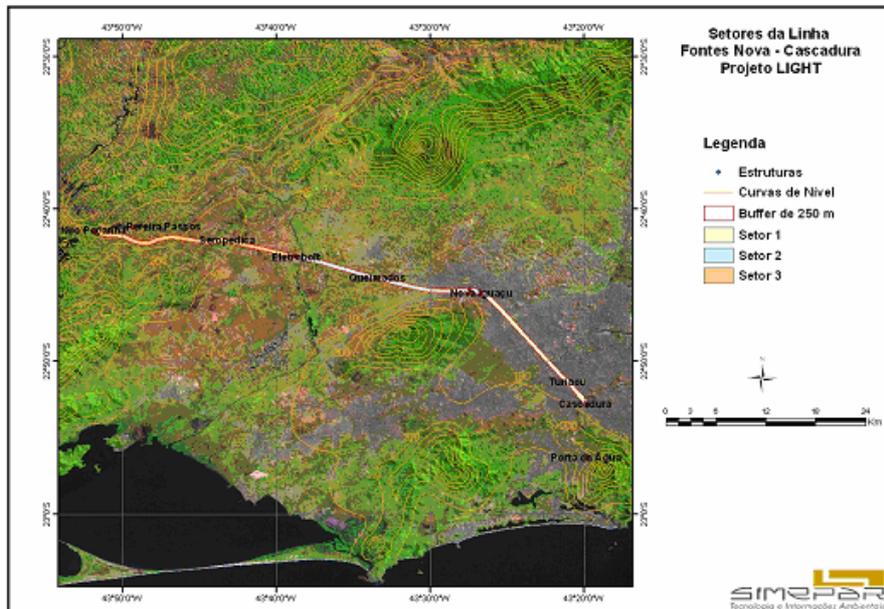


Figura 1: Linha de Transmissão Fontes Nova – Cascadura, selecionada como linha piloto do sistema elétrico da Light para aplicação da metodologia desenvolvida

Os dados de descargas atmosféricas utilizados nesta investigação foram provenientes da Rede Nacional de Detecção de Descargas Atmosféricas – RINDAT, operada e mantida através de uma parceria entre Furnas, CEMIG, SIMEPAR e INPE, cujas características técnicas e operacionais são descritas em [4]. Foram pesquisados dados de descargas no período de setembro de 1998 a agosto de 2007, em uma região retangular, cuja borda se distanciava das extremidades da linha piloto em 10 km. Essa distância foi considerada suficiente para abranger todos os raios significativos para causar perturbação ao sistema elétrico sob análise. Essa pesquisa totalizou 115.430 descargas, para as quais foram computados os seguintes dados: (1) relativos ao instante de incidência (data e hora em até nanosegundos); (2) relativos à localização espacial (latitude e longitude); (3) relativos à precisão da localização (ângulo, semi-eixos maior e menor da elipse de erro representativa da região de ocorrência da descarga com probabilidade de 0,5); (4) relativos às características elétricas da forma de onda da descarga (pico estimado de corrente, tempo de subida da forma de onda, tempo do pico até zero da forma de onda e taxa de subida máxima da forma de onda). Conforme sugestão de [5], foi utilizado filtro para eliminação das descargas com pico de corrente menor que 10 kA para minimizar a possibilidade de contaminação da série com possíveis descargas intra-nuvens, erroneamente detectadas como nuvem-terra.

## 3.0 METODOLOGIA DE ANÁLISE

### 3.1 Estimação do Buffer da Linha de Transmissão

A incerteza sobre o tamanho da envoltória da linha, doravante denominada *buffer*, advém da aleatoriedade natural do ponto de origem das descargas e carência de informações técnicas acerca da distribuição do campo elétrico e características dielétricas da atmosfera no entorno da linha. A opção metodológica adotada foi utilizar um modelo

simplificado que considera a preponderância da incidência direta da descarga como causadora de perturbação na linha [1] [2], o qual determina o tamanho do *buffer* como aquele que iguala as distâncias do ponto de origem da descarga em direção à terra e ao cabo guarda da linha. Segundo esse modelo, tem-se que:

$$b^2 + (hn - ht)^2 = hn^2 \quad (1)$$

onde  $b$  é a distância perpendicular da descarga à linha, a qual determina o tamanho do *buffer*;  $hn$  é a altura da base da nuvem; e  $ht$  é a altura média das torres da linha de transmissão.

As nuvens de desenvolvimento vertical estão comumente associadas a fenômenos de tempestades elétricas na região da linha piloto. Segundo a referência [6], a base das nuvens de desenvolvimento vertical possui altura usual entre 1 a 2 km. Considerando a altura média das torres da linha piloto de 32 m e a altura da base da nuvem de 1000 m, o tamanho do *buffer* mínimo foi estimado em 250 m.

Outros modelos mais sofisticados de estimação do *buffer* da linha foram analisados, como o apresentado em [7], que condiciona o tamanho do *buffer* à magnitude do pico de corrente. A utilização dessa abordagem, que gera tamanhos de *buffer* muito pequenos, foi verificada como incompatível com a precisão de localização das descargas pela RINDAT na região da linha piloto.

### 3.2 Tratamento da Incerteza de Localização da Descarga

A expressão da incerteza de localização da descarga realizada pelo sistema RINDAT através da elipse de erro não permite sua manipulação direta em avaliações de riscos de falhas. Para tanto, a medida adequada da relação entre descarga e linha, considerando a incerteza espacial de sua localização é a “probabilidade da descarga ter incidido sobre o *buffer* da linha”, doravante denominada  $pd_i$ . Considerando que as elipses de erro descritas em [8] representam contornos de igual densidade de uma distribuição normal bivariada, essa probabilidade pode ser derivada dos dados da elipse de erro a partir dos seguintes cálculos: (1) redução da elipse de erro de probabilidade de 0,5 para a elipse de covariância, correspondente a um desvio padrão normalizado (*sigma*) de valor unitário e a uma probabilidade associada de 0,393; (2) estimação dos parâmetros da distribuição normal bivariada; (3) computação da integral da função de densidade de probabilidade da distribuição normal bivariada sobre a poligonal representativa do *buffer* da linha.

A partir das considerações sobre as elipses de erro apresentadas em [8] e da caracterização da distribuição normal bivariada discutida em [9] e [10], é possível derivar expressões para todos os parâmetros da distribuição. Essas equações são apresentadas em [3] e expressam os parâmetros da distribuição em função dos dados armazenados da elipse de erro de probabilidade de 0,5.

A computação da integral da distribuição normal bivariada sobre a poligonal representativa do *buffer* da linha foi realizada através do método das áreas angulares, conforme apresentado em [11]. Esse método demonstrou eficiência computacional e precisão de cálculo quando aplicado a uma extensa família de poligonais e se mostrou adequado ao cálculo desejado da probabilidade  $pd_i$  da descarga ter incidido sobre o *buffer* da linha. Programa computacional específico foi desenvolvido com essa finalidade [3]. Assim, para cada descarga detectada pelo sistema RINDAT no entorno da linha, estima-se os parâmetros da distribuição normal bivariada representativa de sua incerteza espacial de localização e, com os dados da poligonal representativa do *buffer* da linha de transmissão piloto, computa-se uma estimativa para a probabilidade desejada  $pd_i$ .

### 3.3 Análise Estatística do Comportamento das Descargas

Essa etapa contemplou tanto uma análise climatológica das descargas na região da linha piloto, quanto uma análise comparativa entre descargas potencialmente causadoras e não causadoras de falhas.

A primeira análise envolveu o processamento do conjunto total de 115.430 descargas pesquisadas no entorno da linha piloto, considerado como representativo do comportamento climatológico das descargas na região estudada. Nesse sentido foram analisadas as características elétricas das descargas, seus parâmetros de erros de localização e as relações entre características elétricas e probabilidade de incidência. A investigação da função de autocorrelação entre as descargas ordenadas pelo seu tempo de ocorrência mostrou correlação positiva significativa para um grande número de *lags* (passos de defasagem temporal) em relação à maioria de suas variáveis características. Isto motivou a segunda análise, baseada na identificação e comparação entre conjuntos de descargas, cujas ocorrências temporais eram próximas ou distantes das falhas.

Dessa forma, a segunda análise buscou detectar diferenças entre características de descargas causadoras e não causadoras de falhas a partir da criação de dois novos conjuntos disjuntos de descargas, pesquisadas no período de análise de falha (janeiro de 2001 a agosto de 2007): (1) conjunto de descargas potencialmente causadoras de

falha, formado por 887 registros de descargas que apresentaram probabilidade de incidência não nula e diferença de tempo de ocorrência menor ou igual a 15 minutos em relação aos tempos registrados de falha ( $pd_i \geq \xi = 0,001$ ,  $t_f - 15 \leq t_i \leq t_f + 15 \text{ min}$ ); e (2) conjunto de descargas não causadoras de falha, formado por 9.250 registros de descargas que apresentam probabilidade de incidência não nula e diferença de tempo de ocorrência maior que 15 minutos em relação aos tempos registrados de falha ( $pd_i \geq \xi = 0,001$ ,  $t_i < t_f - 15$  ou  $t_i > t_f + 15 \text{ min}$ ).

### 3.4 Análise Individual das Falhas e sua Relação com a Incidência de Descargas no *Buffer* da Linha

Para cada falha registrada na linha piloto, foi identificado o seu subconjunto de descargas potencialmente causador da falha, conforme definição apresentada no item 3.3. As variáveis que caracterizam a forma de onda dessas descargas foram armazenadas, bem como seus valores médios, condicionados ou não pela probabilidade  $pd_i$ . A possibilidade do conjunto potencialmente causador ser vazio é indicativa da causa de falha não ser descarga atmosférica. Um conjunto de número significativo de potenciais causadores, com altas probabilidades  $pd_i$ , é indicativo forte da causa de falha ser descarga atmosférica.

Sobre o subconjunto de descargas potencialmente causadoras das falhas foram aplicados critérios de seleção determinística com o intuito de indicar a descarga mais provável de ser a responsável pela falha. Os seguintes critérios foram definidos: (1) descarga de maior probabilidade de incidência sobre o *buffer* da linha (*MP*); (2) descarga de menor diferença de tempo em relação ao registro da falha (*mT*); e (3) descarga de maior pico de corrente (*MC*). As características da forma de onda dessas descargas selecionadas foram armazenadas e podem ser analisadas à luz do desempenho da linha de transmissão no momento da falha. As situações em que a mesma descarga é apontada por mais de um critério fortalece sua seleção como responsável pela falha.

A análise comparativa entre as descargas selecionadas pelos critérios acima como responsáveis pela falha com aquelas selecionadas como não causadoras também foi realizada e fortaleceu a identificação de diferenças estatisticamente significativas entre as descargas pertencentes a esses dois subconjuntos.

### 3.5 Estimação do Risco de Falha e suas Probabilidades Condicionais

A constatação da existência de múltiplas incertezas presentes nos registros das descargas e falhas, em especial na definição de suas localizações, estimula a utilização da abordagem da gestão de risco [12] para tratamento do problema de falhas em linhas de transmissão de energia provocadas por descargas atmosféricas. Gestão de risco exige esforço para estimação das probabilidades de ocorrência de fenômenos e conseqüências envolvidas. No âmbito do problema tratado, podemos interpretar os conceitos relativos à gestão de risco da seguinte maneira:

$$\text{Risco} = \text{Ameaça} \times \text{Vulnerabilidade} \quad (2)$$

onde a vulnerabilidade ( $v$ ) é dada pela probabilidade de falha na linha ( $F$ ) ou em um setor específico da mesma ( $F_i$ ), dado a ocorrência de uma descarga incidente  $d^*$  com certeza de ter atingido o *buffer* da linha ou setor ( $pd_i=1$ ). Assim:

$$v = p(F \mid d^*) \text{ para a linha}; \quad v_i = p(F_i \mid d_i^*) \text{ para os setores da linha } (i = 1, 2 \text{ ou } 3) \quad (3)$$

Para determinado período de tempo, a *Ameaça* pode ser interpretada como o número esperado de descargas incidentes no período ( $Nd^*$ ) e o *Risco* como o número esperado de falhas no período ( $Nf$ ). Assim, assumindo os eventos de falha e de incidência como independentes entre si, para  $n$  descargas incidentes se pode considerar:

$$Nf = Nd^* p(F \mid d^*) \quad (4)$$

$$Nd^* = \sum_{i=1}^n pd_i \quad (5)$$

Para o cálculo das probabilidades de incidência e falha associadas a determinado evento de descargas ocorrido em determinado período de tempo, utilizou-se de modelos probabilísticos binomial e multinomial de probabilidade variável por evento, discutidos em [3], o primeiro para a linha como um todo, o segundo para setores da linha ou classes de pico de corrente. Também nesse caso, foram utilizados os valores de vulnerabilidade  $v$  e  $v_i$  ( $p(F \mid d^*)$  e  $p(F_i \mid d_i^*)$ ) como parâmetros essenciais de transformação de incidência em falha.

## 4.0 ANÁLISE DOS RESULTADOS

### 4.1 Análise Climatológica das Descargas na Região da Linha Piloto

Em relação às variáveis representativas das características elétricas da forma de onda da descarga, o conjunto climatológico apresentou as seguintes medidas estatísticas para a média e desvio padrão: (1) pico de corrente ( $P_c$ ) igual a  $22,8 \pm 12,9$  kA; (2) tempo de subida ( $Rt$ ) igual a  $5,13 \pm 2,30$   $\mu$ s; (3) tempo de descida ( $PZt$ ) igual a  $32,97 \pm 13,67$   $\mu$ s; (4) taxa de subida máxima ( $MRr$ ) igual a  $1,35 \pm 3,33$  kA/ $\mu$ s ( $6,64 \pm 4,40$  kA/ $\mu$ s, considerando somente os valores não nulos). As descargas positivas representaram 6,8% do total e apresentaram pico de corrente médio maior que as negativas (23,7 contra 22,8 kA). O teste estatístico  $t$  de 2 amostras [9] atestou essa diferença entre médias como significativa ao nível de 95%. Essa constatação de pico de corrente maior associado às descargas positivas está em sintonia com a literatura da área sobre eletricidade atmosférica [13] [14]. À exceção do pico de corrente, da sua polaridade e do tempo de subida, a análise da distribuição de frequência das demais variáveis elétricas revelou a incapacidade do sistema de monitoramento em estimar adequadamente essas medidas. A maioria (79,6%) dos valores da taxa de subida máxima estava zerada e o tempo de descida apresentava distribuição predominante dos valores de 30 e 51  $\mu$ s.

Conforme discutido em [3], o sistema de monitoramento explicita a incerteza de localização da descarga através de dados correspondentes à elipse de erro de probabilidade de 0,5. Nesse sentido, são computadas medidas para os semi-eixos maior e menor dessa elipse. As medidas do semi-eixo maior têm sido utilizadas para se avaliar a qualidade de estimação da localização das descargas [15]. Para a região no entorno da linha piloto, o semi-eixo maior apresentou média de 1,7 km, desvio padrão de 3,0, mediana de 1,3 e variação total de 0,3 a 50 km. A posição relativa da região de estudo em relação aos sensores do sistema de monitoramento, localizada na borda da rede, justifica os valores relativamente altos do semi-eixo maior [5] [15]. Essa falta de precisão do sistema impede a utilização de modelos mais sofisticados de determinação do *buffer* da linha e realça a importância de incorporação das incertezas de localização na gestão de risco de desligamento em linhas de transmissão.

De acordo com a metodologia desenvolvida, para cada uma das descargas do conjunto climatológico foi calculada a sua probabilidade de incidência sobre o *buffer* da linha piloto ( $pd_i$ ), considerando o *buffer* fixo e igual a 250 m. Nesse esforço foram encontradas 13.190 descargas de probabilidade não nula ( $pd_i \geq \xi=0,001$ ), as quais corresponderam a 11,4% do total. Esse subconjunto de descargas, que apresentou probabilidade de incidência ( $pd_i$ ) média de 0,11 e desvio padrão de 0,13 (variação total de 0,001 a 0,85), pode ter incidido sobre o *buffer* da linha no período considerado.

A análise da relação entre o módulo do pico de corrente e a probabilidade de incidência do subconjunto de descargas de incidência não nula mostrou crescimento exponencial do primeiro em relação ao segundo, indicando  $P_c$  maior para descargas de maior  $pd_i$ . A análise aprofundada dessa relação revelou que o fato não estava relacionado à localização específica da linha, nem a propriedades físicas de interação entre a linha e a atmosfera. Foi possível reconhecer relações inversas tanto do pico de corrente quanto da probabilidade de incidência em relação à área da elipse de erro, mostrando uma tendência do sistema de monitoramento em reduzir o erro de localização quando da detecção de altos picos de corrente e, conseqüentemente, também obter maiores probabilidades de incidência para esses altos  $P_c$ . Essas relações invertidas revelam uma deficiência do sistema de monitoramento na produção dessas informações, que deve estar majorada pelo fato da região de análise estar na borda da rede de sensores.

#### 4.2 Análise Comparativa entre Descargas Potencialmente Causadoras e Não Causadoras de Falhas

A análise comparativa da distribuição de frequências das descargas pertencentes a cada um dos conjuntos identificados como potencialmente causador e não causador de falha, conforme seleção discutida no item 3.3, revelou que as primeiras possuem maiores módulos de picos de corrente que as segundas. O teste estatístico  $t$  de 2 amostras comprova uma diferença significativa ao nível de 95% entre as médias dos dois conjuntos, que apresentaram os valores de  $23,5 \pm 10,8$  kA para as causadoras e de  $21,5 \pm 12,7$  kA para as não causadoras. A proporção de descargas positivas foi maior para o conjunto não causador (6,8%) do que para o conjunto causador (4,0%), não qualificando essa característica como potencialmente causadora de falha no caso estudado.

A análise do tempo de subida ( $Rt$ ) e da probabilidade de incidência ( $pd_i$ ), revelou similaridade nas distribuições de frequência. O teste estatístico  $t$  de 2 amostras não revelou diferenças significativas em relação aos seus valores médios. A diferença de tempo entre a incidência da descarga e o registro da falha, considerado de 15 minutos, pode ter se revelado alto demais para identificação de diferenças significativas para essas variáveis. Mesmo nessas condições de análise foi possível identificar uma diferença estatisticamente significativa para o pico de corrente, indicando maior concentração de descargas de maior corrente nos tempos mais próximos à ocorrência de falhas.

#### 4.3 Análise Individual das Falhas e Descargas Associadas

A análise do histórico de falhas composto por 47 ocorrências revelou que 26 delas estavam associadas à incidência de descargas atmosféricas. Para as demais 21 ocorrências de falhas, não foram encontradas

descargas atmosféricas dentro de um intervalo de tempo de  $\pm 15$  minutos do registro da falha que possuísem probabilidade de incidência não nula ( $pd_i \geq \xi=0,001$ ). Foi organizada uma planilha eletrônica, apresentada em [16], contendo a identificação das 47 falhas do histórico. Para cada uma das 26 ocorrências associadas à incidência de descargas, foram apontadas as descargas selecionadas como responsáveis pela falha, segundo os critérios definidos no item 3.4, bem como suas características elétricas.

Os registros do histórico de falhas não especificam a estrutura ou trecho da linha onde ocorreu o desligamento, impedindo a determinação precisa do setor da linha afetado. A análise das probabilidades de incidência por setor das descargas selecionadas como potencialmente causadoras permite derivar a seguinte distribuição das 26 falhas: (1) 9 falhas no setor “1”; (2) 9 falhas no setor “2”; e (3) 8 falhas no setor “3”. Essa distribuição foi confirmada se a análise é realizada tanto pela probabilidade de incidência por setor, quanto pelo valor esperado do número de descargas incidentes por setor.

A análise comparativa das características das descargas pertencentes ao conjunto não causador com aquelas selecionadas como responsáveis pelas falhas do histórico (critérios *MP* e *mT*) revela diferenças significativas para o pico de corrente (*Pc*) e probabilidade de incidência (*pd*) e similaridades para o tempo de subida (*Rt*). O teste estatístico *t* de 2 amostras comprova diferenças ao nível de 95% de significância entre as médias do pico de corrente e probabilidade de incidência e considera indiscerníveis as médias dos tempos de subida. Os valores médios estimados para o módulo do pico de corrente, tempo de subida e probabilidade de incidência foram respectivamente de: (1) 29,4 kA, 5,8  $\mu$ s e 0,39 para as descargas selecionadas pelo critério *MP*; (2) 30,2 kA, 5,6  $\mu$ s e 0,21 para as descargas selecionadas pelo critério *mT*; e (3) 21,5 kA, 5,0  $\mu$ s e 0,11 para as descargas não causadoras. A Figura 2 apresenta as distribuições de frequência relativa acumulada do módulo do pico de corrente e da probabilidade de incidência, considerando os conjuntos não causador, climatológico, causadores selecionados pelo critério *MP* e pelo critério *mT*. A significância das diferenças encontradas fortalece a qualificação das características de maiores pico de corrente e probabilidade de incidência sobre a linha como proeminentes na identificação de descargas causadoras de falha em sistemas de transmissão de energia.

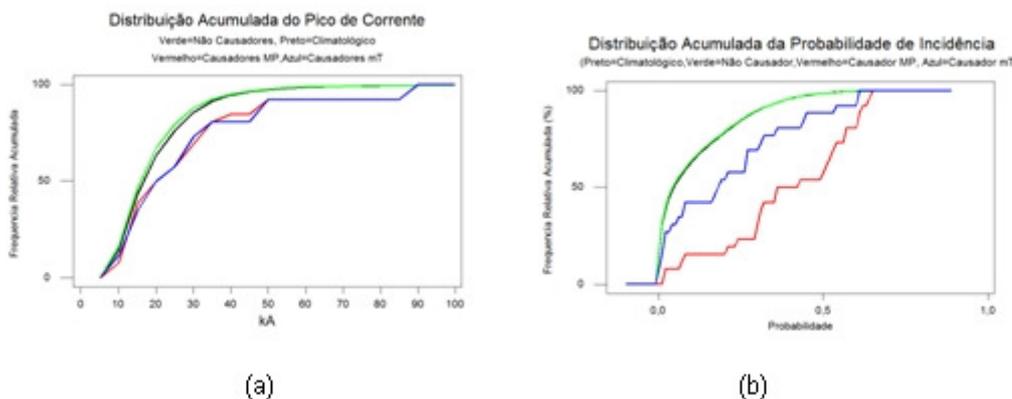


Figura 2: Distribuição de frequência relativa acumulada do módulo do pico de corrente (a) e da probabilidade de incidência (b) para as descargas pertencentes aos conjuntos não causador de falha (em verde), climatológico (em preto), causador selecionado pelo critério de maior probabilidade (em vermelho) e causador selecionado pelo critério de menor tempo (em azul)

#### 4.4 Análise dos Parâmetros Estimados para a Gestão de Risco

Com base na formulação apresentada no item 3.5, equações (3), (4) e (5), considerando o número de falhas do histórico associadas a descargas  $Nf=26$  ( $Nf_1=9$ ,  $Nf_2=9$  e  $Nf_3=8$ ) e as probabilidades calculadas de incidência das descargas no período de análise de falha (Janeiro de 2001 a Agosto de 2007), foi possível estimar os seguintes valores para a vulnerabilidade total e setorial:

$$v = p(F | d^*) = Nf / Nd^* = 26 / 1099 = 0,0237 \quad (6)$$

$$v_1 = p(F_1 | d_1^*) = Nf_1 / Nd_1^* = 9 / 286 = 0,0315 \quad (7)$$

$$v_2 = p(F_2 | d_2^*) = Nf_2 / Nd_2^* = 9 / 433 = 0,0208 \quad (8)$$

$$v_3 = p(F_3 | d_3^*) = Nf_3 / Nd_3^* = 8 / 381 = 0,0210 \quad (9)$$

A existência de um histórico maior de descargas, além do período de análise de falhas, bem como a necessidade de equalizar a grande variação mensal no número de descargas incidentes, motivaram a consideração de todo o histórico climatológico. Isto foi realizado com uma nova estimativa da ameaça (número esperado de descargas

incidentes), manutenção das vulnerabilidades e recálculo do risco. O resultado final é mostrado na Tabela 1, que apresenta um quadro resumo de parâmetros para a gestão de risco, tendo como base as vulnerabilidades calculadas acima e considerando o período de um ano como referência. A análise da variabilidade mensal do risco de desligamento da linha como um todo e de seus setores realça os maiores riscos de falha para os meses de verão (dezembro, janeiro e fevereiro).

Tabela 1: Quadro resumo dos parâmetros para a gestão do risco de falhas por descargas atmosféricas considerando os dados do período total de análise (setembro de 1998 a agosto de 2007)

Parâmetros para a gestão do risco de falhas por descargas atmosféricas			
Componente	Risco	Ameaca	Vulnerabilidade
	( $Nf/ano$ )	( $Nd^*/ano$ )	( $p(F d^*)$ )
Linha	3,83	161,9	0,0237
Setor "1"	1,23	39,1	0,0315
Setor "2"	1,41	67,9	0,0208
Setor "3"	1,15	54,8	0,0210

Os parâmetros apresentados na Tabela 1 constituem-se em informações fundamentais para a gestão de risco e podem orientar as intervenções para a melhoria do desempenho da linha: (1) a vulnerabilidade total e por setor traduz a sensibilidade do subsistema elétrico à ocorrência de descargas atmosféricas; (2) a ameaça expressa a frequência desse fenômeno na região de localização da linha; e (3) o risco traduz as consequências de exposição da linha ao fenômeno. Os esforços de minimização do risco, que contemplam intervenções na linha e alteram a vulnerabilidade atual, podem ser orientados de acordo com os valores da própria vulnerabilidade, da ameaça ou da combinação de ambas, conforme as opções de engenharia disponíveis.

O processamento da incerteza de localização permitiu o tratamento da ameaça representada pelas descargas atmosféricas diretamente pelo número esperado de descargas incidentes sobre o *buffer* da linha ou de seus setores. Essa abordagem integra as informações espaciais distribuídas em mapas de densidade de descargas comumente apresentados para expressar a ameaça representada pelo fenômeno.

Com base nos modelos probabilísticos desenvolvidos [3] e parâmetros de risco estimados para a linha piloto, foi realizado o cálculo das probabilidades de incidência e falha para eventos de descargas atmosféricas associados às falhas do histórico analisado. Também foram calculadas as probabilidades condicionais de falha por setor da linha e por classe de pico de corrente. O período considerado foi de  $\pm 15$  minutos no entorno do tempo de registro de cada desligamento. De forma resumida, a análise mostrou, para a maioria das falhas: (1) alta probabilidade de incidência (mais de 60% foram superiores a 0,9); (2) probabilidade de falha em torno de 0,10; (3) probabilidade condicional concentrada em setores específicos; e (4) probabilidade condicional fortemente distribuída entre as duas primeiras classes de corrente ( $P_{c \leq 20} kA$  e  $20 < P_{c \leq 50} kA$ ), apesar de a distribuição privilegiar mais a classe de alta corrente ( $P_{c > 50} kA$ ) que a distribuição climatológica.

## 5.0 CONCLUSÕES

Os resultados apresentados neste trabalho estão consonantes com os objetivos gerais e específicos estabelecidos para o projeto de P&D que o viabilizou. Dentro do escopo pretendido, foram realizadas as seguintes análises: (1) climatológica das descargas na região da linha piloto; (2) comparativa entre conjuntos de descargas potencialmente causadoras e não causadoras de falhas; (3) individual, contemplando as descargas consideradas como responsáveis por cada falha; e (4) dos parâmetros estimados para a gestão de risco.

A análise climatológica permitiu o conhecimento da distribuição e de medidas de tendência central e dispersão das variáveis caracterizadoras das descargas na região da linha piloto. As medidas correspondentes às variáveis elétricas tempo de descida ( $PZt$ ) e taxa de subida máxima ( $MRI$ ) foram consideradas não confiáveis devido a um comportamento atípico de suas distribuições. Também foi analisada a qualidade do monitoramento na região através da medida do semi-eixo maior da elipse de erro de 50%. Merece destaque a análise da relação entre pico de corrente e probabilidade de incidência. Essa análise acabou indicando certa deficiência do sistema de monitoramento, que tende a associar menor elipse de erro às descargas de maior pico de corrente, favorecendo dessa forma a ocorrência de maiores probabilidades de incidência para essas descargas.

A análise comparativa entre conjuntos de descargas potencialmente causadoras e não causadoras de falhas, que considerou o intervalo de tempo de  $\pm 15$  minutos no entorno de cada falha, revelou a significância do pico de corrente, indicando maiores valores para as causadoras em relação às não causadoras. A análise individual das descargas consideradas responsáveis pela falha, em especial quando selecionadas pelos critérios de maior probabilidade ( $MP$ ) e menor tempo ( $mT$ ), fortaleceram a qualificação das características de maiores pico de corrente e probabilidade de incidência como proeminentes na identificação de descargas causadoras de falhas em sistemas de transmissão de energia.

Os parâmetros para a gestão do risco de falha por descargas atmosféricas na linha piloto foram estimados, estendidos e apresentados na Tabela 1. Esses parâmetros abrangeram medidas para a *vulnerabilidade* da linha e seus setores, na forma de uma probabilidade condicional de falha dado uma descarga incidente ( $p(F/d^*)$ ), para a *ameaça* em termos do número esperado de descargas incidentes no *buffer* da linha ou setor por ano, e para o *risco* de falha, expresso através do número esperado de falhas na linha ou setor por ano. Os esforços de minimização do risco podem ser orientados de acordo com os valores da própria vulnerabilidade, da ameaça ou da combinação de ambas, conforme as opções de engenharia disponíveis.

Com base na metodologia desenvolvida e dos parâmetros de risco estimados foi desenvolvido ambiente de análise automática da correlação entre desligamentos no sistema de transmissão e incidência de descargas atmosféricas, denominado "ACorDa". Esse aplicativo de análise, implementado em ambiente *web* e com tecnologia SIG (Sistema de Informações Geográficas), além de identificar e visualizar a elipse de erro das descargas incidentes, elabora estatística e estima as probabilidades de incidência e falha para a linha de transmissão e período de tempo selecionados.

Espera-se, como benefício do projeto e do uso do aplicativo desenvolvido, uma melhor gestão do sistema de transmissão, que passa a incorporar ferramenta de suporte para o monitoramento e análise do desempenho do sistema elétrico, quanto a potenciais perturbações provocadas por descargas atmosféricas.

#### REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] WESTINGHOUSE Central Station Engineers, *Electrical transmission and distribution reference book*. East Pittsburgh, Pennsylvania, USA: Westinghouse Electric Corporation, 1964.
- [2] SILVA NETO, A., "Tensões induzidas por descargas atmosféricas em redes de distribuição de baixa tensão", Dissertação de Mestrado, Escola Politécnica, USP, São Paulo, SP, Brasil, 2004.
- [3] LEITE, E. A., JUSEVICIUS, M. A., et al., "Metodologia para a análise e correlação entre desligamento e incidência de descargas atmosféricas", Relatório Técnico SIMEPAR, Projeto P&D Ambiente de Análise e Correlação de Falhas por Descargas Atmosféricas no Sistema de Transmissão da Light, Curitiba, PR, Brasil, 2007.
- [4] BENETI, C. A., et al., "RIDAT – Rede integrada de detecção de descargas atmosféricas – perspectivas e futuro". In: *Anais do XI Congresso Brasileiro de Meteorologia*, SBMET, Rio de Janeiro, 2000.
- [5] CUMMINS, K. L., MURPHY, M. J., BARDO, E. A., et al., "A combined TOA/MDF technology upgrade of the US National Lightning Detection Network", *Journal of Geophysical Research*, vol. 103, pp. 9035-9044, 1998.
- [6] ENGELBERT, P., *The complete weather resource: understanding weather*, vol. 1. New York: UXL, 1997.
- [7] CHOWDHURI, P., "Estimation of flashover rates of overhead power distribution lines by lightning strokes to nearby ground", *IEEE Transaction on Power Delivery*, vol. 4, n. 3, pp. 1982-1989, Jul. 1989.
- [8] GLOBAL Atmospherics, "Introduction to lightning detection", Technical documentation. GAI, 1996.
- [9] BENJAMIN, J. R., CORNELL, C. A., *Probability, statistics, and decision for civil engineers*. New York: McGraw-Hill Book Company, 1970.
- [10] WILKS, D. S., *Statistical methods in the atmospheric sciences*. San Diego, California, Academic Press, 1995.
- [11] DIDONATO, A. R., HAGEMAN, R. K., "Computation of the integral of the bivariate normal distribution over arbitrary polygons", Naval Surface Weapons Center, Dahlgren, Virginia, USA, 1980.
- [12] CROUHY, M., GALAI, D., MARK, R., *The essentials of risk management*. New York: McGraw-Hill, 2006.
- [13] RAKOV, V. A., UMAN, M. A., *Lightning: physics and effects*. Cambridge: Cambridge University Press, 2002.
- [14] PINTO JR., O., PINTO, I. A., *Relâmpagos*. São Paulo, SP: Editora Brasiliense, 1996.
- [15] CUMMINS, K. L., KRIDER, E. P., MALONE, M. D., "The U.S. National Lightning Detection Network and applications of cloud-to-ground lightning data by electric power utilities", *IEEE Transactions on Electromagnetic Compatibility*, vol. 40, n. 4, pp. 465-480, 1998.
- [16] LEITE, E. A., JUSEVICIUS, M. A., et al., "Resultados da análise de correlação entre desligamento e incidência de descargas atmosféricas", Relatório Técnico SIMEPAR, Projeto P&D Ambiente de Análise e Correlação de Falhas por Descargas Atmosféricas no Sistema de Transmissão da Light, Curitiba, PR, Brasil, 2008.

#### DADOS BIOGRÁFICOS

Eduardo Alvim Leite

Nascido em Carangola, MG, em 26 de dezembro de 1959.

Engenheiro Eletricista pela UFJF, Especialista em Engenharia de Sistemas, Mestre em Administração Estratégica pela UFPR e Doutor em Engenharia Civil pela COPPE/UFRJ.

Ex coordenador de planejamento do LAC (atual LACTEC), gerente de coordenação da Companhia Paranaense de Energia e diretor-superintendente do Instituto Tecnológico SIMEPAR.

Atualmente é pesquisador e coordenador de integração tecnológica do SIMEPAR.